

PROGRAMA ESTATAL DE ENERGÍA DEL ESTADO DE BAJA CALIFORNIA SUR

Contenido

Introducción

Análisis de la Situación Actual

- 1.0 Objetivo del Programa Sectorial de Energía de Baja California Sur
- 2.0 Análisis del Marco Jurídico e Institucional del Sector Energético
- 3.0 Contribución actual del Sector Energético al desarrollo económico de Baja California Sur
- 4.0 Estado de los programas y acciones vigentes de eficiencia energética en Baja California Sur
- 5.0 Vulnerabilidad y externalidades del sistema eléctrico
- 6.0 Características del Sistema Aislado de BCS

Retos y Oportunidades

- 7.0 Potencial renovable y de almacenamiento de energía
- 8.0 Nueva Matriz Energética del PRODESEN 2017-2031
- 9.0 Mecanismos de coordinación con instancias federales, fuentes de financiamiento nacional e internacional y con la SHCP

Acciones

- 10.0 Potencial de inversiones
- 11.0 Acciones gubernamentales a nivel estatal
- 12.0 Acciones gubernamentales a nivel municipal
- 13.0 Acciones de los sectores productivos de BCS
- 14.0 Acciones en el sector residencial para disminuir el consumo de energía e impulsar la generación distribuida
- 15.0 Acciones en el sector rural de BCS en el marco de la matriz energética modificada

Impactos Potenciales y Seguimiento

- 10.0 Estimación de co-beneficios

Introducción

Baja California Sur (BCS) es uno de los estados más ricos en belleza natural en México, tanto en su parte marina como terrestre. Se encuentra ubicado a la entrada del Golfo de California, también conocido como el Mar de Cortés, mismo que ha sido calificado como el Acuario del Mundo por el famoso naturalista Jacques Costeau. La riqueza marina incluye grandes mamíferos marinos como la ballena azul, gris, y jorobada, y leones marinos; también diversas especies de tiburones, calamares de Humboldt y otros. El rico ecosistema marino contrasta grandemente con el desértico territorio poblado de saguaros y otras cactáceas que se extienden hasta el horizonte, sin faltar las sierras, como la Cordillera del Pacífico, con variados paisajes, dependiendo de la orientación de sus pendientes. Por otra parte, inmensas dunas se extienden a través de las numerosas playas que pueblan este privilegiado territorio.

El crecimiento poblacional es uno de los más altos de México, 3.85%, impulsado por el turismo. Visitantes nacionales y extranjeros son atraídos por la oferta tradicional de sol y playa, pero también por las actividades que la belleza natural de su territorio y de sus sistemas marinos inducen en quienes los contemplan. El buceo y la observación de la fauna marina a bordo de lanchas y barcos, así como el deleite de su cocina regional, son atractivos que van ganando crecientes multitudes de visitantes.

Parece increíble que tales características paradisiacas se encuentren expuestas a uno de los sistemas eléctricos más sucios y caros del país. Las chimeneas de las plantas generadoras revelan la inquietante realidad de un conjunto de equipos generadores sobredimensionados que han sujetado a los habitantes del estado a décadas de contaminación. Se han planteado diversas alternativas, algunas que no han fructificado, como el suministro de gas desde la parte continental del país, y otras que todavía están en el dominio de la planeación, como una línea de alta tensión de corriente directa, también desde el continente. Otras alternativas que es necesario considerar incluyen las energías renovables como la solar y la eólica, junto con recursos auxiliares como el almacenamiento de energía.

Desde el punto de vista energético, en términos prácticos, el estado de BCS es una isla por las características fisiográficas que lo rodean: el Golfo de California y el Océano Pacífico por tres de sus flancos, y un inmenso territorio prácticamente vacío entre los centros de población de la parte septentrional de la península y la parte meridional donde se ubica el estado de BCS. Esta característica insular presenta retos muy importantes y explica, en buena medida, la situación de su sistema eléctrico actual, que ha ido creciendo sujeto a la disponibilidad, única hasta hora, de combustibles líquidos que pueden ser transportables por la vía marítima. También ha influido la demanda de energía que, debido a una población relativamente escasa -BCS es el segundo estado con menor población- también limitó la tecnología de los sistemas de generación, favoreciendo equipos compactos de combustión interna con una contribución parcial de equipos térmicos. Los combustibles también están limitados a la disponibilidad por parte de PEMEX, bajo consideraciones mayormente económicas, siendo exclusivamente combustóleo con alto y bajo azufre, así como el diésel.

Las consecuencias no deseadas de este desarrollo energético son los altos costos de generación y la emisión de contaminantes, tanto de impacto a la salud, como de impacto al clima. La huella de carbono del sistema eléctrico aislado de BCS se dice es uno de los más altos del país.

El desarrollo reciente de las energías renovables abre una ventana de oportunidades que era impensable hace algunos años. Las energías solar y eólica, junto con otras disponibles en la región, como la geotermia,

la bioenergética y otras, tienen el potencial de cubrir la demanda del estado a costos muy competitivos, y sin las consecuencias en salud, medio ambiente y afectación al clima que tienen las energías convencionales.

Si bien, el tema de energía, y particularmente, el de electricidad, es un asunto de competencia mayormente federal, el Gobierno del Estado de Baja California Sur ha considerado necesario tener una voz en la situación actual y en el desarrollo futuro de la energía eléctrica del estado por sus implicaciones económicas, ambientales, de salud pública, de bienestar de los ciudadanos de este estado y para la creación de empleos.

El Programa Sectorial de Energía de Baja California Sur (PSEBCS) que aquí se presenta, tiene como finalidad documentar esa voz que el Gobierno del Estado quiere que sea escuchada y que demuestra la necesidad de un diálogo con los tomadores de decisión en el ámbito energético, así como proponer una ruta a los actores económicos y sociales del estado para realizar las acciones que estén en su competencia, a fin de lograr un sistema energético que sea sustentable para su habitantes presentes y futuros, así como para su riqueza natural que necesita ser salvaguardada.

Una mayor integración de energías renovables a la matriz energética de BCS representa oportunidades y retos que hay que resolver, tanto por el lado de las instancias energéticas responsables, como por parte de los actores locales. Poner sobre la mesa estos retos y oportunidades y dialogar sobre ellos, recurriendo a las mejores prácticas y reconociendo la necesidad de cambiar el estatus actual por las desventajas que representa, es la principal ruta para hacer que BCS se convierta en uno de los estados más sustentables de México, en total congruencia con la belleza natural con la que fue generosamente colmado.

Este Programa Estatal está organizado en cuatro grandes secciones:

(1) Análisis de la situación actual, donde se discute el objetivo del programa, su relación con otros instrumentos de planeación y con el marco jurídico, las implicaciones del sector energético en la economía estatal, el rol de la eficiencia energética en la actualidad, la vulnerabilidad del sistema ante las eventualidad climatológicas, las características del sistema eléctrico, sus impactos por emisiones, los precios de la electricidad y los proyectos que se encuentran en los instrumentos de planeación federales.

(2) Retos y Oportunidades, donde se describen los potenciales de energías renovables, de almacenamiento de energía, y de generación distribuida limpia. También se hace un análisis a detalle de la matriz energética que resultaría del PRODESEN 2017-2031, y de los diversos escenarios que pueden ser variantes de dicha matriz, incluyendo los escenarios planteados de manera conjunta por el CENACE y el Instituto de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés). También se analiza la contribución del sistema al inventario de emisiones de gases de efecto invernadero por parte del sistema eléctrico de BCS.

(3) Acciones, donde se describen las acciones actuales y se proponen otras que ayuden a transitar hacia una ruta energética sustentable con menores emisiones de gases contaminantes y de carbono y con costos bajos.

(4) Impactos Potenciales y Seguimiento, donde se analizan los beneficios en la calidad del aire y a la huella de carbono que se tendrán como consecuencia de las modificaciones a la matriz energética actual.

SECCION 1.

Análisis de la situación actual

1.0 Objetivo del Programa Sectorial de Energía de Baja California Sur

1.1 Misión, Visión y Metas del PSEBCS

El PSEBCS es un instrumento de planeación para el sector energético estatal alineado al Plan Estatal de Desarrollo (PED) del estado de Baja California Sur. Es un programa multisectorial cuya elaboración e implementación son encabezadas por la Secretaría de Planeación Urbana, Infraestructura y Movilidad del Gobierno del Estado, de acuerdo a las atribuciones que le son conferidas por el Art. 23 de la Ley Orgánica de la Administración Pública del estado de Baja California Sur, y de las disposiciones contenidas en el Reglamento Interior de dicha institución.

La misión del PSEBCS es coordinar y fomentar el ordenamiento del sector energético e impulsar la transición energética a nivel estatal mediante el aprovechamiento de los potenciales de generación eléctrica a partir de energías alternativas y limpias, la promoción del uso eficiente de la energía para lograr una disminución de los costos de la energía en la entidad, contribuir con mejores condiciones para el desarrollo social a través de una mejor provisión de energía, fomentar la competitividad de los sectores productivos, y mitigar las externalidades que la generación y uso de la energía convencional imponen a la salud de la población y el medio ambiente.

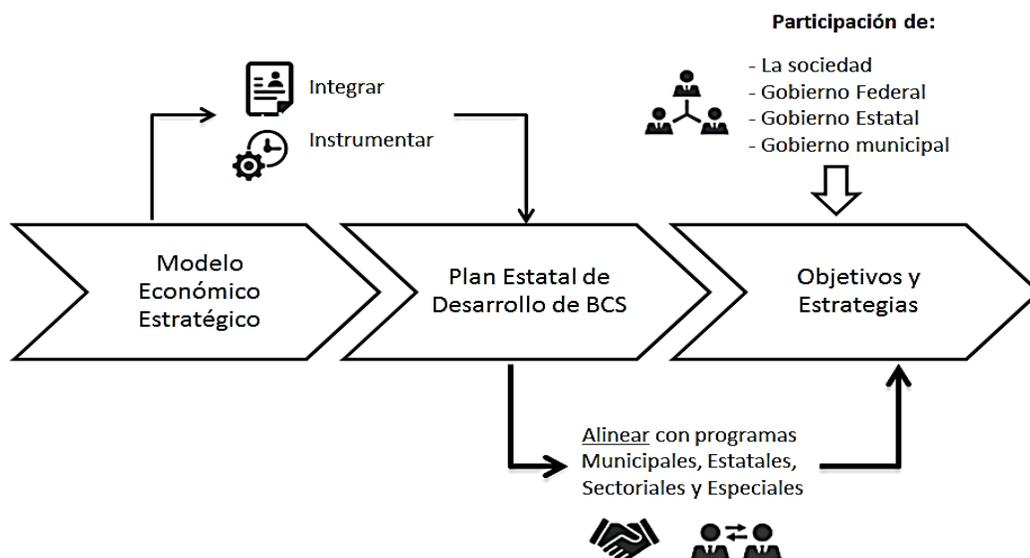
Para ello, el PSEBCS se plantea una visión en la que, en un plazo de cinco años, Baja California Sur sea un ejemplo de generación y uso sustentable de la energía aprovechando su potencial de energías limpias y renovables y ampliando la cobertura del servicio eléctrico al mismo tiempo que consolida un sector energético seguro, sustentable, incluyente, innovador y resiliente ante fenómenos meteorológicos extremos y otras manifestaciones del cambio climático.

1.2 Breve descripción del Plan Estatal de Desarrollo: misión, visión, metas y líneas estratégicas

El Plan Estatal de Desarrollo 2015-2021 del estado de Baja California Sur es el instrumento rector de la planeación para el desarrollo de la entidad, con fundamento en el Sistema Nacional y Estatal de Planeación Democrática.¹ El PED se enmarca en los Artículos 5, 11, 13. Bis fracciones I y II, y 23 la Ley de Planeación del estado de Baja California Sur. Este Plan se alinea con el Plan Nacional de Desarrollo, sus objetivos y áreas de desarrollo toman en consideración los programas sectoriales, estatales y especiales. Además, enfatiza la coordinación de los tres órdenes de gobierno y la sociedad para lograr los objetivos de sus ejes rectores (ver Figura 1).

¹ La planeación democrática está mandatada como obligación constitucional a nivel federal y local, y las obligaciones para llevarla a cabo descansan mayormente en el poder ejecutivo quien debe formular los planes y programas. El estado de Baja California Sur cuenta con una Ley de Planeación del Estado de Baja California Sur, publicada el 20 de febrero de 1984 y cuya última modificación se hizo en diciembre de 2012. Esta ley regula los procesos de planeación del estado y se supedita a las disposiciones contenidas en la Ley de Planeación del nivel federal que se publicó en enero de 1983. La Ley de Planeación de Baja California Sur mandata la elaboración del PED, mismo que ya fue publicado en marzo de 2016. El PSEBCS se inscribe dentro de los supuestos de aquél y sigue la normativa de la Ley de Planeación de Baja California Sur.

Figura 1.1 Instrumentación del Plan de Desarrollo



Fuente. Elaboración propia con información del Plan Estatal de Desarrollo de Baja California Sur, 2015-2021

El objetivo del PED es que Baja California Sur sea un estado líder en desarrollo humano sostenible con una economía diversificada y sustentable que contemple, al menos: inversión, turismo, pesca y oportunidades para todos. Para ello, plantea como su **misión** proporcionar las condiciones que permitan el desarrollo integral, equitativo y sostenible del estado, mediante un gobierno cercano, transparente, efectivo, comprometido con el crecimiento social, económico y cultural: un gobierno que piensa globalmente y actúa localmente. Para lograr lo anterior, la **visión** del PED es que Baja California Sur sea un estado en el que la calidad de vida de sus habitantes sea la principal característica, una entidad en la que el respeto a los derechos humanos sea una práctica cotidiana, con una economía sólida, sin asimetrías, con seguridad y certeza jurídica, un lugar en el que los sudcalifornianos encuentran y desarrollan su potencial, así como su capacidad innovadora, con un profundo respeto y cuidado del entorno.

El PED está integrado por cinco ejes estratégicos: (I) Infraestructura de calidad; (II) Diversificación económica; (III) Seguridad ciudadana; (IV) Calidad de Vida; y (V) Transparencia y buen gobierno. Las políticas públicas relacionadas con el sector energético estatal se inscriben en el Eje IV. Calidad de vida, que prevé “una estrategia para lograr la sostenibilidad del patrimonio ambiental, cuidar el entorno y los recursos naturales es un compromiso que asume el gobierno y la sociedad en su conjunto”. (Plan Estatal de Desarrollo, 2015, pág. 74). El Eje Estratégico IV consta de dos componentes relacionados al sector energético: servicios básicos y energías limpias. El componente “servicios básicos” está conformado por una línea de acción y sus respectivas metas e indicadores, mientras que el componente “energías limpias” consta de 10 líneas de acción (5 de las cuáles están relacionadas con el sector eléctrico), 7 metas (2 relacionadas con el sector eléctrico) y 2 indicadores.

Además de los 5 ejes estratégicos, el PED contempla cuatro principios transversales: 1) Cultura de la Legalidad; 2) Respeto a los Derechos Humanos y Participación Ciudadana; 3) Eficiencia y Productividad; y 4) Compromiso con el Medio Ambiente. Los principios transversales buscan garantizar el carácter multidimensional del PSEBCS respecto a las necesidades de desarrollo del estado. La política energética

debe observar dichos principios e incorporarlos a sus procesos de planeación de modo de garantizar la integralidad de la planeación para el desarrollo en Baja California Sur.

En su último apartado, el PED enlista, de acuerdo a lo mandatado por el Art. 24 de la Ley de Planeación del estado de Baja California Sur, los programas sectoriales que deberán ser elaborados para alcanzar las metas y la visión del mismo. Entre ellos, el Programa Sectorial de Energía. El Modelo Económico Estratégico para un Mejor Futuro del estado de Baja California Sur (Gobierno de Baja California Sur, 2015) es el punto de inicio para la integración e instrumentación de este Plan. Se trata de un documento que contiene los objetivos, estrategias y líneas de acción que deberán seguir los diferentes sectores en el desarrollo del estado para el cumplimiento de los objetivos del estado.

1.3 Ubicación del PSEBCS en el PED

El desarrollo de una política energética sudcaliforniana responde a las necesidades de desarrollo sustentable y crecimiento económico de la entidad. El Plan Estatal de Desarrollo del estado de Baja California Sur sostiene que “para asegurar las necesidades del presente, sin comprometer los requerimientos de las futuras generaciones, se prevé una estrategia para lograr la sostenibilidad del patrimonio ambiental, cuidar el entorno y los recursos naturales es un compromiso que asume el gobierno y la sociedad en su conjunto”. Además, uno de los principales objetivos de la planeación estatal para el desarrollo debe ser contar con “un sistema económico, productivo y confiable que considere el uso equitativo y sustentable de los recursos, para satisfacer necesidades de la gente, lo convierte en competitivo y procure el constante crecimiento económico” (Plan Estatal de Desarrollo, 2015, pág. 41).

En este sentido, el PSEBCS se inscribe dentro de los conceptos fundamentales del PED porque aspira a que el sector energético sea un motor que impulse una economía sustentable. También aspira a sentar las bases para un desarrollo incluyente porque al fomentar la innovación tecnológica, promueve la disminución de los costos de la energía eléctrica y amplía el alcance de la misma para un mayor número de emprendimientos económicos que ofrezcan mayores oportunidades para todos. En general, el PSEBCS contempla las tres dimensiones principales del vínculo entre energía y desarrollo incluidas en el PED.

Al impulsar las **energías limpias** (energías alternativas), el sector energético favorece un proceso de transición energética que permite al mismo tiempo reducir el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, y abona al cumplimiento de las metas nacionales de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero que contribuyen al calentamiento global, así como a las metas de penetración de energías limpias en la matriz energética nacional.

Simultáneamente, el PSEBCS promueve una agenda importante de **acceso sustentable a la energía** que, a través de energías limpias, garantice el abasto de energía eléctrica a comunidades no conectadas a la red para que puedan satisfacer sus necesidades y accedan a los servicios básicos para su desarrollo. No menos importante, el Programa fomenta un **uso más eficiente de la energía** en sistemas y equipos de los sectores productivos clave para el desarrollo económico del estado; lo que impulsa la competitividad, permite la modernización de la infraestructura estratégica y promueve un crecimiento verde al mismo tiempo que promueve una cultura del ahorro entre la sociedad.

Entre otros aspectos, el PED afirma también que “la naturaleza proporciona un amplio potencial de energías alternativas y fuentes energéticas que van más allá de las que se aprovechan hoy en día”. También diagnostica que “por orden de importancia y potencial en el estado, la energía solar cuenta con

mayores posibilidades de desarrollo, la cual consiste en la transformación de la radiación solar a energía alterna a través de celdas solares, seguida de la energía eólica, que es transformada en otras formas útiles de energía, así como la bioenergía, producto de la descomposición de la materia orgánica” (Plan Estatal de Desarrollo, 2015, pág. 74). Una infraestructura eléctrica de calidad implica que sus impactos ambientales sean mínimos, al mismo tiempo que se garantiza la seguridad energética estatal.

1.4 Contribución del PSEBCS al cumplimiento de las metas del PED

El aislamiento de Baja California Sur respecto al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el alto potencial de recursos renovables para la generación de energía eléctrica le imprimen un carácter especial a este programa y determinarán, en buena medida, la composición de la matriz energética y las metas a las que se puede aspirar para el sector energético estatal. En este sentido, el PSEBCS está alineado específicamente al **Eje IV Calidad de vida**, a través de 4 líneas de acción, 3 metas y 3 indicadores (ver Tabla 1).

Tabla 1.1 Componentes, Líneas de Acción, metas e Indicadores relacionados con la energía de los Ejes II y IV Calidad de Vida del Plan Estatal de Desarrollo de Baja California Sur

EJE II

Componente: Agropecuario, pesquero y acuícola	
Líneas de acción	Metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generar infraestructura estratégica, para el uso eficiente del agua, la energía eléctrica y/o renovable y la conservación del suelo y agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tecnicificar con sistemas de riego presurizados la totalidad de la superficie bajo riego por gravedad y mejorar en gran parte los pozos agrícolas electrificados y prever la Conservación del Suelo y Agua.

Componente: Fortalecimiento Acuícola, Pesquero, Agropecuario y Forestal	
Líneas de acción	Metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Promover e impulsar el desarrollo y fortalecimiento de la infraestructura estratégica, en vías de comunicación para el traslado de la producción al mercado, uso eficiente del agua, disponibilidad de energía eléctrica, aprovechamiento de fuentes de energía renovable, almacenamiento de forraje y obras de conservación del suelo y agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ N/A

EJE IV

Componente: Servicios básicos	
Líneas de acción	Metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Desarrollar la infraestructura necesaria para garantizar a la población el acceso a los servicios básicos de energía eléctrica, agua potable y drenaje. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fomentar el desarrollo de la red de distribución eléctrica para que todas las comunidades cuenten con el servicio.
Indicador	

Luz. Conforme a las mediciones del INEGI identificar el número de viviendas que cuentan con servicio de electrificación.

Componente: Energías limpias	
Líneas de acción	Metas
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incrementar la eficiencia energética en los sectores productivos. ▪ Instrumentar programas en la vertiente solar (paneles fotovoltaicos) eólica y cogeneración eficiente con la participación de los tres órdenes de gobierno, empresas y organizaciones públicas y privadas. ▪ Adoptar nuevas tecnologías para el mejor aprovechamiento de las fuentes renovables de energía. ▪ Promover acciones encaminadas a propiciar un uso responsable y eficiente de la energía. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incrementar la proporción de energía generada por fuentes sostenibles en relación a la generación total por otros tipos. ▪ Incrementar la cobertura del servicio eléctrico.
Indicadores	
<p><i>Generación de energía de combustión interna</i> Se refiere al porcentaje con respecto al nacional de la cantidad de energía que se genera por combustión interna. Se espera que el indicador muestre una disminución en el porcentaje como resultado del incremento en el uso de otras fuentes sostenibles de energía.</p> <p><i>Número de usuarios interconectados y generadores privados.</i> Este indicador tomará como base los registros de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía.</p>	

Fuente. Elaboración propia con datos del Plan Estatal de Desarrollo de Baja California Sur 2015-2021

El PSEBCS debe orientar la evolución de la generación y uso de la energía eléctrica hacia el cumplimiento de las metas nacionales en materia de emisiones de GEI y de participación de energías limpias expresadas en la Ley General de Cambio Climático, la Ley de Transición Energética y los compromisos nacionales del Acuerdo de París (NDC por sus siglas en inglés). Si bien, todas las disposiciones legales mencionadas son de alcance nacional y no existen en ellas obligaciones específicas para las entidades federativas, es deseable que cada estado haga su mejor esfuerzo para colaborar en forma proporcional, solidaria y subsidiaria, con el logro de las metas establecidas en dichos instrumentos.

1.5 Transversalidad del PSEBCS dentro del PED

El sector energía tiene un impacto multidimensional en la política de desarrollo de un país, región o entidad subnacional. Lo anterior significa que la energía, ya sea eléctrica o térmica, es un satisfactor básico para cubrir necesidades surgidas de los procesos de desarrollo de las comunidades y de la calidad de vida de su población; la cobertura de servicios energéticos es en sí misma un indicador de desarrollo. Por lo anterior, y en el caso específico de Baja California Sur, el PSEBCS es congruente con los ejes fundamentales del PED y contribuye directa o indirectamente con el alcance de las metas planteadas en los mismos:

- Contribuye al **Eje I Infraestructura de Calidad** al buscar hacer del sector energético un motor de crecimiento económico que fomente el aprovechamiento del potencial de recursos naturales

energéticos (energía solar, energía eólica) de manera sustentable, y que fomente la competitividad del sector productivo a través de medidas de eficiencia energética y generación distribuida.

- **El Eje IV Calidad de vida** es el más relacionado con el PSEBCS al proveer de condiciones necesarias para el acceso a la energía eléctrica a nivel estatal, el fomento de las energías limpias y la promoción de la eficiencia energética bajo un enfoque de sustentabilidad del desarrollo. Un suministro confiable de electricidad propicia la diversidad económica abriendo posibilidades a numerosas oportunidades de inversión y desarrollo en los sectores tradicionales y en nuevos sectores
- Finalmente, el PSEBCS contribuye al **Eje V Transparencia y buen gobierno** al buscar contribuir a una sistematización confiable de la información del sector energético estatal, un diseño normativo e institucional ordenado y una mayor eficiencia en la gestión sectorial.

2.0 Análisis del Marco Jurídico e Institucional del Sector Energético

El conjunto de modificaciones a diversas leyes e instrumentos normativos del sector energético que en 2013 constituyeron la Reforma Energética,² dio origen a un cambio en el contexto jurídico y en las condiciones de desarrollo sectorial que resultan de especial importancia para el planteamiento del presente instrumento.

2.1 Aspectos Relevantes de la nueva legislación de la Reforma Energética

Aunque todas las nuevas disposiciones son importantes, aquellas con mayor relevancia para el PSEBCS son la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley para la Transición Energética (LTE), y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE). Los contenidos sustantivos de dichas disposiciones se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Creación de un **Mercado Eléctrico Mayorista** para la compra y venta de energía eléctrica, Potencia, Certificados de Energías Limpias, servicios conexos y otros productos asociados, además de la habilitación de subastas de derechos financieros de transmisión. Los particulares pueden participar en el mercado eléctrico, en actividades de transmisión y distribución, y en la obtención de permisos de generación eléctrica, en donde el estado mantiene la rectoría en la planeación y el control del sistema eléctrico nacional y del servicio público de transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Establecimiento de un **nuevo marco institucional para el sector energético**, destacando la creación del Centro Nacional de Energía (CENACE) responsable del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista sujeto a las Reglas del Mercado; así como el fortalecimiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano regulador del sector eléctrico.
- **Pemex y CFE** pasarán a ser empresas productivas del estado, hecho que les dará mayor libertad en sus decisiones para su modernización y mejor desempeño.
- Integración de un renovado marco de obligaciones a los participantes de la industria y el mercado eléctrico en materia de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes, en consonancia con otros instrumentos jurídicos como la Ley General de Cambio Climático. Se incluyen además las revisiones de instrumentos de planeación vigentes como el Programa Especial de Cambio Climático y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), y se establecen nuevos instrumentos entre los que destacan la Estrategia de Transición hacia el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios (ETPRONASE).
- Creación de un marco de incentivos para las energías limpias, entre los que destaca el mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL).
- Impulso a la democratización de la energía a través de la **generación distribuida** y la generación distribuida limpia.

Derivadas de las leyes secundarias mencionadas arriba, existe un cuerpo de regulaciones que se han publicado o que se encuentran en proceso de elaboración que detallan las disposiciones legales. Algunas de ellas son las siguientes:

² Cfr. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de Diciembre de 2013. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN (antes POISE). Incluye el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de centrales Eléctricas (PIIRCE), el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, y el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD).
- Las Bases del Mercado Eléctrico (D.O.F., 08 de Septiembre de 2015) y los respectivos manuales del mercado.
- Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica (D.O.F., 31 de Octubre de 2014).
- Lineamiento que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. (D.O.F., 31 de Octubre de 2014).
- Manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW (generación distribuida) (D.O.F., 15 de Diciembre de 2016).
- Estrategia Nacional de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios (ETPRONASE) 2016.
- Hoja de Ruta de Eficiencia Energética.

2.2 Implicaciones de la nueva legislación a nivel estatal y municipal en BCS en el plano jurídico

El desarrollo energético del país tiene implicaciones locales muy importantes, ya que, si bien, la mayor parte de las atribuciones en materia de electricidad existentes son de competencia federal, los sistemas eléctricos se desarrollan e interactúan en un entorno territorial, socioeconómico y ambiental propio de cada entidad federativa. Es por ello que, en el ámbito de sus atribuciones y ordenamientos jurídicos y administrativos, **las entidades federativas, los municipios y las sociedades locales pueden ser agentes de su propio desarrollo energético.**

Los nuevos esquemas de participación de privados en el mercado eléctrico nacional y sus vertientes regionales implican la generación de cadenas de valor locales para la provisión de servicios al sector de energías limpias, el desarrollo y la innovación en materia de tecnologías para el aprovechamiento sustentable de la misma y para los esquemas de generación distribuida. La liberalización de permisos para generación y el desarrollo de esquemas de generación distribuida requieren un esfuerzo de armonización en materia de planeación y programación tanto en el ámbito estatal como en el ámbito municipal, así como los arreglos institucionales necesarios para su gestión. La información generada debe ser sistematizable para un eficiente monitoreo y evaluación del desempeño en el sector.

2.3 Oportunidades y potencialidades de la nueva legislación de la Reforma Energética en los planos económico y social de BCS

El Gobierno del Estado de Baja California Sur, que tiene el mandato de elevar el nivel de bienestar de sus habitantes, presenta en el PSEBCS una propuesta para que el desarrollo de la infraestructura eléctrica traiga beneficios tangibles para los ciudadanos, entre los que se pueden enumerar la creación de empleos, el desarrollo de cadenas de valor, la disminución de la contaminación local, la disminución de la huella de carbono de la energía, la mejora de la salud pública local, la disminución en la demanda de agua y energía de los sectores productivos, una mejor economía para los hogares, y mejores niveles de bienestar, entre otros.

La apertura económica implícita en la Reforma Energética permite que los gobiernos estatales expresen un interés directo por los beneficios que implican las inversiones en materia energética. Una mayor participación de la inversión privada en el sector energético conlleva la generación de economías de escala

que pueden impulsar la competitividad y productividad municipal y estatal, a través de la prestación de servicios conexos, la especialización de recursos humanos en el sector de energías renovables, la transmisión y distribución eléctrica, el fomento en Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES) de ecotecnologías (generación distribuida) y sistemas de gestión energética (SGEn) y eficiencia energética en los sectores productivos clave como el turismo y el comercio, entre otros aspectos.

En el ámbito social, las metas de electrificación pueden conducir a una mayor cobertura del servicio eléctrico en las comunidades más alejadas de la red local de distribución. Esto a su vez conlleva múltiples beneficios sociales si se considera a la energía eléctrica como un satisfactor de necesidades energéticas básicas tales como climatización, refrigeración, iluminación, comunicación, bombeo de agua, entre otras; el acceso sustentable a la energía amplía las oportunidades de desarrollo comunitario y contribuye a abatir los niveles de pobreza. El fomento de mecanismos como la generación distribuida puede permitir avances en este sentido.

La Reforma Energética plantea también una oportunidad para modernizar la gestión pública de los recursos estatales y municipales. Para ello, es necesario impulsar un proceso de armonización jurídica entre las leyes emanadas de la Reforma Energética con las principales leyes estatales, leyes orgánicas municipales, bandos y reglamentos aplicables en el orden municipal, de modo que definan el alcance de las atribuciones institucionales de los distintos órdenes de gobierno en materia energética.

La evolución que las energías limpias está teniendo en el mundo, particularmente las que se basan en recursos renovables, representa una oportunidad viable para mejorar el sistema eléctrico ambiental y económicamente. Una mayor participación de energías renovables llevaría a cumplir ambos aspectos si se aprovecha el potencial de energía solar, eólica y de residuos sólidos, se amplían las redes de distribución y transmisión con la participación de actores públicos y privados, gubernamentales y no gubernamentales, y se promueve una mayor participación de la sociedad y de las instituciones académicas de investigación, laboratorios, entre otros, en el desarrollo energético del estado.

Asimismo, las oportunidades de aprovechamiento de las energías limpias y renovables, tales como la solar o la eólica, pueden tener co-beneficios en la prestación de servicios públicos como alumbrado, tratamiento de residuos sólidos urbanos y aguas residuales municipales. A su vez, éstos pueden ser aprovechados para la generación de electricidad y su comercialización, así como para la contribución local al cumplimiento de las metas-país de mitigación de GEI señaladas en la Ley de Transición Energética, la Ley General de Cambio Climático y el NDC (Compromisos Nacionalmente Determinados, por sus siglas en inglés) de México en el marco del Acuerdo de París.

2.4 Presencia de las instituciones derivadas de la Reforma Energética en BCS y sus roles

La Reforma Energética introduce cambios en los arreglos institucionales del sector energético nacional, específicamente en materia de electricidad con las que el estado de Baja California Sur puede promover colaboraciones y coordinación cercanas. En relación con los órganos reguladores, destaca el CENACE que tiene la responsabilidad de asegurar el suministro, la calidad, y el costo más bajo de la energía y que, de acuerdo con el artículo primero de su estatuto orgánico, “podrá establecer oficinas o domicilios legales o convencionales en las entidades federativas de la República Mexicana”, ya tiene presencia en el estado.

Por su parte, la CRE es la encargada de emitir los permisos de generación eléctrica y de desarrollar el marco normativo para la generación distribuida y la emisión de Certificados Limpios (CEL). De acuerdo al

Artículo 24 Fracción XVII del Reglamento Interno de la CRE, la atribución de “promover y coordinar las relaciones de la Comisión con las distintas dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, de los estados, los municipios, u otros organismos públicos o privados, en lo relativo a los procedimientos, opiniones y consultas a cargo de la Comisión” recae en su Secretaría Ejecutiva, por lo que la coordinación con este órgano resulta relevante.

Corresponde a la SENER la planeación del Sistema Eléctrico Nacional mediante el PRODESEN. En este sentido, la coordinación con la SENER es importante en términos de armonización de la planeación energética, así como para el acceso a programas y fondos federales para el sector energético, tales como el Programa del Fondo de Servicio Universal Eléctrico o el Proyecto de Eficiencia y Sustentabilidad Energética en Municipios (PRESEM).

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) también es un actor importante ya que buena parte de las estrategias para hacer sustentable el uso de la energía requieren medidas de eficiencia energética. Destaca la promoción de programas dirigidos a los órdenes locales de gobierno, como el Programa de Alumbrado Público Municipal o los Grupos de Trabajo de Energía para Municipios, así como la armonización y cumplimiento de los códigos de construcción municipales con las normas de eficiencia energética.

La relación con la CFE resulta relevante. De acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de la CFE publicada en el D.O.F. el 11 de agosto de 2014, la institución puede, para el desarrollo de sus actividades, establecer domicilios convencionales en territorio nacional. Las oficinas de enlace y representaciones de la CFE en el estado funge como puentes para conocer más de cerca los aspectos operativos y de planeación en materia de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a cargo de la empresa pública, así como de estudios sobre potenciales de energías renovables y la operación del sistema eléctrico de Baja California Sur.

Una penetración significativa de energías renovables en la red representa un reto que sólo se puede resolver favorablemente con una buena coordinación con las instancias federales. Por esa razón, las propuestas que se expresen en el PSEBCS están estrechamente dispuestas con dichas instancias desde su fase de planeación hasta su implementación, así como alineadas a los planes sectoriales, estrategias, programas especiales, hojas de ruta y demás instrumentos de planeación del sector energético federal.

2.5 Interacción institucional de la Reforma Energética con las instituciones estatales de BCS

La rectoría del presente instrumento de planeación recae en la Secretaría de Planeación Urbana, Infraestructura y Movilidad del Gobierno del Estado (SEPUIMM), de acuerdo con lo estipulado en la Ley Orgánica de la Administración Pública del Estado de Baja California y en la Ley de Planeación del Estado. La estructura institucional a cargo de la planeación energética está conformada por la Dirección General de Planeación, apoyada por una Dirección de Energía Eléctrica Sustentable, que será apoyada a su vez por un Departamento de Energía (Reglamento Interior de la Secretaría de Planeación Urbana, Infraestructura y Movilidad, Artículos 11, 14, 19 y 20. 2015). En la ausencia de una Agencia de Energía Estatal o de un Consejo Estatal en la materia, la SEPUIM fungirá como enlace entre el Gobierno del Estado y las instituciones nacionales, órganos reguladores, empresas productivas del estado, organismos técnicos y operadores del sector energético. Asimismo, el fomento de la competitividad de empresas relacionadas al sector energético, así como los instrumentos y mecanismos de participación social, deben ser

coordinados por esta dependencia en congruencia con el presente instrumento y en apego a la normatividad vigente.

Tabla 2.1 muestra las atribuciones principales.

En la ausencia de una Agencia de Energía estatal o de un Consejo Estatal en la materia, la SEPUIM fungirá como enlace entre el Gobierno del Estado y las instituciones nacionales, órganos reguladores, empresas productivas del estado, organismos técnicos y operadores del sector energético. Asimismo, el fomento de la competitividad de empresas relacionadas al sector energético, así como los instrumentos y mecanismos de participación social, deben ser coordinados por esta dependencia en congruencia con el presente instrumento y en apego a la normatividad vigente.

Tabla 2.1 Atribuciones de las áreas relacionadas a la energía en la SEPUIM

Unidad Responsable	Atribuciones
Dirección General de Planeación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coordinar el desarrollo de los programas y proyectos de Energía Convencional y no Convencional, en la Entidad (sic.) ▪ Coordinar y participar con el Instituto de Investigaciones Eléctricas [ahora Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias] en la realización de estudios de investigación del potencial eólico y solar en diversas regiones y comunidades del estado
Dirección de Energía Eléctrica Sustentable	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programar, organizar, supervisar y evaluar el desarrollo de los programas de Energía Convencional, no Convencional; ▪ Participar en la elaboración de estudios, proyectos, convenios y/o acuerdos que se signen con instituciones y organismos nacionales y extranjeros sobre generación de energía eléctrica mediante fuentes alternas (solar, eólica, etc.); ▪ Participar con el Instituto de Investigaciones Eléctricas [ahora Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias] en la realización de estudios de investigación del potencial eólico y solar en diversas regiones y comunidades del estado; ▪ Administrar los recursos gestionados para la generación de energía eléctrica para beneficio del estado; ▪ Asesorar a las autoridades municipales para la ejecución de programas de electrificación rural. ▪ Establecer un banco de datos de los servicios instalados en cada población del estado; ▪ Ejecutar programas de electrificación rural para dotar, ampliar o rehabilitar la infraestructura social de las zonas con mayores índices de marginación; ▪ Proponer la celebración de convenios de coordinación para conjuntar acciones y recursos con los Ayuntamientos y Sociedad Civil, para la realización de obras y acciones de equipamiento básico en materia de energía; ▪ Supervisar que los proyectos en materia de energía cumplan con las especificaciones técnicas de calidad; ▪ Departamento de energía

Fuente. Elaboración propia con base en el Reglamento Interior de la Secretaría de Planeación Urbana, Infraestructura y Movilidad del Estado de Baja California Sur

Finalmente, es imperativa la coordinación con otras áreas y dependencias del Gobierno Estatal de Baja California Sur para concretar el carácter interinstitucional del presente Programa. Entre las dependencias involucradas pueden encontrarse la Secretaría de Finanzas y Administración, la Secretaría de Turismo, Economía y Sustentabilidad, la Secretaría de Pesca, Acuicultura y Desarrollo Agropecuario, la Secretaría del Trabajo y Desarrollo Social, la Comisión Estatal del Agua de Baja California Sur, entre otras.

3.0 Contribución actual del Sector Energético al desarrollo económico de Baja California Sur

3.1 Breve reseña histórica

Actualmente la infraestructura eléctrica de Baja California Sur es una de las más rezagadas del país, y su desarrollo se encuentra ligado al desarrollo económico y demográfico que ha sido pequeño en relación con el resto del país, disperso y, hasta los años 70 del siglo pasado, basado en actividades primarias y secundarias como la agricultura y la minería. Santa Rosalía, pueblo minero en el norte del estado fundado por la compañía El Boleo S.A., autorizada en tiempos de Porfirio Díaz, representa el inicio del sistema energético del estado. Fue la única ciudad de la península, y la segunda del país, en contar con energía eléctrica principalmente para el bombeo de agua.

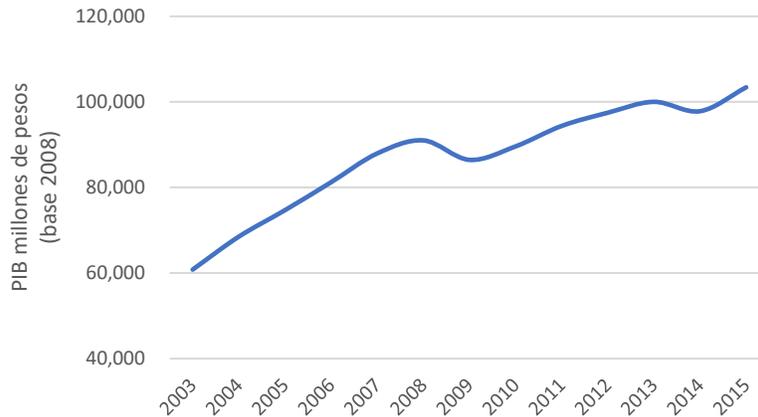
Desde mediados del siglo XIX la actividad minera detonó el ingreso de nueva tecnología –principalmente de origen europeo- para la explotación de los minerales y su distribución nacional e internacional: trenes, caminos, puertos y, para finales del siglo, las primeras plantas eléctricas. En este periodo, por ejemplo, el estado fue el principal productor de cobre del país. La vocación minera del estado fue el principal motor económico de la región hasta que en el último cuarto del siglo pasado se inició el desarrollo de su potencial turístico.

Lo anterior se ve claramente en la evolución demográfica: Santa Rosalía fue la ciudad más importante del estado y hacia finales del s. XIX tenía entre 4 y 6 mil habitantes, y para finales de la revolución, casi 12 mil. Actualmente la población es prácticamente la misma en esa ciudad ya que los polos de desarrollo han cambiado drásticamente hacia el sur del estado en donde se ha desarrollado el turismo: La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo. Así, la población estatal después de la Revolución era de casi 40 mil habitantes, y no fue sino 40 años después que ésta se duplicó con el inicio del desarrollo turístico. A partir de entonces, la población ha crecido a ritmos acelerados, de tal modo que para 2015 la población fue casi nueve veces mayor con respecto a la población de 1960.

El ritmo de crecimiento económico estatal ha estado por encima de la media nacional; entre 1990 y 2010 la tasa de crecimiento fue de 3.14% mientras que la tasa nacional fue de menos de la mitad (1.3%), lo que demuestra el éxito del sector turístico desarrollado desde el último cuarto del siglo pasado. En la Gráfica puede verse el crecimiento del PIB estatal de la última década. Una buena parte de este crecimiento se explica por la dinámica de inmigración interna, principalmente personas que llegan de Sonora, Guerrero, Baja California o Valle de México, que satisface las necesidades económicas del estado.

El crecimiento económico también ha crecido en la misma proporción que el poblacional. Se estima que hasta 1960 el sector primario aportaba más de 60% de la actividad económica (Trejo, 2002) mientras que actualmente apenas llega al 4%. A partir de entonces, comenzó a decaer dando paso a las actividades de servicios, primero como comercio y después como turismo, y para 1970 este subsector ya representaba el 26% del PIB estatal. El sector secundario también supera al primario (22% del PIB en 2015), y las principales industrias son la construcción (12%), la generación y distribución de energía eléctrica (5%), la minería (3%)-que mantiene gran parte de la economía del norte del estado, principalmente por la extracción de sal, yeso y cobre- y la manufactura (2%). La Paz fue la ciudad que cobró mayor auge en este periodo debido a su conexión marítima con el resto del país.

Gráfica 3.1 Crecimiento económico de Baja California Sur 2003-2015



Fuente. Elaboración propia con datos del BIE INEGI, 2016

Consolidado el sector terciario, las ciudades comenzaron un rápido crecimiento, pues si bien hasta 1960 aproximadamente el 35% de la población vivía en ciudades, a partir de entonces ésta creció exponencialmente alcanzando 78% en 1990, veinte años antes de que la media nacional alcanzara esa proporción. Ciudades como Cabo San Lucas, San José del Cabo, Loreto y, en menor medida, Constitución e Insurgentes, cobraron gran relevancia por su población y por su economía. De la misma manera, se ha incrementado el consumo de energía per cápita en forma sostenida durante los últimos veinte años al pasar de un consumo de 2 MWh/hab, cercano al consumo de las zonas templadas, a uno superior a los 3 MWh/hab., entre los más altos del país (ver Gráfica).

Gráfica 3.2 Consumo de energía per cápita de 1994 a 2015 en Baja California Sur

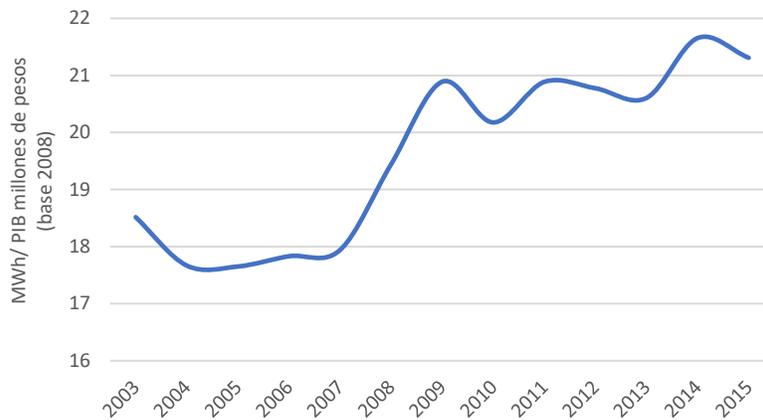


Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI y CFE, 2015

Actualmente el sector terciario aporta el 74% del PIB que, como ya se dijo, principalmente son las actividades de comercio y turismo. El comercio representa el 18% del PIB, mientras que el turismo –que seguramente no se limita solo al alojamiento temporal y la preparación de alimentos y bebidas, sino que debe abarcar la actividad de servicios inmobiliarios y de alquiler– en conjunto representan el 27% del PIB. En la *Gráfica 3.3* se muestra la relación entre el consumo total de energía eléctrica del estado por cada millón de pesos de PIB generado (PIB base 2008). Claramente la eficiencia ha disminuido al pasar de 18.5

MWh en 2003 a 21.3 MWh en 2015 para generar un millón del PIB, lo cual indica que la energía es un insumo importante del sector servicios.

Gráfica 3.3 Intensidad energética del estado

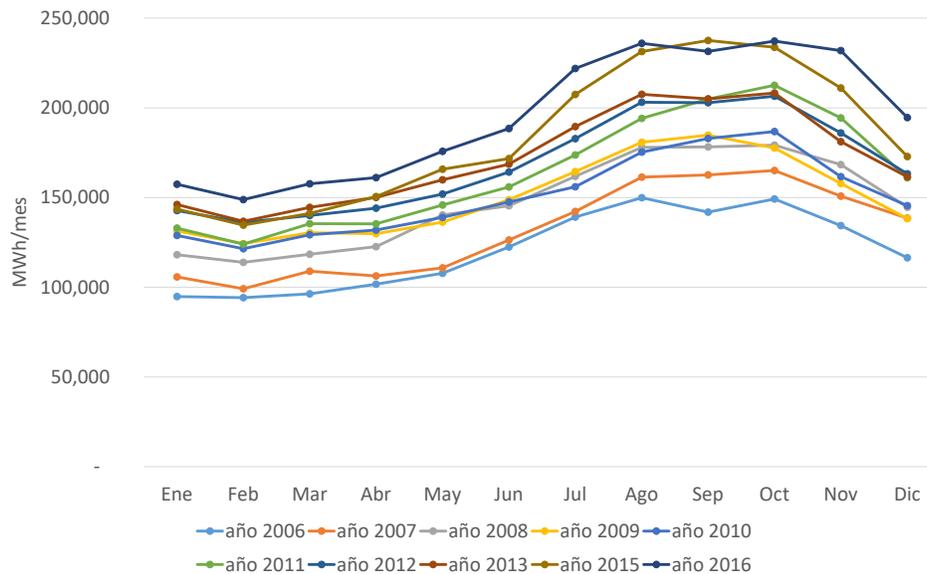


Fuente: Elaboración propia con datos del BIE de INEGI y CFE, 2015

Gráfica 3.4 Evolución del Consumo Mensual de Electricidad

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y CFE

Ventas de energía eléctrica mensual en BCS



3.2 Inversiones actuales

En la presente administración federal se han hecho importantes inversiones tanto en infraestructura de generación como en transmisión y distribución de energía eléctrica. Estas inversiones, si bien en parte derivan de la implementación de la Reforma Energética, en su mayoría son inversiones de CFE que eran impostergables para el mejor funcionamiento del sistema eléctrico. La escasa población y su dispersión en el amplio territorio del estado han dado como resultado un sistema eléctrico aislado no solo del resto del país, como ya se ha mencionado, sino entre sí. Actualmente persisten dos sistemas separados: Mulegé,

en el Norte, y La Paz, en el sur (Los Cabos, Comondú y La Paz), así como varias comunidades rurales sin servicio eléctrico.

Hasta hace poco, el sistema eléctrico de Mulegé estaba a su vez aislado. No fue sino hasta diciembre de 2014 que Guerrero Negro quedó interconectado a Santa Rosalía con una inversión aproximada de 25 millones de pesos. En Santa Rosalía se amplió la capacidad instalada de generación eléctrica con una planta fotovoltaica de 4MW y una geotérmica de 2MW con una inversión de más de 200 millones de pesos (PNI, 2018). Sin embargo, la mayoría de las inversiones han sido en generación fósil: en el sistema de Mulegé se instalaron 3 nuevas plantas de combustión interna con una capacidad de 34MW y una inversión aproximada de casi mil millones de pesos. En el sistema de La Paz, las inversiones en 2014 fueron en la misma dirección, destacando el inicio de la fase V de la central de combustión interna *Baja California Sur* en La Paz, con una capacidad de 47MW y una inversión de 107 millones de dólares.

Si bien dicha fase cumple las salvaguardas que en materia ambiental solicita el Banco Mundial para el financiamiento de proyectos, la fase V de la planta sigue dependiendo de la quema de la mezcla de diésel y combustóleo para seguir operando. Por otra parte, en 2015 en el norte del estado se unieron las plantas de generación Guerrero Negro II con la de Santa Rosalía a través de 133 km de nuevas líneas. Además, se interconectaron a la misma red la geotérmica Tres Vírgenes y la nueva planta fotovoltaica, y con ello quedaron interconectadas casi todas las comunidades de la región norte del estado. Destaca que la capacidad instalada de la planta de Santa Rosalía era mayor a la demanda de su sistema (25MW frente a una demanda de 14MW), fenómeno que se explica por la falta de una interconexión más amplia que le brinde estabilidad al sistema y obliga al sobredimensionamiento de la capacidad de generación. Aun así, fue necesario instalar dos plantas móviles más de 15MW como soporte, cada una con una inversión de 14 millones de dólares.

Otro tipo de inversiones se llevan a cabo en el ámbito de las comunidades que no están interconectadas a la red eléctrica. En el marco de una cooperación internacional con el Banco Mundial, la CFE instaló en 2016 una planta solar fotovoltaica con respaldo de baterías con 48 horas de soporte en el ejido Luis Echeverría, Mulegé, con una inversión de 27 millones de pesos. La planta es exclusiva para esta comunidad aislada que a través de 468 paneles fotovoltaicos suma una capacidad instalada de 342 kW. Las obras incluyeron además 4.5 km de red de distribución local, 6 transformadores, y 20 luminarias públicas. Otras comunidades del estado están en la misma situación: el 2% de la población estatal depende de plantas móviles de combustión interna, por lo que electrificarlas con energías renovables o interconectarlas a la red sigue estando en los planes de inversión de CFE.

Otros proyectos de gran alcance están planteados en la Prospectiva del Sector Eléctrico, que es el documento indicativo de planeación del sistema eléctrico del país (PRODESEN, 2011). En él se plantea la necesidad de llevar a cabo el proyecto de interconexión de Baja California Sur que consiste en conectarlo a través de un cable submarino en corriente directa a través del golfo entre Santa Rosalía, Mulegé y Bahía de Kino, Sonora, así como reforzar la conexión a lo largo de la Península interconectando los dos sistemas actualmente aislados en el mismo estado³.

³ De acuerdo con el Programa de Modernización de la Red de Transmisión y Distribución 2016-2030.

3.3 Empleos y derrama económica directa del sector de generación y distribución de energía

El sector de *Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y suministro de agua y gas por ductos al consumidor final* corresponde a una de las actividades secundarias clasificadas en el PIB para las actividades productivas. En Baja California Sur, este sector representa el 5% del PIB estatal de 2015, pero ha registrado un aumento muy considerable en la última década al pasar del 2% en 2005 al 5% en 2015, lo que significa haber incrementado su participación de los 1600 a 4800 millones de pesos (base 2008). Lo anterior sirve para estimar que la tasa de crecimiento promedio anual fue de 10%, la cual lo coloca entre los sectores más dinámicos del estado sólo después del turístico y el financiero con tasas de 11 y 14% respectivamente.

Los empleos directos que genera el sector eléctrico se deben a la operación misma del sistema y a la construcción o mantenimiento propios de la infraestructura. En 2006, este sector contaba con 400 empleados contratados por CFE. Para 2015 este número aumentó a 1,236 empleados, lo que significó una tasa de crecimiento media anual de 11.8%. Lo anterior no considera el número de empleos generados en las plantas de generación privadas, entre las que se encuentran tanto plantas de energía limpia como fósil. Como ejemplo puede citarse la fase V de la planta *Baja California Sur*, con capacidad de 47MW, que proyecta emplear 20 técnicos especializados cuando comience operaciones este año. Los empleos temporales relacionados con la construcción de nuevas plantas y líneas de transmisión tienen una incertidumbre alta dado que no se reporta consistentemente, pero una vez más, citando el ejemplo de la fase V, los empleos temporales suman alrededor de 400 durante la construcción y puesta en marcha de la planta.

4.0 Estado de los programas y acciones vigentes de eficiencia energética en Baja California Sur

Corresponde a la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) apoyar a gobiernos estatales y municipales mediante el soporte al desarrollo de proyectos y capacidades institucionales del estado y municipios para la identificación, cuantificación e instrumentación de programas y acciones en materia de aprovechamiento sustentable de la energía, lo cual se refleja, por ejemplo, dentro de los programas sectoriales de trabajo de la CONUEE para los campos de alumbrado público y bombeo de agua.

4.1 Situación de la Eficiencia Energética en el sector público estatal

En México existen Comisiones Estatales de Energía cuyo objetivo es promover el uso eficiente de la energía, el aprovechamiento de las energías renovables y el fomento de la cultura del ahorro de la energía en sus respectivas entidades federativas. Si bien éstas no dependen de forma directa de la CONUEE, cuentan con el apoyo de ésta en aspectos técnicos y programas de alcance nacional. Si bien dichas Comisiones han sido implementadas en diferentes estados del país, Baja California Sur no cuenta aún con una oficina estatal encargada de los temas de eficiencia energética y promoción de energías renovables en el estado.

4.2 Situación de la Eficiencia Energética en el sector público municipal

Los principales rubros de consumo de energía a cargo de los municipios son el alumbrado público y el bombeo de agua. Para Baja California Sur, estos rubros representan en promedio el 6.8% del consumo de energía total del estado. El alumbrado público en los municipios representa en promedio el 1.7% del consumo eléctrico del estado (35 GWh consumidos al año), generando una factura sumada de más de \$100 millones de pesos al erario público municipal. La Tabla y Actualmente, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la encargada del suministro eléctrico para el servicio de alumbrado público mediante la aplicación de las tarifas 5, y 5A. Estas tarifas se aplican para la energía utilizada en semáforos, alumbrado público y ornamental. En 2015 las tarifas tuvieron un precio medio de \$3.01 por cada kilowatt-hora. En el caso del servicio público de bombeo de agua potable o negra CFE aplica la tarifa 6, la cual tiene un costo de \$1.9065 por cada kilowatt-hora consumido, menor a las tarifas 5 y 5A.

Tabla muestran la distribución de gasto y consumo de electricidad en los municipios del estado.

Tabla 4.1 Consumo eléctrico y gasto en el rubro de alumbrado público en el Estado de Baja California Sur

Municipio	Alumbrado Público		
	GWh	%	Gasto
Comondú	5.96	2.42	\$ 16,514,766.62
La Paz	12.98	1.64	\$ 37,438,613.02
Loreto	1.64	2.95	\$ 4,566,299.17
Los Cabos	10.79	1.19	\$ 31,008,600.44
Mulegé	3.63	3.14	\$ 10,940,724.75
Total	35.00	1.65	\$ 100,469,004.00

El servicio público de bombeo de agua potable y de aguas negras representa el 4.0% de la energía consumida en el estado, registrando 85.22 GWh en el año 2014, lo cual representó un costo para los municipios de \$149 millones de pesos acumulado.

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE 2015.

Actualmente, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la encargada del suministro eléctrico para el servicio de alumbrado público mediante la aplicación de las tarifas 5, y 5A. Estas tarifas se aplican para la energía utilizada en semáforos, alumbrado público y ornamental. En 2015 las tarifas tuvieron un precio medio de \$3.01 por cada kilowatt-hora. En el caso del servicio público de bombeo de agua potable o negra CFE aplica la tarifa 6, la cual tiene un costo de \$1.9065 por cada kilowatt-hora consumido, menor a las tarifas 5 y 5A.

Tabla 4.2 Consumo eléctrico y gasto en el rubro de bombeo de agua en el Estado de Baja California Sur

Municipio	Bombeo de Agua		
	GWh	%	Gasto
Comondú	7.96	3.23	\$ 12,445,963.61
La Paz	25.20	3.19	\$ 43,562,952.92
Loreto	4.95	8.89	\$ 7,487,850.39
Los Cabos	41.29	4.55	\$ 75,671,658.69
Mulegé	5.81	5.02	\$ 10,267,311.39
Total	85.22	4.03	\$ 149,435,737.00

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE 2015

Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público Municipal

El Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en Alumbrado Público Municipal es implementado desde 2011. Con el apoyo SENER, CONUEE, CFE y BANOBRAS, tiene como objetivo realizar estudios de eficiencia y modernización de sistemas de alumbrado público municipales, con el fin de contribuir a abatir el gasto corriente de consumo de energía mediante ahorros de facturación por la disminución en el consumo de energía eléctrica, los cuales representan un alto porcentaje del presupuesto y el gasto municipal. De forma paralela la renovación del alumbrado público contribuye a la reducción de emisiones de GEI asociadas al consumo eléctrico y se logra el mejoramiento de la imagen urbana y la seguridad de los habitantes de las ciudades de los municipios.

El proyecto impulsa la eficiencia energética a través de la sustitución de sistemas de alumbrado público municipal ineficientes por eficientes. CONUEE brinda la asistencia técnica y financiera a los municipios que soliciten su acceso al programa, promueve su participación, y ejecuta los proyectos municipales. El proyecto brinda a los municipios que cumplan los requisitos establecidos un apoyo con cargo al patrimonio del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE) por el 15% de la inversión total del proyecto de sustitución autorizado, hasta un máximo de 10 millones de pesos. Dichos recursos se regresan a los municipios a la conclusión del proyecto previa opinión técnica favorable emitida por la CONUEE.

Bombeo de Agua

La entrega de agua potable y descarga de aguas negras es responsabilidad municipal como servicio público y constituye uno de los rubros en el que los gobiernos municipales registran un mayor consumo energético. Los factores que influyen en el uso de la energía que requiere un sistema de bombeo de agua potable son: la cantidad de agua bombeada, la profundidad a la que se encuentra disponible, la distancia entre la fuente de captación y la población, así como la topografía del terreno. Para apoyar a las entidades

federativas y municipios que deseen incrementar la eficiencia energética de sus sistemas de bombeo de agua municipales, la CONUEE proporciona la información técnica y guías de mejores prácticas. Además, realiza la vinculación entre los interesados y las instituciones que ofrezcan programas focalizados a sistemas de bombeo.

4.3 Eficiencia Energética en el sector productivo

La energía es un insumo fundamental para las operaciones de todas las empresas y puede tener un costo importante. Una adecuada gestión de la energía genera beneficios en el balance final de las empresas, lo cual las hace más competitivas. El Estado de Baja California Sur, ante su creciente actividad comercial y turística, debe generar las condiciones para mejorar el aprovechamiento sustentable de sus recursos por parte del sector comercial y productivo. Mejorar el desempeño energético de una organización puede proporcionar beneficios rápidos, optimizando la utilización de sus fuentes de energía reduciendo tanto el costo como el consumo de energía. Asimismo, las empresas estarían contribuyendo a la promoción de un modelo de estado y país más sustentable, en armonía con el medio ambiente y su entorno social.

El sector empresarial de grandes empresas cuenta con departamentos especializados en mantenimiento que atienden el tema del ahorro y uso eficiente de la energía en sus instalaciones; son en general en las Pequeñas y Medianas Empresas (PYME) donde existe un rezago tecnológico que ocasiona ineficiencias y elevados consumos de energía, tanto eléctrica como térmica. Este rezago no es atendido debido a la falta de recursos y de información entre propietarios y administradores, lo que ocasiona gastos de facturación elevados, así como pérdidas de energía y elevados niveles de emisiones GEI. Reconociendo en las PYMES un subsector económico de alta relevancia para el desarrollo económico del país y del estado, así como para el fomento del empleo, las mejoras en su competitividad resultan claves para garantizar su viabilidad económica, y en ello la gestión de sus consumos de energía resulta crucial.

Los problemas de altos consumos y costos de energía en el sector privado pueden resolverse mediante la sustitución de equipos ineficientes por equipos de alto desempeño; la inversión que esta sustitución representa puede pagarse con los ahorros generados por menores consumos de energía. En México existen algunos instrumentos económicos que podrían facilitar esta sustitución como el impulsado por el FIDE o algunas Empresas de Servicios Energéticos (ESCO), las cuales financian proyectos de eficiencia energética, cogeneración y aprovechamiento de energías renovables; reduciendo costos operativos, mejorando el servicio del cliente, asumiendo riesgos técnicos, donde el proyecto se paga a partir de la medición y verificación de los ahorros generados.

4.4 Eficiencia Energética a nivel residencial

En Baja California Sur predomina el clima seco y las temperaturas extremas con alta permanencia en el verano, motivo por los cuáles se tiene un aumento en el uso de aire acondicionado ambiental en las viviendas, lo que implica un uso intensivo de energía eléctrica durante dicha estación. Ante este elevado consumo de electricidad, existe un subsidio estacional federal que busca reducir las altas facturas por energía del verano. En Los Cabos ante la presencia de temperatura media de 30°C predomina la tarifa 1C; en La Paz donde la temperatura media del verano supera los 32°C aplica la tarifa 1E. Estas tarifas tienen una contribución a la población entre el 25% y 35% del monto total de la facturación de energía eléctrica en la vivienda de la península. En BCS los usuarios que pertenecen a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) representan el 2% lo cual es el doble del promedio nacional para dicha tarifa.

El mayor consumo de energía en la vivienda se presenta por el elevado uso del aire acondicionado durante la época de mayor calor en BCS. Por este hecho debe ser prioritario mejorar el diseño térmico en los edificios de vivienda y comerciales y con ello alcanzar la comodidad de sus ocupantes con el mínimo consumo de energía. En Baja California Sur el acondicionamiento térmico repercute directamente en la demanda pico del sistema eléctrico durante el verano, el cual se presenta entre las 16:00 y 19:00 horas. En este sentido, la NOM-008-ENER-2011 busca optimizar el diseño de la envolvente térmica de los inmuebles con el objetivo de reducir la ganancia térmica al interior de éstos. Se busca lograr con medidas pasivas y bioclimáticas el confort, obteniendo un ahorro de energía con la reducción en los requerimientos de operación y capacidad de los equipos de enfriamiento mecánicos.

Referencias

- Alba E. Gomez, A. G. (2012). *Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático para Baja California Sur*. Baja California Sur: Antonia Ivanova y Alba E. Gémz .
- Anaya, D. C. (2015). *Generación distribuida, solución al subsidio eléctrico*. México.
- Aquini Robles, J. A. (2013). *Comparando requisitos para generar energía eléctrica vía renovables entre empresas y particulares en México*. México.
- ENCC. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40*. México: Gobinero de la República.
- Gobierno de Baja California Sur. (2015). *Plan Estatal de Desarrollo 2015-2021*. Baja California sur.
- Gobierno de Baja California Sur. (2016). *Baja California Sur*. Recuperado el 02 de 03 de 2017, de <http://www.gbcssrv.com/gobierno/organigrama>
- Gobierno de la República. (2017). *Estrategia Nacional de Calidad del Aire*. México.
- Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos. (2015). *Anexos del 3° Informe de gobierno*. México. Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/cuartoinforme/>
- INECC. (2015). *Informe Nacional de Calidad del Aire* . México.
- INECC. (12 de 2015). *Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Registro Nacional de Emisiones (RENE): <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene-17015>
- Melo, A. M. (2005). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- Melo, A. M. (2011). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- OCDE. (2013). *Evaluaciones de la OCDE sobre el desempeño ambiental: México 2013*. México: OECD Publishing.
- Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. Ciudad de México.
- SEGOB. (2016). *Catálogos de Programas Federales para Municipios 2016*. México.
- SEMARNAT. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5301093&fecha=03/06/2013
- SEMARNAT. (2015). *Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*. México.
- SEMARNAT. (2015). *Guía de usuario Registro Nacional de Emisiones (RENE)*. México.
- SEMARNAT. (s.f.). *Guía de Fomento de Energías Renovables*. México.

SENER. (2016). *Fondo para la Transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía (FOTENASE)*. México.

SENER. (2016). *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor que 0.5 MW*. México.

SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. México.

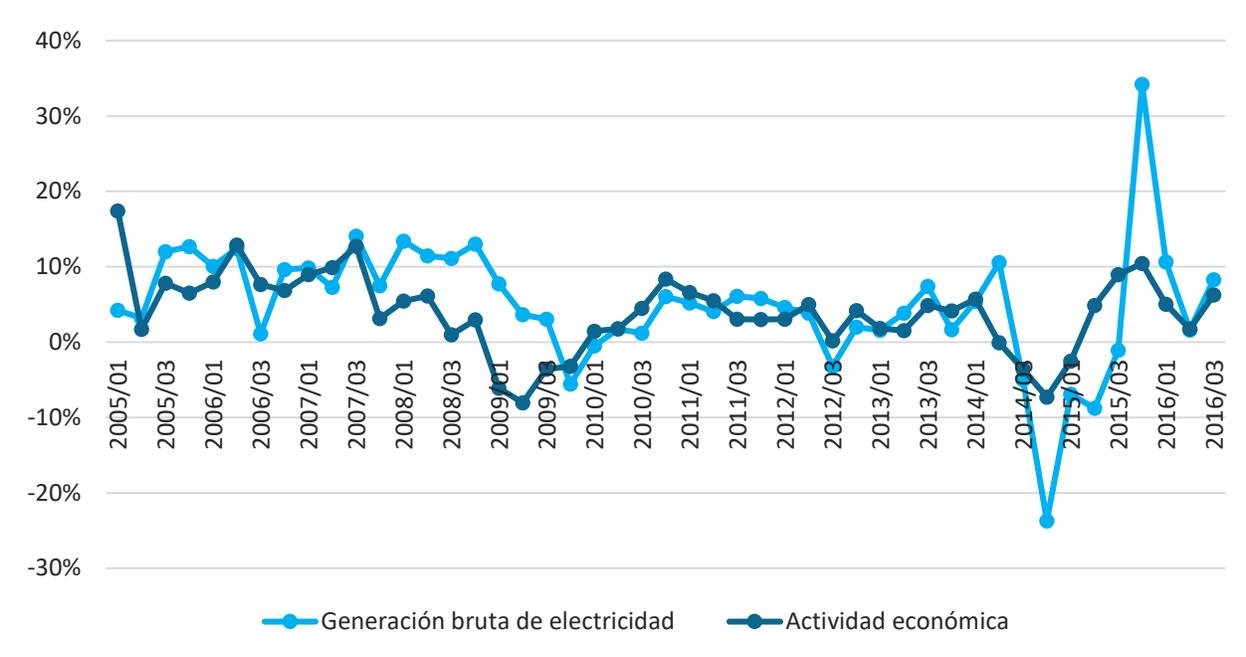
USAID/MÉXICO. (2001). *Manual sobre Permisos Ambientales para Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica en México*. México.

Presidencia de la República (2015). *Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI)*. México.

5.0 Vulnerabilidad y externalidades del sistema eléctrico

La energía eléctrica juega un papel fundamental en el desarrollo económico y social del estado. Una muestra de ello es la relación que existe entre la actividad económica y el consumo de energía eléctrica. En la Gráfica 5.1 se muestra la variación anual por trimestre tanto de la generación bruta de electricidad como de la actividad económica en Baja California Sur. Un ejemplo de esta relación es la caída en la actividad económica y la generación eléctrica derivada del impacto del huracán Odile en septiembre de 2014, huracán categoría 4 catalogado como uno de los más intensos que haya tocado tierra en el estado. Este evento se reflejó en una disminución en la generación bruta y actividad económica del estado de 4.99 y 3.59%, respectivamente, con respecto al tercer trimestre del año anterior (2013), así como de 23.7 y 7.32% si se compara el cuarto trimestre de 2014 con el mismo trimestre de 2013. Es por esto que, para la competitividad del estado, es fundamental contar con un sector eléctrico que opere de manera eficiente, confiable y segura.

Gráfica 5.1 Variación anual por trimestre de la actividad económica y generación bruta de electricidad en Baja California Sur (porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER e INEGI, 2016

La economía de Baja California Sur se compone principalmente del sector servicios, ya que las actividades terciarias aportaron casi 74% del Producto Interno Bruto (PIB) estatal, mientras que las secundarias 23% y las primarias 3%. Las ramas con mayor participación son el comercio en el 18%, seguido por restaurantes y hoteles con 17%, construcción (13%). En la Gráfica 5.2 se desagrega el PIB del estado por rama⁴.

⁴ Baja California Sur Información Estratégica 2015, Gobierno del estado de Baja California Sur – Secretaría de Promoción y Desarrollo Económico – Dirección de Informática y Estadística, 2015.

Gráfica 5.2 Producto Interno Bruto de Baja California Sur por rama (millones de pesos)



Fuente: Gobierno del estado de Baja California Sur, 2015

Los ciclones tropicales son el evento hidrometeorológico con mayor nivel de peligro o probabilidad de ocurrencia para los sistemas expuestos como son: unidades económicas, población e infraestructura presentes en los municipios del estado. En 2015 el Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED) clasificó prácticamente todos los municipios (Mulegé, Comondú, La Paz y Los Cabos) en el nivel más alto de peligro, sólo Loreto presentó un grado inferior, aunque se mantuvo en alto⁵. La metodología publicada por la Secretaría de Gobernación (SEGOB) y el Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED)⁶ calcula el nivel de peligro de ciclones tropicales a partir de los registros de trayectoria e intensidad correspondiente a cada ciclón entre 1949 y 2010. En la Tabla 5.1 se desagrega la probabilidad de ocurrencia de ciclones tropicales por intensidad y municipio.

Tabla 5.1. Probabilidad de ciclones tropicales por nivel de intensidad

Probabilidad de ocurrencia	Mulegé	Comondú	Loreto	La Paz	Los Cabos
Ciclones tropicales 2015	Más Alto	Más Alto	Alto	Más Alto	Más Alto
Depresión tropical	0.2-0.4	0-0.2	0-0.2	0-0.2	0-0.2
Tormenta tropical	0.4-0.6	0.4-0.6	0.4-0.6	0.2-0.4	0.4-0.6
Huracán categoría 1	0.21-0.33	0.21-0.33	0.21-0.33	0.21-0.33	0.08-0.21
Huracán categoría 2	0-0.0455	0.125-0.2	0.0455-0.125	0.0455-0.125	0.125-0.2
Huracán categoría 3	0-0.0714	0	0	0-0.0714	0.0714-0.1819
Huracán categoría 4	0	0	0	0	0
Huracán categoría 5	0	0	0	0	0

⁵ Grado de peligro por ciclones tropicales, Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), 2015.

⁶ Los mapas de índices de riesgo a escala municipal por fenómenos hidrometeorológicos, Secretaría de Gobernación (SEGOB) y Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), 2012.

Fuente: Atlas Nacional de Riesgos, 2016⁷

Ante cualquier evento hidrometeorológico existen diferentes tipos de vulnerabilidad, concepto que se refiere a la susceptibilidad o propensión de los sistemas expuestos a ser dañados o afectados por un fenómeno. A continuación, se describen tanto las metodologías como resultados generales obtenidos para los municipios de Baja California Sur en los análisis de vulnerabilidad desarrollados por diversas instituciones, agrupados de acuerdo al concepto que evalúan:

- **Social.** Este tipo de vulnerabilidad se enfoca en características socioeconómicas, evalúa la resistencia a partir del grado de preparación y capacidad de respuesta de las personas ante eventos meteorológicos y por ello existe una fuerte relación entre la vulnerabilidad social y los estudios de marginación social⁸. Actualmente existen dos índices que miden el nivel de vulnerabilidad social para Baja California Sur. El primero, el del Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED)⁹ y el segundo el del Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA)¹⁰, los dos estimados con datos de 2010. En ambos estudios todos los municipios del estado se mantuvieron en el nivel más bajo o bajo, tanto para vulnerabilidad social como para marginación y rezago social.
- **Ante cambio climático.**¹¹ Si bien existen diversos estudios que miden la vulnerabilidad ante el cambio climático, para el caso del estado de Baja California Sur se considera el más robusto el estudio del INECC que integra los siguientes tres estudios¹²: *Vulnerabilidad y adaptación a los efectos del cambio climático en México* (UNAM-UACH¹³ 2013), *Two methods to assess vulnerability to climate change in the Mexican agricultural sector* (Monterroso, Conde, Gay 2013) y *Estrategia Nacional Cambio Climático 10-20-40* (INECC 2013)¹⁴. Considerando estos tres análisis el INECC determinó que los municipios de Comondú, Mulegé y La Paz presentan un nivel medio de vulnerabilidad ante el cambio climático mientras que los otros municipios (Los Cabos y Loreto) presentan un nivel bajo.
A continuación, se describen los tres pilares sobre los cuales se mide el nivel de vulnerabilidad ante el cambio climático de un lugar, así como la calificación que obtuvo el estado.
- **Capacidad adaptativa,** se refiere a la capacidad de un sistema para enfrentar los efectos del cambio climático, así como la posibilidad de implementar acciones que disminuyan sus impactos. Bajo este criterio, todos los municipios del estado obtuvieron un nivel alto de vulnerabilidad.

⁷ Sistema de información geográfica sobre riesgos, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmnacionalderiesgos.gob.mx/archivo/visor-capas.html>>, fecha de consulta 09/04/17.

⁸ Sistema de información geográfica sobre riesgos, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmnacionalderiesgos.gob.mx/archivo/visor-capas.html>>, fecha de consulta 09/04/17.

⁹ Indicadores municipales de peligro, exposición y vulnerabilidad, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmnacionalderiesgos.gob.mx/>>, fecha de consulta 14/03/17.

¹⁰ Atlas de vulnerabilidad hídrica ante el cambio climático, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, 2015.

¹¹ El Panel Intergubernamental en Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) define vulnerabilidad ante cambio climático como el grado de susceptibilidad o de incapacidad de un sistema para afrontar los efectos adversos del cambio climático y, en particular, la variabilidad del clima y los fenómenos extremos.

¹² Se integran los tres estudios por contar con un enfoque y escala similar, además de bases completas.

¹³ Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y Universidad Autónoma Chapingo (AUCh).

¹⁴ Sistema de información sobre cambio climático, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), disponible en <<http://www.sicc.amarellodev.com/>>, fecha de consulta 14/03/17.

- **Sensibilidad**, mide el grado en el que un sistema sufre modificaciones por un evento natural. En el caso de Baja California Sur, sólo el municipio de Los Cabos obtuvo un nivel alto de vulnerabilidad, mientras que el resto obtuvo un nivel bajo.
- **Exposición**, mide el grado de estrés climático sobre una unidad en particular de análisis. Puede deberse tanto por cambios en las condiciones como en la variabilidad climática. Bajo este criterio, todos los municipios presentaron un nivel medio de vulnerabilidad.
- **Climática**. Desarrollado por el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) en 2011, el estudio incluye 373 municipios agrupados en 86 ciudades del país y considera tres dimensiones: climática, infraestructura y social, esto mediante 97 indicadores que miden: la tendencia de eventos meteorológicos, la situación del capital social, características físicas de la infraestructura, reglamentación de construcción y ordenamiento territorial, así como políticas de prevención.

El Índice clasifica las ciudades en siete niveles de vulnerabilidad (Muy bajo, Bajo, Medio-Bajo, Medio, Medio-Alto, Alto, Muy Alto), en este caso sólo se evaluaron las ciudades de La Paz y Los Cabos, mismas que tuvieron el nivel más bajo y bajo respectivamente.

Por otro lado, en cuanto a la resiliencia (capacidad de una comunidad para resistir, asimilar, adaptarse y recuperarse de los efectos de un evento climático a través de sus estructuras básicas y funcionales)¹⁵, cuatro de los cinco municipios de Baja California Sur están clasificados en el nivel más alto de resiliencia, sólo Mulegé se encuentra en nivel alto¹⁶. Las cinco dimensiones para medir la resiliencia en cada municipio¹⁷ son:

- **Gobernabilidad**, penetración de la gestión integral de riesgos en los niveles de gobierno de una comunidad, existencia de mecanismos de planificación territorial y estructural para disminuir la vulnerabilidad, fortalecer la comunicación y operatividad de la comunidad ante un evento natural.
- **Evaluación del riesgo**, estado que guarda la generación de información que una comunidad realiza frente a sus posiciones de vulnerabilidad ante un desastre natural.
- **Conocimiento y educación**, nivel y capacidad de acceder a información relevante para saber qué hacer antes, durante y después de un desastre por parte de la población.
- **Gestión de riesgo y reducción de la vulnerabilidad**, vulnerabilidad de la población mediante factores sociales y económicos.

El concepto de riesgo une tanto el peligro como la vulnerabilidad, por lo que se define como la probabilidad de ocurrencia de daños, pérdidas o efectos indeseables sobre sistemas constituidos por personas, comunidades o sus bienes, como consecuencia del impacto de eventos o fenómenos perturbadores¹⁸. El grado de riesgo por ciclones tropicales estimado por el CENAPRED es medio para los municipios de Mulegé, Comondú y Loreto, alto para La Paz y está en el nivel más alto para Los Cabos¹⁹. En la Tabla 5.2 se resume el nivel de vulnerabilidad, resiliencia y riesgo estimado en los diversos estudios para cada uno de los municipios del estado.

¹⁵ Grado de resiliencia, Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), 2015

¹⁶ *Íbid.*

¹⁷ *Íbid.*

¹⁸ Guía básica para la elaboración Atlas estatales y municipales de peligros y riesgos – Evaluación de la vulnerabilidad física y social, Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2006.

¹⁹ Los Sistema de información geográfica sobre riesgos, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmunicipalderiesgos.gob.mx/archivo/visor-capas.html>>, fecha de consulta 09/04/17.

Tabla 5.2 Nivel de vulnerabilidad, resiliencia y riesgo

Nivel de vulnerabilidad	Mulegé	Comondú	Loreto	La Paz	Los Cabos
Social 2010 (CENAPRED)	Más bajo	Más bajo	Bajo	Más Bajo	Bajo
Social 2015 (IMTA)	Más bajo				
Rezago social 2010	Más bajo				
Rezago social 2015	Bajo	Bajo	Bajo	Más Bajo	Bajo
Marginación 2010	Bajo	Bajo	Más Bajo	Más Bajo	Más Bajo
Marginación 2015	Bajo	Bajo	Más Bajo	Más Bajo	Más Bajo
Climática 2011 (IMCO)	ND	ND	ND	Más Bajo	Bajo
Subíndice social	ND	ND	ND	Más Bajo	Más Bajo
Subíndice climático	ND	ND	ND	Bajo-Medio	Medio
Subíndice infraestructura	ND	ND	ND	Medio	Alto
Ante cambio climático 2015 (INECC)	Medio	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Clasificación Monterroso, Conde, Gay 2013	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
Clasificación UNAM-UACH 2013	Bajo	Bajo	Más Bajo	Bajo	Más Bajo
Clasificación INECC 2013	Alto	Medio	Bajo	Medio	Bajo
Nivel de resiliencia	Mulegé	Comondú	Loreto	La Paz	Los Cabos
Resiliencia 2015 (CENAPRED)	Alto	Más Alto	Más Alto	Más Alto	Más Alto
Nivel de riesgo	Mulegé	Comondú	Loreto	La Paz	Los Cabos
Riesgo 2015 (CENAPRED)	Medio	Medio	Medio	Alto	Más Alto

Fuente: Elaboración propia con datos de diversas fuentes

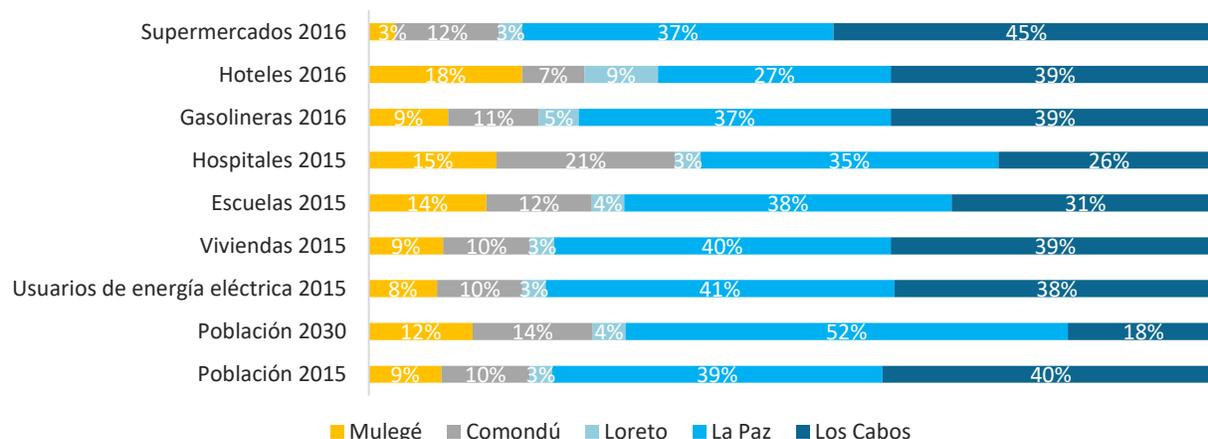
En 2015, la población de Baja California Sur era de 703 mil habitantes, de los cuales el 78% habita en La Paz y en Los Cabos²⁰. Para 2030 se espera que dicha población llegue a 1.1 millones de habitantes con la misma distribución territorial de acuerdo al Consejo Nacional de Población (CONAPO)²¹. Lo anterior determina la exposición de la infraestructura del estado a eventos meteorológicos. Por ejemplo, el 79% de viviendas y 69% de escuelas con exposición a eventos climáticos se encuentran en ambos municipios (ver Gráfica 5.3).

Sin embargo, la distribución de los eventos meteorológicos ha sido más equilibrada en el estado. De las 163 declaratorias de contingencia, desastre o emergencia registradas entre 2000 y 2016 en Baja California Sur, 23% se localizaron en La Paz, 22% en Comondú, 20% en Loreto, 18% en Los Cabos y el 17% restante en Mulegé (ver tabla 5.3).

²⁰ Encuesta intercensal 2015, Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2016.

²¹ Proyecciones de la población 2010-2050, Consejo Nacional de Población (CONAPO), disponible en <<http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Proyecciones>>, fecha de consulta 04/04/17.

Gráfica 5.3 Distribución de los sistemas expuestos en los municipios de Baja California Sur (porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos del Atlas Nacional de Riesgos, 2016²²

Tabla 5.3 Declaratorias

Declaratorias (2000-2016)	Mulegé	Comondú	Loreto	La Paz	Los Cabos
Contingencia hidrometeorológica	2	3	2	2	1
Desastre hidrometeorológico	10	15	14	14	11
Emergencia hidrometeorológica	16	18	16	21	18

Fuente: Atlas Nacional de Riesgos, 2016²³

En la Tabla 5.4 se muestra un resumen del impacto, tanto agregado como relativo, estimado para 30 eventos hidrometeorológicos registrados entre 2000 y 2015. El resumen se realizó a partir de la información recabada por la Subdirección de Estudios Económicos y Sociales de la Dirección de Análisis y Gestión de Riesgos, misma que analizó información documental recabada de diversas fuentes tanto del sector público como privado, además de visitas de campo y consultas directas con autoridades locales.

Los eventos hidrometeorológicos incluyen ciclones tropicales, inundaciones y lluvias severas. Si bien los ciclones tropicales y las lluvias extremas tienen casi el mismo número de eventos, 15 y 13 respectivamente, en número absolutos los ciclones registraron 14 veces más personas afectadas y 21 veces más viviendas dañadas que las lluvias extremas, en caso de compararse de acuerdo al daño

²² Indicadores municipales de peligro, exposición y vulnerabilidad, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmunicipalderiesgos.gob.mx/>>, fecha de consulta 14/03/17.

²³ Indicadores municipales de peligro, exposición y vulnerabilidad, Atlas Nacional de Riesgos, disponible en <<http://www.atlasmunicipalderiesgos.gob.mx/>>, fecha de consulta 14/03/17.

promedio por evento se tienen valores similares (12 y 19 veces respectivamente). En el Anexo 1 se muestra a detalle el impacto por evento.

Tabla 5.4 Resumen del impacto socioeconómico de los daños y pérdidas de eventos hidrometeorológicos entre 2000 y 2015

Evento	Eventos	Defunciones	Población afectada	Viviendas dañadas	Escuelas	Hospitales	Area de cultivo dañada / pastizales (has)	Caminos afectados (Km)
Ciclón tropical	15	25	831,835	28,749	1,342	108	17,662	7,767
Inundación	2	0	17,504	0	16	0	0	0
Lluvias (lluvia extrema)	13	10	58,225	1,339	1	4	4,146	0
Evento	Eventos	Defunciones ppe	Población afectada ppe	Viviendas dañadas ppe	Escuelas dañadas ppe	Hospitales dañados ppe	Area de cultivo dañada / pastizales (has) ppe	Caminos afectados (Km) ppe
Ciclón tropical	15	1.7	55,456	1,917	89	7	1,177	518
Inundación	2	0.0	8,752	0	8	0	0	0
Lluvias (lluvia extrema)	13	0.8	4,479	103	0	0	319	0

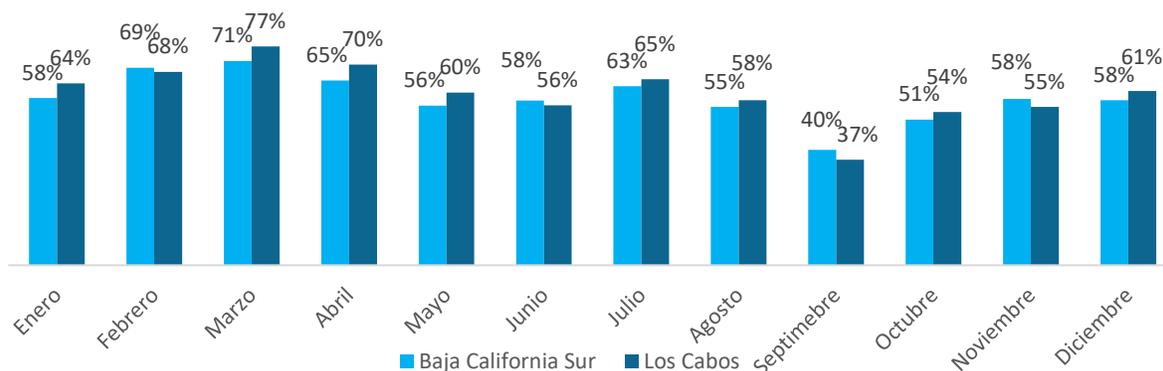
Fuente: Elaboración propia con datos del Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2016

En la Tabla 5.5 se desglosan los impactos socioeconómicos de los principales eventos hidrometeorológicos registrados entre 2000 y 2015

Una vez analizado el impacto socioeconómico histórico de los eventos hidrometeorológicos, el nivel de peligro, vulnerabilidad, riesgo, sistemas expuestos, además de la composición de la economía del estado, se hizo un ejercicio para estimar el daño que representaría para la eventual suspensión del servicio eléctrico debido a un ciclón tropical en Baja California Sur.

Para realizar esta estimación se partió de información relacionada con actividad hotelera, económica, así como consumo eléctrico. En relación a la información hotelera, en 2015 Baja California Sur registró un promedio de 16,528 cuartos de hotel disponibles, 69% de estos ubicados en Los Cabos. El estado registró una ocupación promedio de 59% (16% nacionales y 43% extranjeros), valor prácticamente igual al del municipio de Los Cabos con el 60% (11% nacionales y 49% extranjeros), para esto se consideró la ocupación histórica mensual durante el periodo 2005-2015. Es importante mencionar que esta ocupación es promedio, y existen fluctuaciones derivadas factores como los periodos vacacionales, no sólo de los turistas nacionales sino extranjeros. En la Gráfica 5.5 se muestra el porcentaje de ocupación promedio mensual tanto en el estado como en Los Cabos.

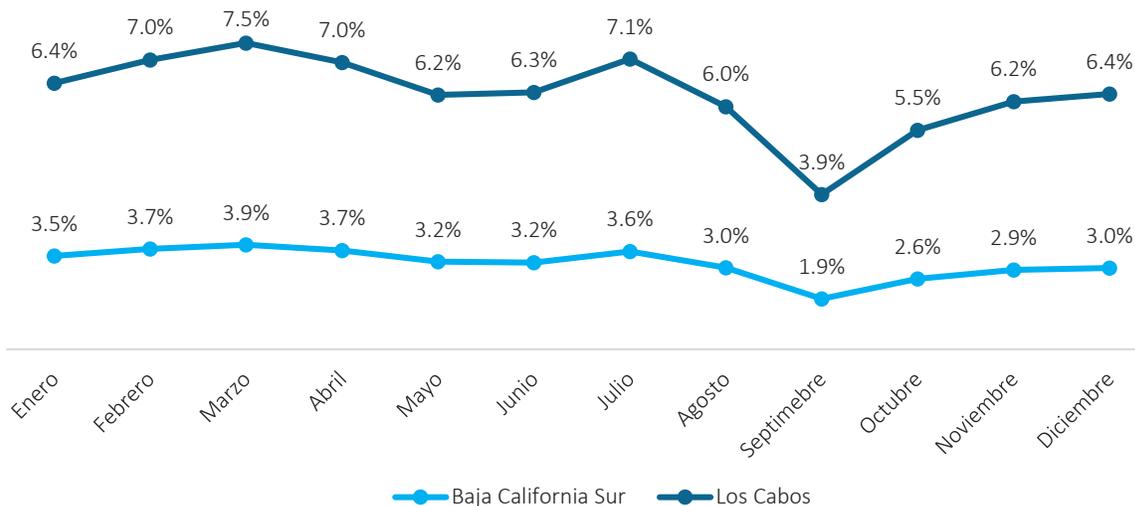
Gráfica 5.4. Ocupación hotelera promedio mensual en Los Cabos y Baja California Sur (porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Turismo²⁴

En 2015 el estado contaba con una población registrada de 703,029 habitantes (41% en Los Cabos)²⁵ y ese mismo año se registró una población flotante promedio diaria del 3.2% en el caso del estado y 6.2% en Los Cabos, con marzo como el mes con mayor ocupación promedio diaria y septiembre con el mínimo²⁶. Se espera que para 2030 la población del estado llegue a 781,983 habitantes (42% en Los Cabos)²⁷.

Gráfica 5.5 Población flotante (turistas) diaria promedio con respecto a la población fija (porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Turismo

²⁴ Sistema nacional de la información estadística del sector turismo de México – DATATUR, Secretaría de Turismo (SECTUR), disponible en <<http://datatur.sectur.gob.mx/SitePages/Inicio.aspx>>, fecha de consulta 01/04/17.

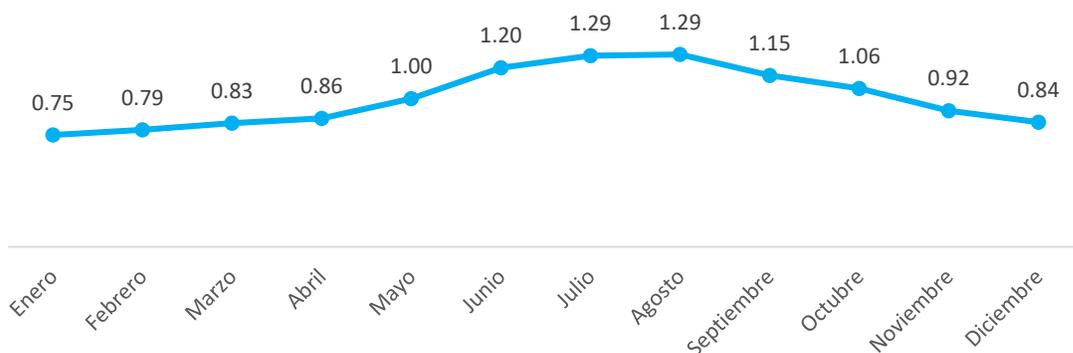
²⁵ Encuesta intercensal 2015, Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2016.

²⁶ Elaboración propia con datos de la Encuesta intercensal 2015, Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2016 y Sistema nacional de la información estadística del sector turismo de México – DATATUR, Secretaría de Turismo (SECTUR), disponible en <<http://datatur.sectur.gob.mx/SitePages/Inicio.aspx>>, fecha de consulta 01/04/17.

²⁷ Proyecciones de la población 2010-2050, Consejo Nacional de Población (CONAPO), disponible en <<http://www.conapo.gob.mx/es/CONAPO/Proyecciones>>, fecha de consulta 04/04/17.

Además de la fluctuación en la población flotante es importante considerar cambios derivados de otros factores como la temperatura media. Para estimar estos cambios en la demanda a lo largo del año se consideraron las proyecciones de demanda bruta para Baja California Sur entre 2016 y 2030, esto a partir de información del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, publicado por la Secretaría de Energía (SENER). En la Gráfica 5.6 se muestran estas fluctuaciones estimadas a través de la relación entre la demanda bruta promedio mensual con el promedio anual, indicador que arroja los meses de julio y agosto como los de mayor demanda eléctrica, esto al tener un consumo promedio 1.29 veces el promedio del año.

Gráfica 5.6 Relación entre consumo mensual y consumo promedio anual (valor)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía²⁸

En 2015 el consumo eléctrico de Baja California Sur fue de 2,546 Gigawatts-hora (GWh), valor que para 2030 se espera se duplique (5,377 GWh)²⁹. Al analizar la distribución del consumo por municipio durante el periodo 2005 - 2014 éste se concentra en Los Cabos y La Paz, con el 47 y 35% en promedio³⁰, respectivamente.

Tomando en cuenta el comportamiento de la demanda eléctrica, y poniendo particular interés en los meses donde se concentraron los eventos hidrometeorológicos en el Pacífico (entre mayo y noviembre)³¹, los cuales a su vez coinciden con los meses de mayor demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 5.6), se esperaría que una eventual suspensión del servicio eléctrico implicaría dejar de abastecer a los usuarios de Baja California Sur diariamente en promedio de 11 MWh en 2020 y 18 MWh en 2030³². En la Gráfica 5.7 se muestra a detalle las fluctuaciones diarias en la demanda eléctrica entre los meses de mayo y octubre de 2020 y 2030³³.

²⁸ Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, Secretaría de Energía (SENER), 2017.

²⁹ Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, Secretaría de Energía (SENER), 2017.

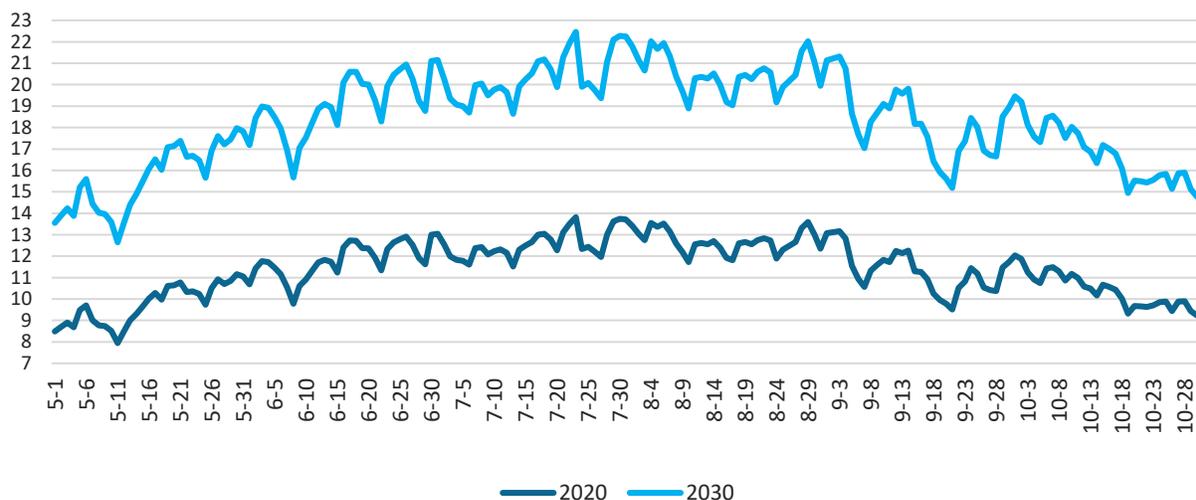
³⁰ Sistema Estatal y Municipal de Bases de Datos (SIMBAD), Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), disponible en <<http://sc.inegi.org.mx/cobdem/consulta-por-ageo.jsp?recargar=true>>, fecha de consulta 02/04/17.

³¹ Información histórica de ciclones tropicales, Servicio Meteorológico Mexicano, disponible en <<http://smn.cna.gob.mx/es/ciclones-tropicales/informacion-historica>>, fecha de consulta 01/03/17.

³² Mínimo de 8 MWh para 2020 y 13 MWh para 2030 y máximo de 14 MWh para 2020 y 22 MWh para 2030.

³³ Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, Secretaría de Energía (SENER), 2017.

Gráfica 5.7. Demanda horaria bruta por mes-día para 2020 y 2030 (MWh)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

Para medir las consecuencias económicas de un ciclón tropical con una magnitud similar a la de Odile, el cual detuvo la actividad en Baja California Sur al afectar 5,046 viviendas, 923 escuelas, 14 unidades de salud³⁴, dejar sin energía al 92% de la población, además de dejar varados a 30 mil turistas (26 mil extranjeros y 4 mil nacionales) en hoteles habilitados como refugios temporales³⁵, se decidió estimar el impacto económico que significó el huracán Odile para la ciudad de Los Cabos.

Es importante mencionar que los cortes en la red eléctrica del estado se deben, además de afectaciones en la infraestructura de transmisión, distribución y generación, a la imposibilidad de transportar combustible a las centrales, esto debido a que en 2015 prácticamente la totalidad de la generación eléctrica (98%) que se produce en Baja California Sur requiere de la quema de combustibles fósiles³⁶, los cuales se traen por buques cisternas desde Sinaloa, por lo que la presencia de un huracán imposibilita el movimiento de estos, lo que provoca desabasto y el eventual paro de las centrales.

Para esto se usó el modelo MAGDA (Medición de la Actividad Económica con Grandes Datos), medición que parte de la relación entre actividad económica con la emisión de luz, para esto se procesaron fotos satelitales, además del número de transacciones de retiro de efectivo en cajeros automáticos. Como puede verse en la Gráfica 5.8, en el tercer trimestre de 2014 se presentó una caída del 4.8% en el crecimiento económico de Los Cabos, esto asociado al impacto del huracán Odile, evento que prácticamente detuvo la actividad económica en la zona.

³⁴ Base de datos sobre el impacto socioeconómico de los daños y pérdidas ocasionadas por los desastres en México, Subdirección de estudios económicos y sociales de la dirección de análisis y gestión de riesgos, disponible en <<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/>>, fecha de consulta 14/03/17.

³⁵ Huracán Odile deja severos daños en Los Cabos y La Paz, Forbes México – septiembre 16 de 2014, disponible en <<https://www.forbes.com.mx/huracan-odile-deja-severos-danos-en-los-cabos-y-la-paz/>>, fecha de consulta 10/03/17.

³⁶ Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2016-2030, Secretaría de Energía (SENER), 2017.

En caso de detenerse la actividad económica en Los Cabos, como sucedió con Odile, y se dejaron de recibir turistas durante cuatro días³⁷, promedio de días de estancia de un turista en Los Cabos, se tendría una pérdida económica que podría ir de los 166 a los 302 millones de pesos, esto sólo tomando en cuenta la derrama económica que se deja de recibir por parte de los turistas³⁸.

Gráfica 5.8 Crecimiento trimestral mes-año de la actividad económica en Los Cabos (porcentaje)



Fuente: Elaboración propia

Baja California Sur es un estado con gran capital natural que atrae a miles de turistas cada año, sin embargo, debido a su ubicación geográfica cuenta con un muy alto nivel de peligro de ocurrencia de ciclones tropicales, los cuales como se ha demostrado pueden tener un impacto muy importante en la actividad económica de la zona. Es por esto que es necesario disminuir la vulnerabilidad ante estos eventos y en particular la del sistema eléctrico.

³⁷ Elaboración propia con datos del Sistema nacional de la información estadística del sector turismo de México – DATATUR, Secretaría de Turismo (SECTUR), disponible en <<http://datatur.sectur.gob.mx/SitePages/Inicio.aspx>>, fecha de consulta 01/04/17.

³⁸ Se consideran presencia histórica de turistas promedio durante los meses de mayo y noviembre debido a que es la época de ciclones en el Pacífico, además de considerarse una derrama promedio de 850 dólares por turista. Elaboración propia con datos del Sistema nacional de la información estadística del sector turismo de México – DATATUR, Secretaría de Turismo (SECTUR), disponible en <<http://datatur.sectur.gob.mx/SitePages/Inicio.aspx>>, fecha de consulta 01/04/17.

Tabla 5.5: Impacto socioeconómico de los principales eventos hidrometeorológicos registrados entre 2000 y 2015

Fecha de Inicio/ Fin	Tipo de fenómeno	Municipios Afectados	Defunciones	Población afectada	Viviendas dañadas	Escuelas dañadas	Hospitales dañados	Cultivos/ pastizales dañados (has)	Caminos afectados (Km)	Total, de daños (Millones de pesos)	Total daños (Millones de dólares)	Tipo de declaratoria
16-9-00 17-9-00	Ciclón tropical	Los Cabos, La Paz	0	0	0	0	0	0	0	7.24	0.76	Emergencia
26-9-01 30-9-01	Ciclón tropical	Mulegé, Loreto, Comondú, La Paz, Los Cabos	2	6,000	3,529	138	67	1,451	2,296	850.15	91.12	Emergencia y desastre
9-9-02 9-9-02	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz	0	200	50	0	0	0	0	0.13	0.01	Sin declaratoria
23-8-03 23-8-03	Lluvias (Lluvia extrema)	Los Cabos, Loreto y Comondú	4	5,990	1,198	1	4	4,146	0	0	0	Emergencia y desastre
21-9-03 21-9-03	Lluvias (Lluvia extrema)	SD	4	5	0	0	0	0	0	0	0	Sin Declaratoria
22-9-03 22-9-03	Ciclón tropical	SD	4	13,14 0	2,633	17	12	3,117	2,512	764.3	70.51	Emergencia y desastre
1-9-06 3-9-06	Ciclón tropical	Comondú, La Paz, Loreto, Mulegé y Los Cabos	5	13,09 0	2,617	101	8	403	2,693	984.72	90.34	Emergencia y desastre
4-9-07 17-9-07	Ciclón tropical	La Paz, Los Cabos y Loreto	1	57,00 0	2,200	0	0	0	254	442.5	0	Emergencia y desastre
1-7-14 9-7-14	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz	0	0	0	0	0	0	0	11.12	0.84	Emergencia
24-8-08 24-8-08	Ciclón tropical	La Paz, Los Cabos, Comondú, Loreto y Mulegé.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	Sin Declaratoria
25-8-08 26-8-08	Lluvias (Lluvia extrema)	Varios municipios	0	455	91	0	0	0	0	146.55	13.07	Desastre
11-10-08 11-10-08	Ciclón tropical	La Paz, Loreto, Comondú	0	3,144	681	10	0	0	0	292.21	26.07	Desastre

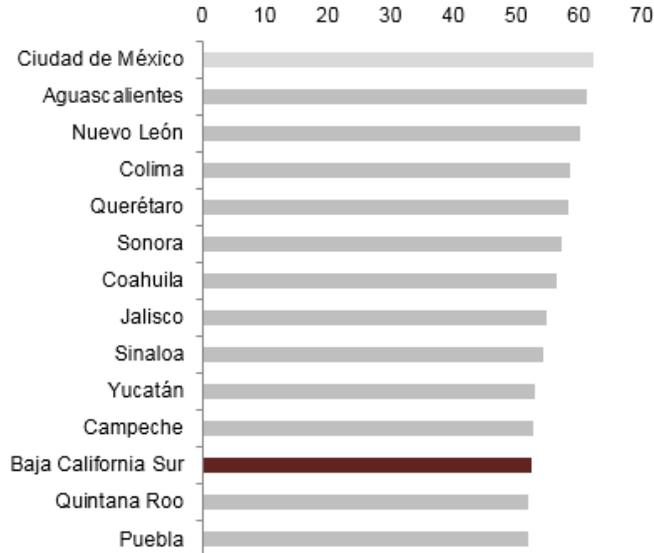
Fecha de Inicio	Tipo de fenómeno	Municipios Afectados	Defunciones	Población afectada	Viviendas dañadas	Escuelas dañadas	Hospitales dañados	Cultivos/pastizales dañados (has)	Caminos afectados (Km)	Total de daños (Millones de pesos)	Total daños (Millones de dólares)	Tipo de declaratoria
1-9-09 1-9-09	Ciclón tropical	La Paz, Loreto, Mulegé y Comondú	1	17,505	3,501	153	7	0	12	1,333	98.67	Emergencia y desastre
21-10-09 21-10-09	Ciclón tropical	Los Cabos	0	6,000	0	0	0	0	0	0.47	0.03	Emergencia
16-8-12 17-8-12	Lluvias (Lluvia extrema)	Los Cabos, Comondú y Loreto	0	13,132	0	0	0	0	0	37.75	2.86	Emergencia
21-8-12 21-8-12	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz	0	3,750	0	0	0	0	0	12.72	0.96	Emergencia
28-8-12 28-8-12	Lluvias (Lluvia extrema)	Comondú	2	3	0	0	0	0	0	0	0	Sin Declaratoria
27-9-12 27-9-12	Ciclón tropical	La Paz y Comondú	0	16,483	0	0	0	0	0	11.5	0.87	Emergencia
16-10-12 17-10-12	Ciclón tropical	Comondú, La Paz, Loreto, Los Cabos y Mulegé	0	19,268	39	0	0	1,010	0	1,542.85	116.97	Desastre, Emergencia y Contingencia Climatológica
24-8-13 28-8-13	Ciclón tropical	La Paz, Los Cabos, Mulegé, Comondú y Loreto.	5	42,500	8,500	0	0	0	0	25.91	2.03	Emergencia
5-9-13 5-9-13	Ciclón tropical	Mulegé, Loreto, Comondú, La Paz y Los Cabos	0	63	0	0	0	0	0	18.90	1.48	Sin Declaratoria
24-7-06 24-7-06	Lluvias (Lluvia extrema)	Los Cabos	0	200	0	0	0	0	0	0	0	Sin Declaratoria
12-8-14 15-8-14	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz	0	5,000	0	0	0	0	0	6.7	0.5	Emergencia

Fecha de Inicio	Tipo de fenómeno	Municipios Afectados	Defunciones	Población afectada	Viviendas dañadas	Escuelas dañadas	Hospitales dañados	Cultivos/pastizales dañados (has)	Caminos afectados (Km)	Total de daños (Millones de pesos)	Total daños (Millones de dólares)	Tipo de declaratoria
23-8-14 25-8-14	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz	0	5,000	0	0	0	0	0	0.04	0	Emergencia
3-9-14 6-9-14	Ciclón tropical	Comondú, La Paz, Loreto, Los Cabos, Mulegé	0	2,300	3	SD	0	0	0	184.12	13.85	Desastre
4-9-14 6-9-14	Lluvias (Lluvia extrema)	La Paz, Los Cabos, Comondú, Loreto y Mulegé	0	19,122	0	0	0	0	0	22.70	1.71	Emergencia
14-9-14 15-9-14	Ciclón tropical	La Paz, Loreto, Los Cabos, Mulegé y Comondú	6	635,341	5,046	923	14	11,681	SD	24,133.17	1,815.07	Emergencia y desastre
18-9-15 20-9-15	Lluvias (Lluvia extrema)	Mulegé	0	5,368	0	0	0	0	0	9.62	0.61	Emergencia
18-9-15 20-9-15	Inundación	Loreto, Comondú, La Paz y Los Cabos	0	13,754	0	0	0	0	0	21.87	1.38	Emergencia
3-10-15 3-10-15	Inundación	La Paz	0	3,750	0	16	0	0	0	168.86	10.65	Emergencia y desastre

6.0 Características del Sistema Aislado de BCS

6.1 Contexto económico, social y político BCS

Baja California Sur se encuentra dentro de los primeros 15 lugares del ranking de Índice de Competitividad Estatal del IMCO, siendo de sus mayores fortalezas i) el nivel de sociedad que incluye: el nivel de pobreza, acceso a servicios, escolaridad, esperanza de vida, etc., ii) mercado de factores que incluye: la contribución



laboral al crecimiento, baja desigualdad salarial y eficiencia en educación.

Gráfico 6.1 Tabla de posición del Índice de Competitividad

Fuentes: IMCO

El crecimiento del PIB estatal en BCS ha estado en torno al 2.3% en los últimos años, siendo impulsado en gran medida por el turismo y la construcción.

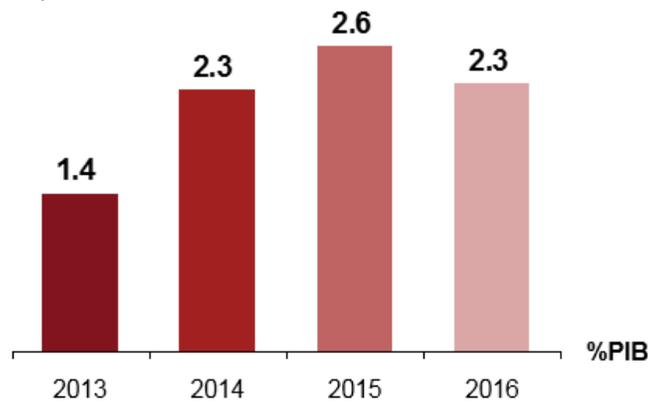


Gráfico 6.2 Crecimiento histórico del PIB de BCS

Fuentes: INEGI, Análisis Strategy&

Entre las principales actividades del estado y su contribución al PIB se encuentran: comercio (18%); servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas (16%); construcción (12%); servicios inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles e intangibles (11%); y, transportes, correos y

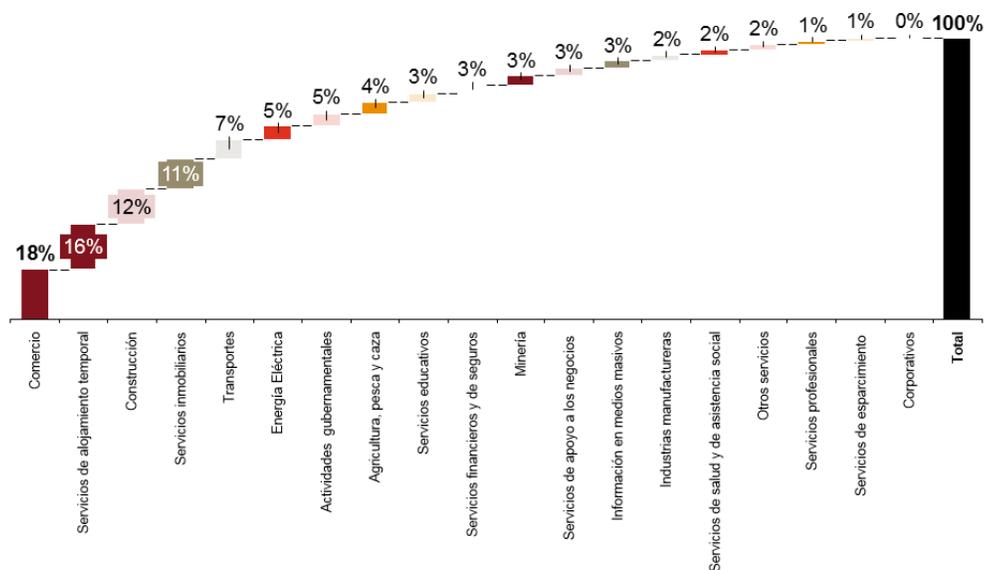


Gráfico 6.3 Producto Interno Bruto por sector en BCS

Fuentes: INEGI, Análisis Strategy&

almacenamiento (7%). Juntas representan el 64% del PIB estatal.

Actualmente, el sector de Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final, representa el 5% del PIB estatal.

6.2 Principales agentes del sector de energía en BCS

La correcta coordinación federal y estatal en la planeación del sistema interconectado nacional (SIN) en conjunto con el estado es básica para que la demanda eléctrica de BCS sea satisfecha con una matriz de generación adecuada y alineada a los objetivos nacionales. A su vez, las alternativas de interconexión del Sistema Interconectado de BCS con el SIN deben ser estudiadas por CENACE y validadas con el sector industrial dada la complejidad de una interconexión marítima o una interconexión desde Baja California.

A su vez, las Comisiones Estatales y la Academia han mostrado un alto interés e iniciativas propias en el desarrollo del sector energético del estado.

La Secretaría de Desarrollo Económico, Medio Ambiente y Recursos Naturales (SDEMARN) ha informado de la implementación de un programa de eficiencia energética en edificios públicos, a través del cual establecerá un plan de ahorro de los recursos por lo que se plantea una estrategia de reducción en el consumo de energía que va desde la iluminación hasta la climatización incluyendo el uso de los equipos, para lo cual se elaborará un diagnóstico completo para conocer como es el consumo y posteriormente elaborar una estrategia para su reducción. **La Universidad Autónoma de Baja California Sur (UABCS) ha tenido una activa participación en el tema de energías limpias.**

Gráfico 6.4 Principales agentes del sector energía

	<p>Presidencia de la República</p> <ul style="list-style-type: none"> Al comienzo del sexenio, el Presidente emite un Programa Sectorial de la Energía, que es una guía cuantitativa para el desarrollo del sector energético durante su mandato. Los objetivos deben ser aprobados por el Congreso y revisados anualmente
	<p>Secretaría de Energía (SENER)</p> <ul style="list-style-type: none"> Impulsa la política energética del país dentro del marco constitucional, para asegurar energía económicamente viable, competitiva, suficiente, de alta calidad y ambientalmente sostenible, requerida para el desarrollo de México
	<p>Comisión Federal de Electricidad (CFE)</p> <ul style="list-style-type: none"> La empresa competitiva del estado, que después de la reforma energética se ha desintegrado vertical y horizontalmente. Sólo el segmento T&D sigue siendo el monopolio natural, el resto de los segmentos tienen que competir con las empresas privadas
	<p>Comisión Reguladora de Energía (CRE)</p> <ul style="list-style-type: none"> Concede licencias de generación y suministro a empresas privadas y publica tarifas reguladas de suministro y T&D Regula las industrias de gas y petróleo refinado (derivados de hidrocarburos y electricidad)
	<p>Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)</p> <ul style="list-style-type: none"> Entidad pública descentralizada del Gobierno Federal, Operador del Sistema Independiente desagregado de CFE, responsable del Control Operacional del Sistema Eléctrico Nacional, del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y de la Red Nacional de Energía
	<p>Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)</p> <ul style="list-style-type: none"> Responsable de promover la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y recursos naturales en México, con el fin de promover su uso y desarrollo sostenible. Concede permisos ambientales a generadores y determina cuotas de emisiones de GEI para tecnologías de generación para calificar como "limpias" y recibir certificados de energía limpia
	<p>Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOS)</p> <ul style="list-style-type: none"> Cuenta con el Departamento de Energía donde se encuentra el Subcomité de Energía y Telecomunicaciones, encargados de determinar los objetivos y metas formulados por la SEDESOS
	<p>Secretaría de Desarrollo Económico, Medio Ambiente y Recursos Naturales (SDEMARN)</p> <ul style="list-style-type: none"> Coordina el desarrollo regional y social en beneficio de las comunidades rurales y urbanas a través de la instalación de sistemas de comunicación con alta tecnología, energía convencional y fuentes alternas que sustenten el desarrollo económico armónico
	<p>Universidad Autónoma de Baja California Sur (UABCS)</p> <ul style="list-style-type: none"> Institución descentralizada del estado que genera y divulga conocimiento científico-tecnológico, el cual contribuye a la toma de decisiones del estado que impulsen la entidad y el desarrollo de la misma.

En julio de 2017, la UABCS implementó un sistema de alumbrado público que funciona con energía solar a lo largo de la parte sur del Bulevar Universitario. La universidad planea adquirir paneles solares y convertirse en la primera del país en recurrir a este tipo de energía limpia cubriendo más del 90% del consumo de sus instalaciones.

6.3 Características del sistema eléctrico aislado de BCS

Baja California Sur (BCS) se compone de dos sistemas que operan en forma aislada, Baja California Sur (Villa Constitución, La Paz, Los Cabos) y Mulegé (Santa Rosalía, Guerrero Negro y Mulegé).

En BCS³⁹ existen 285,498 usuarios con un crecimiento medio de: 0.8% en el último año⁴⁰. Más del 80% de los usuarios son residenciales y el resto se encuentra en tarifa 2 y 3 comercial en baja tensión y OM en media tensión, principalmente por el número de hoteles existentes en el estado.

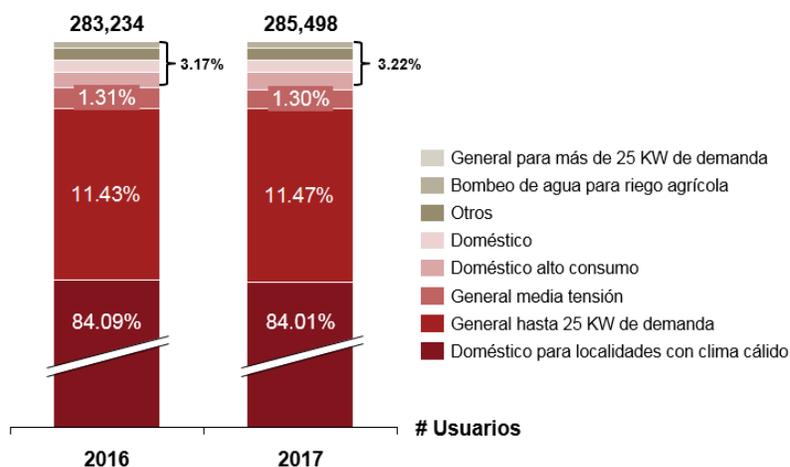


Gráfico 6.5. Número de usuarios según tipo de servicio⁴¹
Fuentes: CFE, SIE, Análisis Strategy&

Históricamente, el Sistema de BCS ha presentado un crecimiento anual en su consumo de: 6.74%. En 2016 un consumo de ~2.3 TWh y una generación de: 2.5 TWh, resultando en un margen de generación de ~12%.

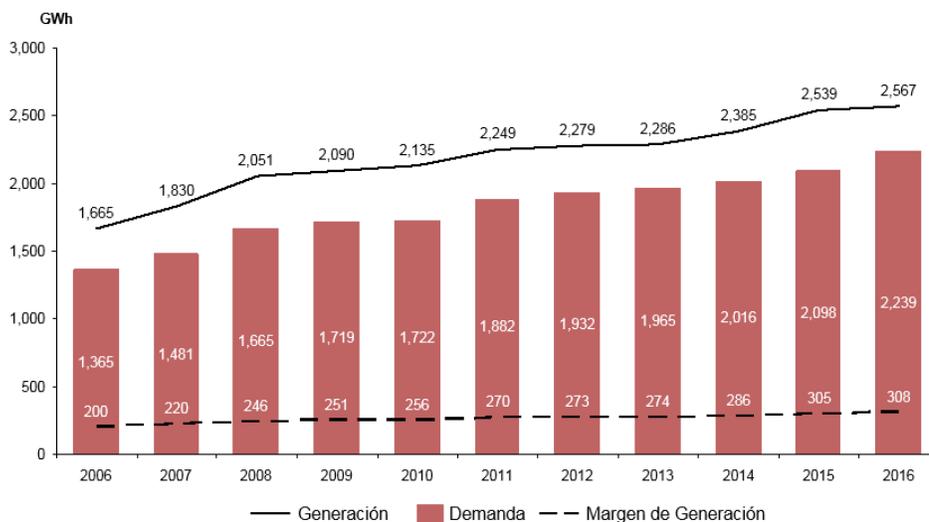


Gráfico 6.6. Crecimiento histórico de la demanda y generación para BCS¹
Fuentes: SIE, CFE, SENER, PRODESEN 15,16,17, Análisis Strategy&

³⁹ No incluye datos de la región de Mulegé

⁴⁰ Dato actualizado hasta mayo del 2017

⁴¹ El rubro de otros incluye los servicios de: alumbrado público; bombeo de aguas potables o negras de servicio público

La capacidad reducida de interconexión no permite alteraciones bruscas de generación que suelen ser causadas por fuentes intermitentes, por lo que obliga a satisfacer la demanda con pequeñas unidades de combustión interna y turbogás principalmente.

Las principales zonas de consumo se encuentran en la zona de Los Cabos (San José del Cabo y Cabo San Lucas), mientras que la generación proviene principalmente de La Paz

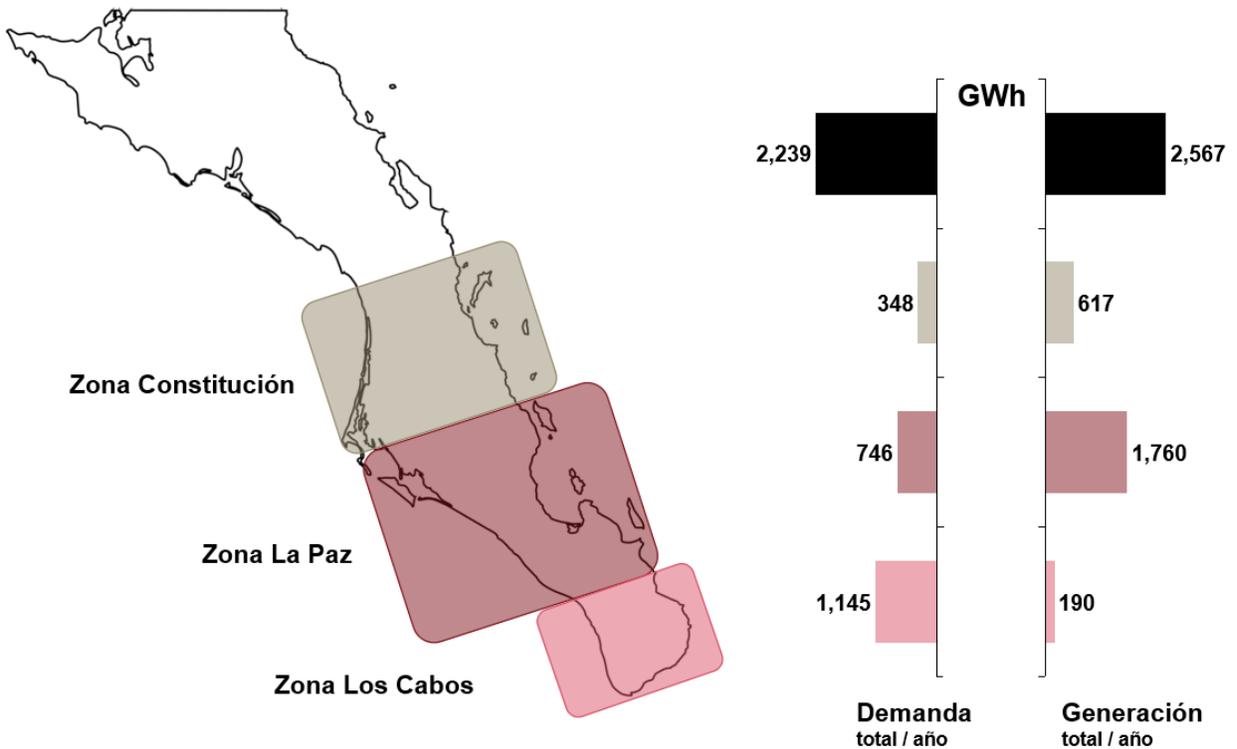


Gráfico 6.7 Demanda y Generación por zonas de consumo en BCS (GWh)

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

El consumo de Los Cabos y La Paz, se debe a la gran cantidad de actividad turística en la zona, mientras que las zonas de Comondú, Mulegé y Loreto se dedican a actividades primarias y es por ello que sus mayores consumos de energía eléctrica son en el sector agrícola y bombeo de agua.

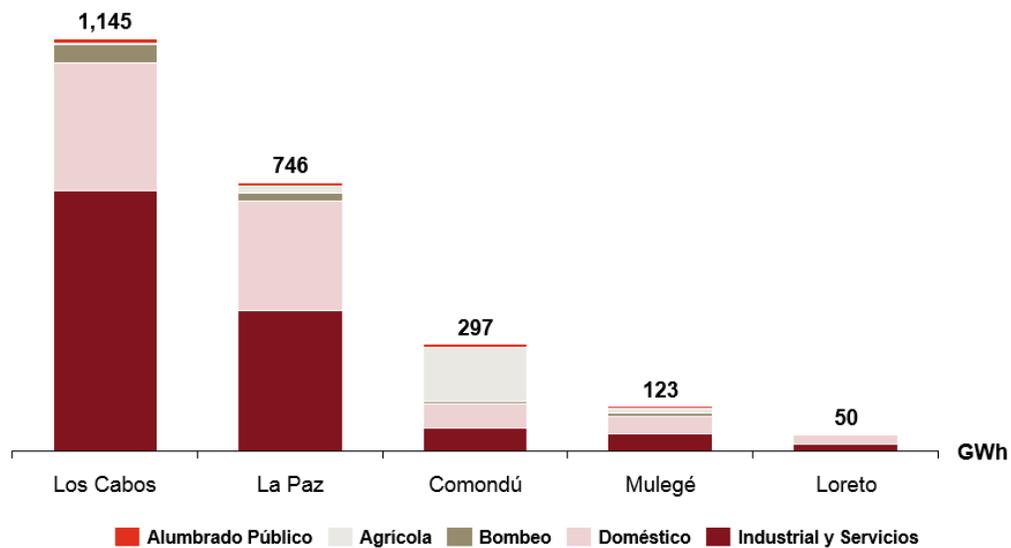


Gráfico 6.8 Demanda por sector tarifario (GWh)

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

6.4 Matriz de generación actual y prospectiva

Capacidad Instalada Actualmente

El parque de generación en Baja California Sur⁴², cuenta con una capacidad de 812 MW⁴³ que está constituida por 96% de energías fósiles, y el 4% de energías limpias. La mayoría de la capacidad instalada de generación en BCS es de tipo fósil (diésel y combustóleo) debido a la alta deficiencia en la transmisión, distribución y la gran evolución de la demanda.

La capacidad instalada del sistema aislado de Baja California Sur y Mulegé tiene una tasa de crecimiento anual (TCA) de 5.8%, siendo una de las más altas del país. La capacidad total pasó de 961 MW en 2015 a 1,017 MW en 2016. La generación experimentó una TCA mayor que la capacidad, ubicándose en 9.8% para pasar de 2,685 GWh en 2015 a 2,967 GWh en 2016.

Identificación	Localidad	Tecnología	Esquema	Capacidad (MW)	Generación Bruta (GWh)	Factor de Planta, %
Punta Prieta II TC	La Paz	TC	GEN CFE	113	526	53.1
Vizcaino	Mulegé	TG	GEN CFE	14	14	11.4
Baja California Sur I UME-1	La Paz	TG	GEN CFE	26	0	0.0
Baja California Sur I UME-11	La Paz	TG	GEN CFE	20	0	0.0
Guerrero Negro II UME-14	Mulegé	TG	GEN CFE	13	0	0.0
Guerrero Negro II UME-8	Mulegé	TG	GEN CFE	10	0	0.0
Los Cabos	Los Cabos	TG	GEN CFE	85	190	25.5

⁴² No incluye Mulegé

⁴³ Fuente: PRODESEN 2017-2031

Los Cabos UME-10	Los Cabos	TG	GEN CFE	19	0	0.0
Los Cabos UME-12	Los Cabos	TG	GEN CFE	17	0	0.0
Los Cabos UME-2	Los Cabos	TG	GEN CFE	26	0	0.0
Los Cabos UME-9	Los Cabos	TG	GEN CFE	19	0	0.0
Los Cabos UME-3	Los Cabos	TG	GEN CFE	26	0	0.0
Los Cabos UME-4	Los Cabos	TG	GEN CFE	26	0	0.0
Punta Prieta II_TG	La Paz	TG	GEN CFE	43	10	2.7
Santa Rosalía UME-15	Mulegé	TG	GEN CFE	13	9	7.9
Santa Rosalía UME-7	Mulegé	TG	GEN CFE	10	0	0.0
Los Cabos UME-17 y 21	Los Cabos	CI	GEN CFE	4	0	0.0
Santa Rosalía UME-9 y 20	Mulegé	CI	GEN CFE	3	0	0.0
Baja California Sur I	La Paz	CI	GEN CFE	210	1,198	65.1
Guerrero Negro II (Vizcaino)	Mulegé	CI	GEN CFE	22	58	30.1
San Carlos (Agustín Olachea A)	San Carlos	CI	GEN CFE	104	615	67.5
Santa Rosalía	Mulegé	CI	GEN CFE	5	11	25.1
Santa Rosalía UME-16 y 18	Mulegé	CI	GEN CFE	5	0	0
Minera y Metalúrgica del Boleo	Mulegé	CI	AUT	46	151	0
Compañía Occidental Mexicana	Mulegé	CI	UPC	9	8	10.1
Exportadora de Sal, Gro. Negro	Mulegé	CI	UPC	22	21	10.9
Tiendas Soriana	La Paz	CI	AUT	1	0	0.0
Hoteles Fiesta Americana	L.C.	CI	AUT	1	0	0.0
Minera y Metalúrgica del Boleo	Mulegé	TC	COG AUT	31	58	21.4

Tabla 6.1. Infraestructura de Generación con Combustibles Fósiles

TC: Térmica convencional; CI: Combustión interna; TG: Turbogás; GEN CFE: Generación de CFE; AUT: Autoconsumo; UPC: Uso privado continuo; COG: Co-generación
Fuente: SENER; PRODESEN 2017-2031

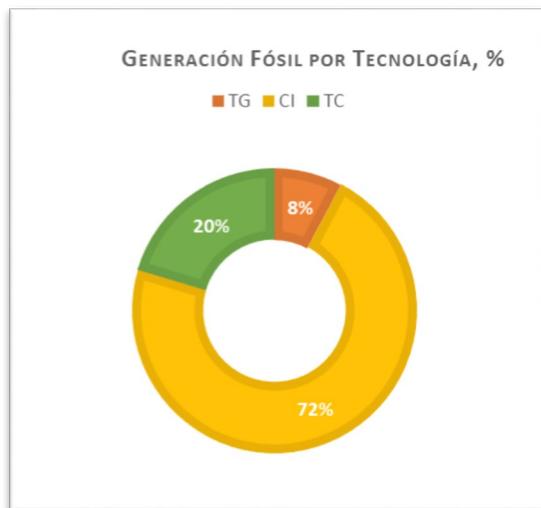


Gráfico 6.9 Generación Fósil por Tecnología, %

En Gráfico 6.9 se muestra la distribución porcentual de las tecnologías con energías fósiles disponible en el estado. Se puede ver que la mayor parte de la generación, 72%, se basa en las máquinas de combustión interna (CI) accionadas con diésel y combustóleo, seguidas por las unidades de energía térmica convencional (TC), 20%, que queman mayormente combustóleo. La generación por turbogás (TG) tuvo muy poca participación, 8%.

La siguiente tabla es un resumen de las cifras de la tabla anterior. Se puede ver que tanto CI como TC tuvieron el mejor desempeño en cuanto al aprovechamiento del equipo reflejado en el factor de planta. En contraste, las plantas de TG exhiben un factor de planta muy bajo, 6.9%, y una capacidad ociosa de 212 MW. Un buen número de esas unidades no operaron en todo el 2016. En general, el factor de planta global es muy bajo, 34.7%,

probablemente debido a unidades obsoletas en proceso de retiro, así como a una sobrecapacidad en reserva.

Concepto	TG	CI	TC	Totales
Capacidad, MW	367	432	144	943
Generación, GWh	223	2062	584	2869
Factor de planta, %	6.9	54.5	46.3	34.7
Cap. Cero Gen., MW	212	14	0	226

Tabla 6.2. Cifras por Tecnología Fósil

Cap. Cero. Gen: Capacidad que permaneció ociosa durante 2016

Fuente: Elaboración propia con datos de PRODESEN 2017-2031

En la siguiente tabla se muestra la infraestructura de generación a base de fuentes limpias. El mayor número de instalaciones y de capacidad limpia se concentran en la zona de Mulegé. La lejanía de esta zona con respecto a La Paz seguramente motivó el esfuerzo de instalar alguna capacidad de energía limpia como alternativa al acarreo de combustibles y al incremento en la capacidad de transmisión desde aquella ciudad.

Identificación	Localidad	Tecno-logia	Esquema	Capacidad (MW)	Generación Bruta (GWh)
Puerto Viejo	Mulegé	Eólica	GEN CFE	1	0
Tres Vírgenes	Mulegé	Geotermia	GEN CFE	10	54
Santa Rosalía (Tres Vírgenes)	Mulegé	Solar	GEN CFE	1	2
Servicios Comerciales de Energía (Aura Solar)	La Paz	Solar	P.P.	30	0

Tabla 6.3. Infraestructura de Generación con Fuentes Limpias

P.P: Pequeña producción

Fuente: SENER; PRODESEN 2017-2031

Concepto	Geotermia	Eólica	Solar	Totales
Capacidad, MW	10	1	31	42
Generación, GWh	54	0	2	56
Factor de planta, %	61.0	0	0.7	8.6
Cap. Cero Gen., MW	0	1	30	31

Tabla 6.4. Cifras por Tecnologías Limpias

Fuente: SENER; PRODESEN 2017-2031

Las cuatro instalaciones reportadas en la Tabla 6.4 tuvieron un comportamiento diferenciado en 2016. La planta geotérmica de Tres Vírgenes reporta una generación de 54 GWh lo que representa un factor de planta de 61%. La Planta Solar de Santa Rosalía, con una capacidad de 1 MW generó 2 GWh en 2016. El factor de planta equivalente fue de 22.8%, pudiendo considerarse que dicha planta tuvo un buen desempeño

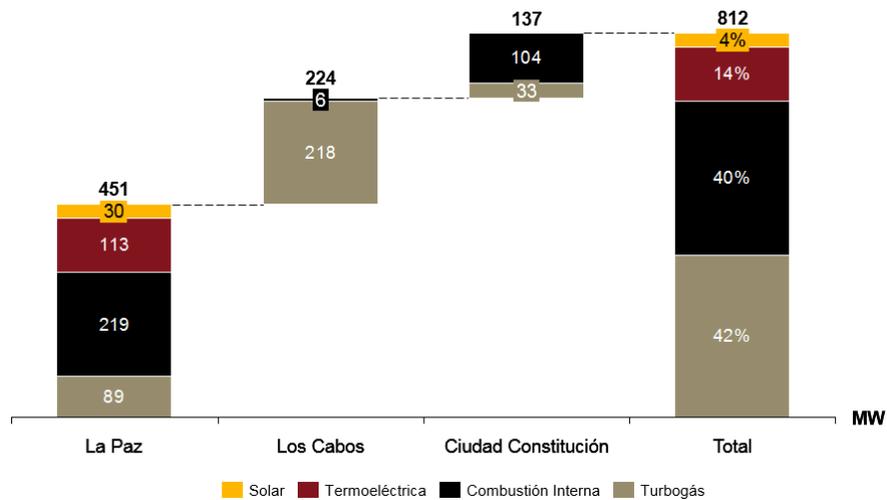


Gráfico 6.10 Parque de generación en BCS y Capacidad por tecnología (MW)

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

Resumiendo, el sistema de BCS cuenta con 4 centrales de Combustión Interna (1678 GWh/año), 2 centrales de turbogás (220 GWh/año), 1 central de Ciclo Combinado (632 GWh/año) y 1 una central solar FV (86 GWh/año).

El principal operador de estas centrales es CFE con más de 90% de los activos de generación del estado. El sector privado ha instalado la primera central solar FV en el país (Gauss que vende la totalidad de su generación a CFE) y centrales de emergencia.

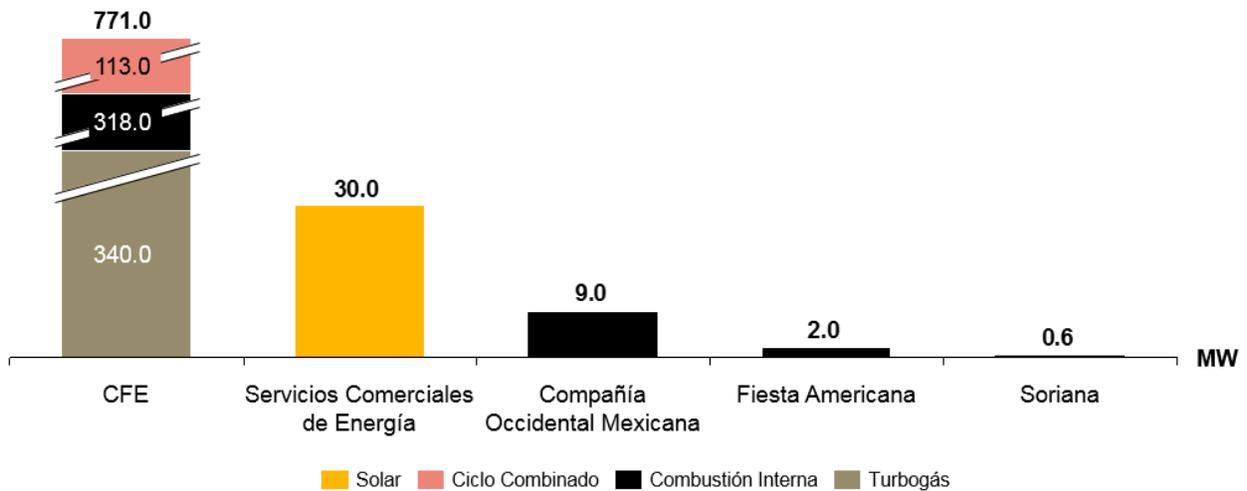


Gráfico 6.11 Generadores y generación de energía (GWh/año) por tecnología en BCS

Fuentes: Permisos de Generación CRE, Análisis Strategy&

Capacidad Instalada Prospectiva

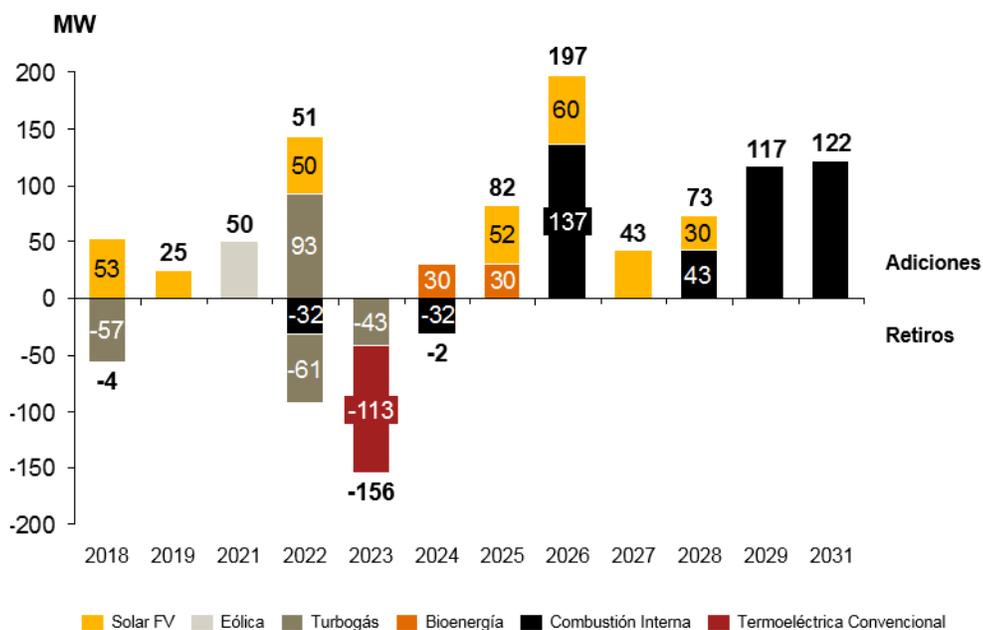


Gráfico 6.12. Adiciones y Retiros de capacidad (MW) en BCS

Fuentes: PRODESEN 2017-2031

De acuerdo con el PRODESEN 2017-2031, se instalarán 935 MW en BCS en los siguientes años, siendo principalmente Combustión Interna (+419 MW) la tecnología que se desarrolle, seguida por la solar FV (313 MW).

Con base en este escenario de adiciones, la matriz de generación de BCS llegaría a 6% de generación limpia en 2018, 11% en 2021 y 19% en 2024, quedando corto con respecto a las metas nacionales de generación limpia establecidas en la Ley de Transición Energética (respectivamente 25%, 30% y 35% a 2018, 2021 y 2024).

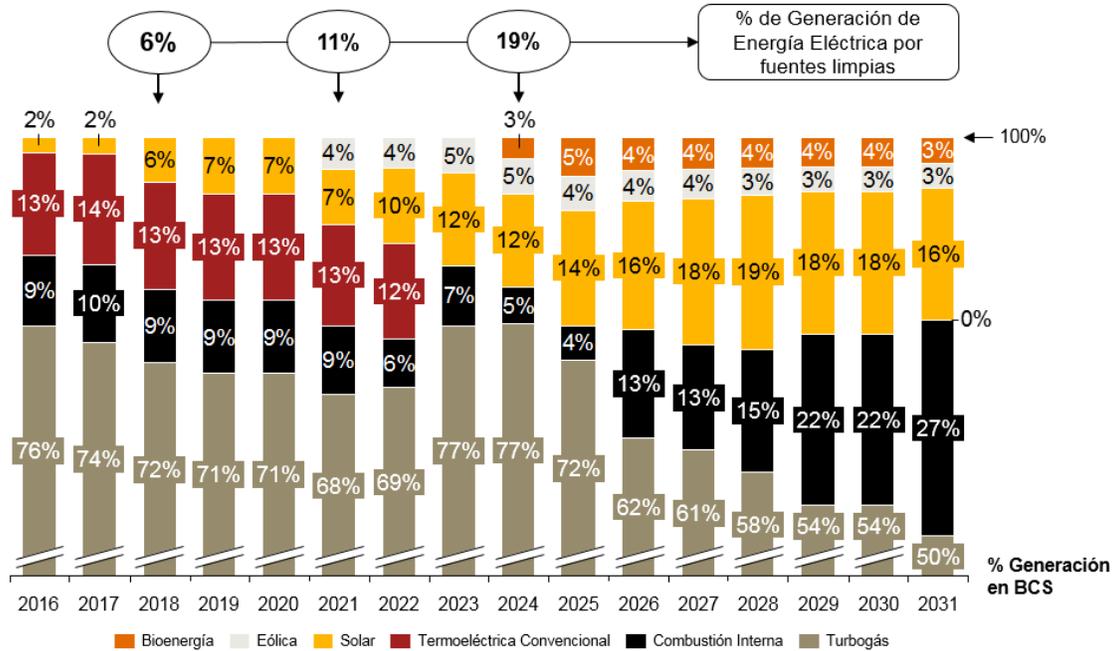


Gráfico 6.13 Porcentaje de penetración en BCS por tecnología (%)⁴⁴

Fuentes: PRODESEN 2017-2031, Análisis Strategy&

6.5 Emisiones de la matriz de generación actual y prospectiva

Históricamente, BCS ha sido un sistema que ha dependido de combustibles fósiles líquidos como combustóleo y diésel para la generación local, por ende, las emisiones de gases contaminantes proveniente del parque de generación como el óxido nitroso, óxido de azufre y bióxido de carbono, se originan principalmente en La Paz. Además, dichos combustibles se transportan vía marítima, lo cual representa costos de operación elevados para la generación de electricidad.

En el 2016 se registraron 1,745,645 toneladas de emisiones de CO₂ equivalente debido a la quema de combustibles para la generación de energía eléctrica en BCS que corresponde al 1% de las emisiones generadas para la producción de energía eléctrica en México. El factor de emisiones de BCS en 2016 fue de 0.656 tCO₂eq/MWh, 30% más alto comparado que el promedio nacional de 0.458 tCO₂eq/MWh.

El incremento poblacional y de servicios, ha colocado como el segundo componente más importante de las emisiones de GEI en BCS, al sector de generación de energía contribuyendo con el 36%, siendo el primer lugar el transporte con el 57%.

⁴⁴ Factores de Planta considerados: Bioenergía 24%, Eólica 32%, Solar 16%, Termoeléctrica Convencional 37%, Combustión Interna 25%, Turbogás 40% - Fuente: PRODESEN 2017-2031

Con base en el escenario del PRODESEN2017-2031, el factor de emisiones de BCS⁴⁵ se movería a 0.623 tCO₂eq/MWh⁴⁶ y se lograría 0.4777 tCO₂eq/MWh a 2030. Bajo este escenario, BCS contribuiría⁴⁷ con 0.4298 MtCO₂eq de los 63 MtCO₂eq (0.68% de la meta) que se buscan mitigar por el sector de generación eléctrica a nivel nacional dentro de la Meta GEI a 2030.

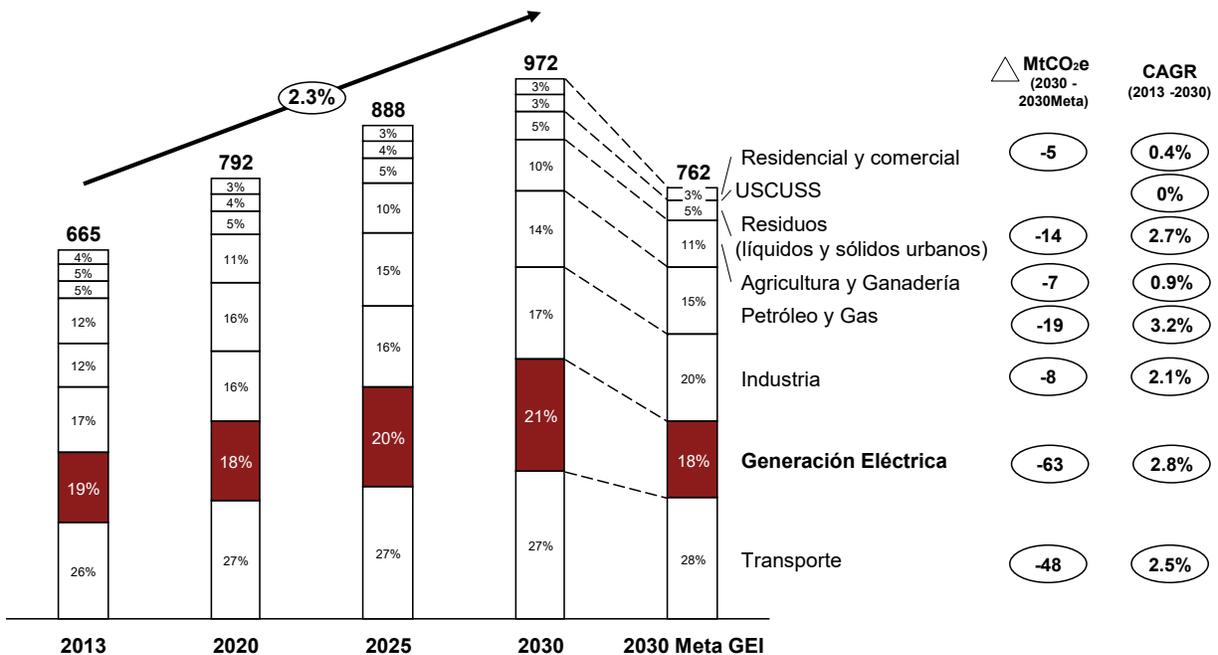


Gráfico 6.14 Emisiones de GEI según escenario tendencial (2013-2030) del INECC

Fuentes: INECC, SEGOB, Análisis Strategy&

6.6 Características de la red de transmisión y distribución de BCS

El sistema de BCS es un sistema aislado del Sistema Interconectado Nacional. Además, BCS se compone de la región de Mulegé que a su vez está aislado del resto de zonas de generación/demanda en el estado.

La limitada capacidad de interconexión del sistema de BCS representa un límite para nueva adición de generación local. Adicionalmente, esto trunca el desarrollo de la economía, porque los consumidores pagan energía más cara y a la vez tienen limitada capacidad para crecer en el estado.

Por lo tanto, es necesario focalizar mayores recursos económicos al fortalecimiento y expansión de las líneas de transmisión y distribución dentro del estado de Baja California Sur antes de pensar en seguir incrementando la capacidad instalada de generación para que los costos de energía no se vean afectados por la distribución.

⁴⁵ Se utilizaron los siguientes factores de emisiones [tonCO₂eq/MWh]: Temoeléctrica 0.704, Combustión Interna 0.692, Tubogás 0.572 –Fuente: SENER

⁴⁶ Promedio

⁴⁷ Metodología de cálculo: MtCO₂eq=((0.6239 [tonCO₂eq/MWh]-0.4777 [tonCO₂eq/MWh]) * 3,368,875 [MWh] (generados en 2030))*0.00001

Actualmente, el estado cuenta con 29 subestaciones de transmisión y 13 de distribución, la mayoría en La Paz y Los Cabos, debido a la alta demanda de esas zonas.

Municipio	Subestaciones de transmisión a/ (#)	Potencia de subestaciones de transmisión a/ (MVA)	Subestaciones de distribución (#)	Potencia de subestaciones de distribución a/ (MVA)	Transformadores de distribución (#)	Potencia de Transformadores de distribución a/ (MVA)
Estado	29	1498	13	67	14,630	620
Comondú	4	141	2	88	1,595	58
La Paz	10	496	0	0	6,312	274
Loreto	2	29	1	4	397	17
Los Cabos	10	799	0	0	5,043	231
Mulegé	3	33	10	56	1,283	40

Tabla 6.15. Unidades y potencia del equipo de transmisión y distribución de energía eléctrica por municipio al 31 de diciembre de 2015⁴⁸

Fuente: INEGI, CFE, División Baja California, Gerencia Divisional, Departamento de Estudios y Estadísticas

En el contexto de la 3a. Subasta de Largo Plazo (SLP) por adjudicarse en noviembre del 2017, se presentan 3 subestaciones dentro del estado de BCS con una capacidad disponible de 15 MW cada una. Esto quiere decir que como máximo, en la 3ra SLP se podrían adjudicar 45 MW en la zona de BCS de proyectos que no hayan obtenido prelación aún. Adicionalmente se presentan 37 subestaciones sin estudios de límite.

Baja California Sur cuenta con una longitud de líneas de 375 km. La capacidad de transmisión para la región fue de 270 MW para 2015 y 2016 sin ningún incremento en su capacidad.

⁴⁸ Nota: Debido al redondeo de las cifras, la suma de los parciales puede o no coincidir con los totales. a/ Comprende subestaciones elevadoras y reductoras.



Gráfico 6.15 Mapa de las subestaciones con capacidad disponible para la 3ª. Subasta de Largo Plazo
 Fuentes: SENER, CENACE, Análisis Strategy&

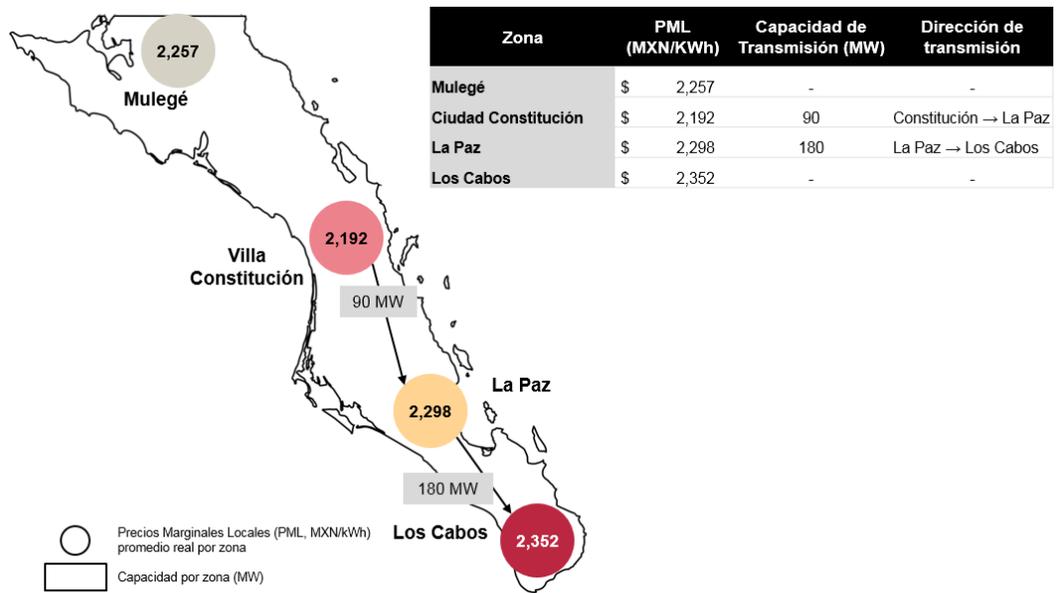


Gráfico 6.16 Capacidad de transmisión en el Sistema de BCS (MW), Precios Marginales Locales (MXN/kWh)

Fuentes: PRODESEN 2017-2031, CENACE, Análisis Strategy&

Existe un proyecto programado por parte de la SENER instruido en 2015, el cual consiste en obras de compensación para las zonas de Los Cabos (Santiago 7.5 MVAR: 115 kV 1 capacitor) y La Paz (Bledales 12.5 MVAR: 115 kV, 1 capacitor) y se tiene estimado que entren en operación en septiembre del 2018.

6.7 Precios de energía históricos y proyectados para BCS

En BCS los Precios Marginales Locales (PMLs) son de los más altos comparados con los del resto del país. Esto es a causa de la falta de conectividad con el SIN; un margen de reserva superior al promedio nacional debido a que se cuenta con una capacidad instalada de emergencia considerable, los altos precios de los combustibles (diésel, combustóleo y gas natural) para las generadoras fósiles, pérdidas de energía en transmisión y el aumento en la demanda en la región.

Los PMLs fueron reducidos en promedio ~22USD/MWh entre el PRODESEN15-29 y el PRODESEN16-30 para la zona de BCS. Los PMLs en el PRODESEN17-31 se disminuyeron aún más, resultando en valores en promedio X% más bajos que en la proyección pasada.

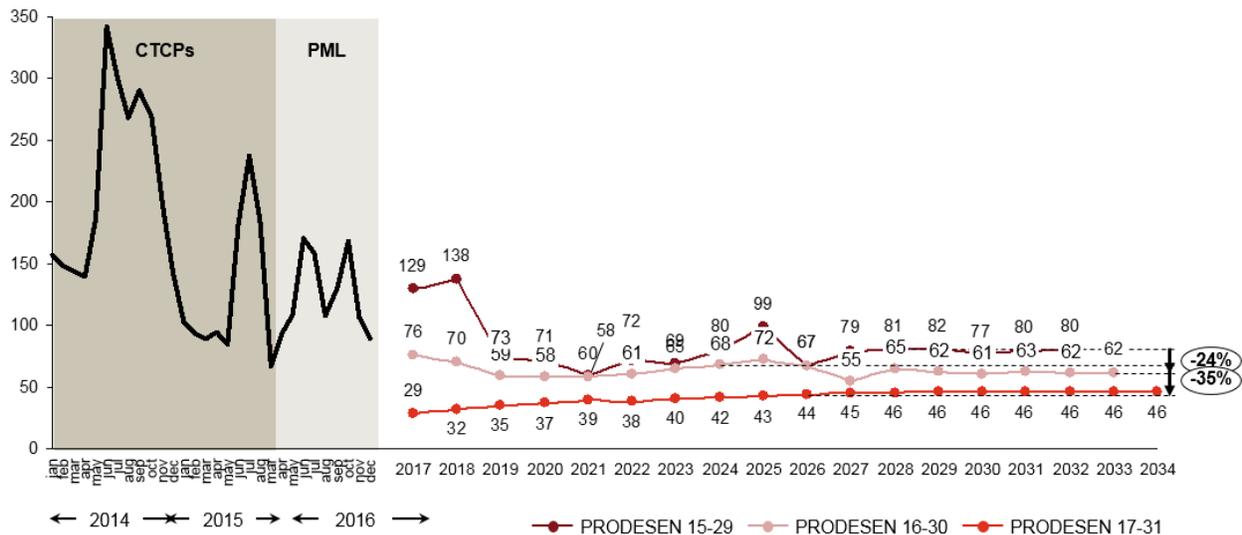


Gráfico 6.17 CTCPs históricos, PMLs reales y PMLs proyectados en distintos PRODESEN (USD/MWh)

Fuente: PRODESEN 2015, 2016, 2017, SENER, Análisis Strategy&

A pesar de estas reducciones en las proyecciones de SENER, el PRODESEN 2017-2031 continúa proyectando los PMLs promedio para BCS 11% arriba del promedio nacional. Algo similar sucedió en las

versiones pasadas del PRODESEN, lo cual resulta en ajustes regionales en las subastas que favorecen la instalación de generación en la región.

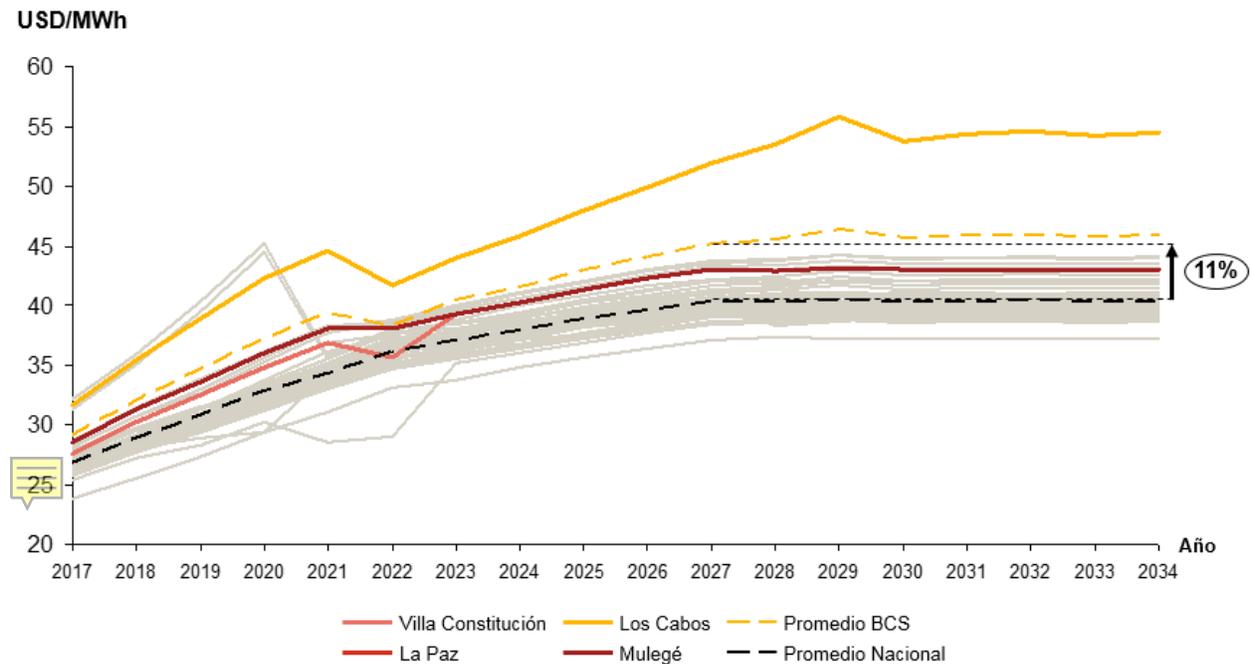


Gráfico 6.18 PMLs proyectados para la 3a. SLP (2017) [USD/MWh]

Fuentes: PRODESEN 2017-2031, Análisis Strategy&

6.8 Proyectos de interconexión y almacenamiento presentados en el PRODESEN 2017-2031

El PRODESEN propone dentro de su Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Transmisión, el Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con los Sistemas Aislados de la Península de Baja California. Actualmente, la generación de energía por medio de combustibles fósiles (combustóleo, gas natural y diésel) genera altos costos para su operación, impactos ambientales negativos y por lo tanto pone en riesgo la confiabilidad del Sistema.

1. El proyecto contempla construir Líneas de Transmisión en El Infiernito-Mezquital, El Infiernito-Bahía de Kino, Mezquital-Villa Constitución y Bahía de Kino-Esperanza, \pm kV bipolo; Esperanza-Será en 400 kV, Villa Constitución-Olas Altas, Olas Altas-Pozo de Cota en 230 kV, Coromuel entronque Punta Prieta II-Palmira en 115 kV. Tres estaciones convertidoras, una en Villa Constitución, una en Mezquital y otra en Esperanza, y una Subestación en Coromuel. Se instalarán dos condensadores síncronos, uno en Punta Prieta II y el segundo en la Central diésel Los Cabos, adicionalmente, requiere compensación capacitiva en las subestaciones Olas Altas y Villa Constitución (SENER, 2017).
2. Además, el PRODESEN en el mismo programa menciona un proyecto sobre la Instalación de Almacenamiento con Banco de Baterías de 20 MW en BCS. Como se ha mencionado el sistema aislado de BCS limita la flexibilidad operativa para la integración de fuentes renovables de energía eléctrica, debido a su capacidad de respuesta ante las variaciones súbitas de carga o generación, rangos operativos, tiempos de arranque y paros diarios. En la zona de BCS se cuenta con un alto potencial de fuentes renovables, especialmente Solar y Eólica.

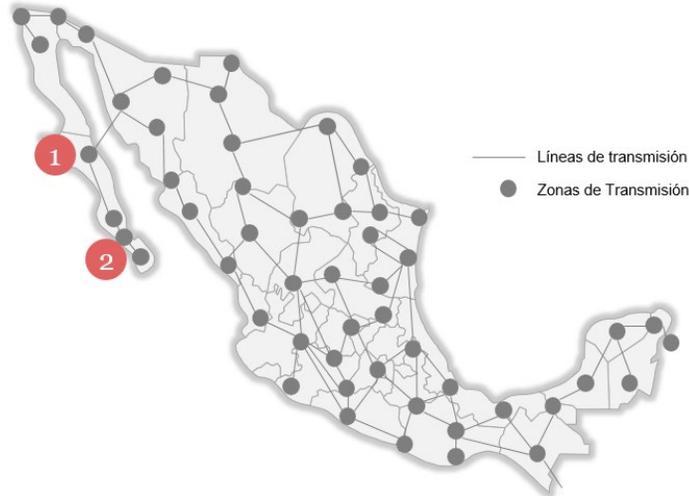


Gráfico 6.19 Esquemático de Líneas de Transmisión en el País

Fuentes: PRODESEN 2017-2031, Análisis Strategy&

Actualmente La Paz cuenta con una central fotovoltaica (FV) de 30 MW. En 2018 se incorporarán a la red dos centrales FV con capacidades de 23 MW y 5 MW y en 2019 se tiene prevista una central de 25 MW, aumentando el parque de generación solar FV a 83 MW. Para que esto pueda operar de la mejor manera, es prioritario implementar esquemas de regulación primaria de la frecuencia, atenuar las rampas por la variabilidad de la intermitencia solar y eólica para preservar la calidad de la frecuencia y confiabilidad del sistema. Asimismo, se impulsará la instalación de almacenamiento con Banco de Baterías con capacidad de 20 MW que permitirá la instalación de 50 MW de capacidad adicional de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables.

La SENER propone dos escenarios para el Banco de Baterías con capacidad de 20 MW y modificando la variable de carga-descarga. En el Escenario 1: la carga-descarga será de 8 horas al día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV y el Escenario 2: la carga-descarga será de 4 horas-día, se realiza durante el día con los propios recursos de la generación FV.

Escenario 1			Escenario 2		
Carga Descarga (horas al día)					
8			4		
Inversión Requerida					
\$16.4 millones de pesos					
Beneficios Totales	Costos Totales	Relación Beneficio/Costo	Beneficios Totales	Costos Totales	Relación Beneficio/Costo
58.1	16.4	3.54	78.5	16.4	4.78

Tabla 6.16 Escenarios de Generación con Baterías para BCS

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

Los beneficios esperados de este proyecto, son la mayor integración de energía eléctrica de fuentes renovables entre 2019 y 2021, declinando para finales de este último año debido a la cercanía de la interconexión SIN-BCS y de los escenarios analizados, el Escenario 2 indica que instalar un Banco de Baterías de 20 MW con carga-descarga de 4 horas al día, aporta una relación beneficio-costos de 4.78 al Sistema aislado de BCS en contra del Escenario 1 con una relación de 3.54 (SENER, 2017).

SECCION 2.

Retos y Oportunidades

7. Potencial Renovable

7.1 Potencial solar fotovoltaico

Baja California Sur es un estado con un potencial solar abundante que, de aprovecharse de manera decisiva, puede significar un gran beneficio económico, social y ambiental. El estado se encuentra situado entre las latitudes que definen las zonas desérticas y semidesérticas del noroeste de México y el suroeste de los Estados Unidos. Estas regiones se caracterizan por cielos continuamente despejados con nublados muy escasos. El gráfico muestra esta región que se considera una de las más prometedoras en el mundo porque en ella concurren grandes conglomerados humanos y se realizan importantes actividades económicas que demandan importantes volúmenes de energía. Siguiendo la tendencia de la transición energética que se está experimentando en todo el mundo, es de esperarse que se haya un creciente aprovechamiento del recurso solar, que desde ahora, muestra ser más competitivo que las fuentes convencionales de energía.

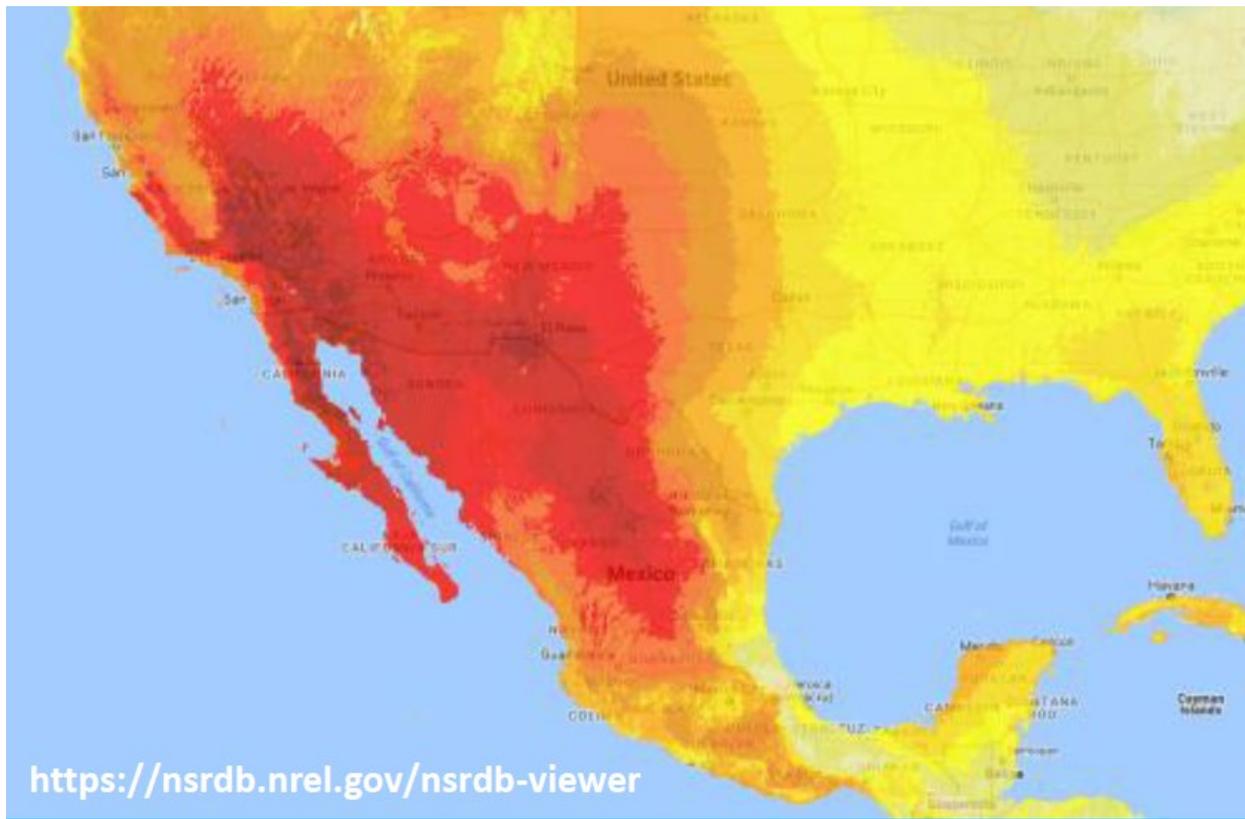


Gráfico 7.1 Esquemático del potencial solar de la zona noroeste de México y suroeste de Estados Unidos.

Fuente: National Renewable Energy Laboratories (NREL), USA Department of Energy.

El siguiente gráfico, también elaborado por NREL, muestra, en valores de irradiación, la distribución del recurso solar sobre la zona sur de la península bajacaliforniana. Como puede observarse, hay un corredor muy amplio que muestra valores de irradiación solar a nivel del suelo y en el plano horizontal, mayores de 6.2 kWh/m²/día. En comparación, Alemania, con una irradiación máxima de 5.0, le ha apostado a la energía solar y lleva ya instalada una capacidad de 37 GWp hasta 2016.

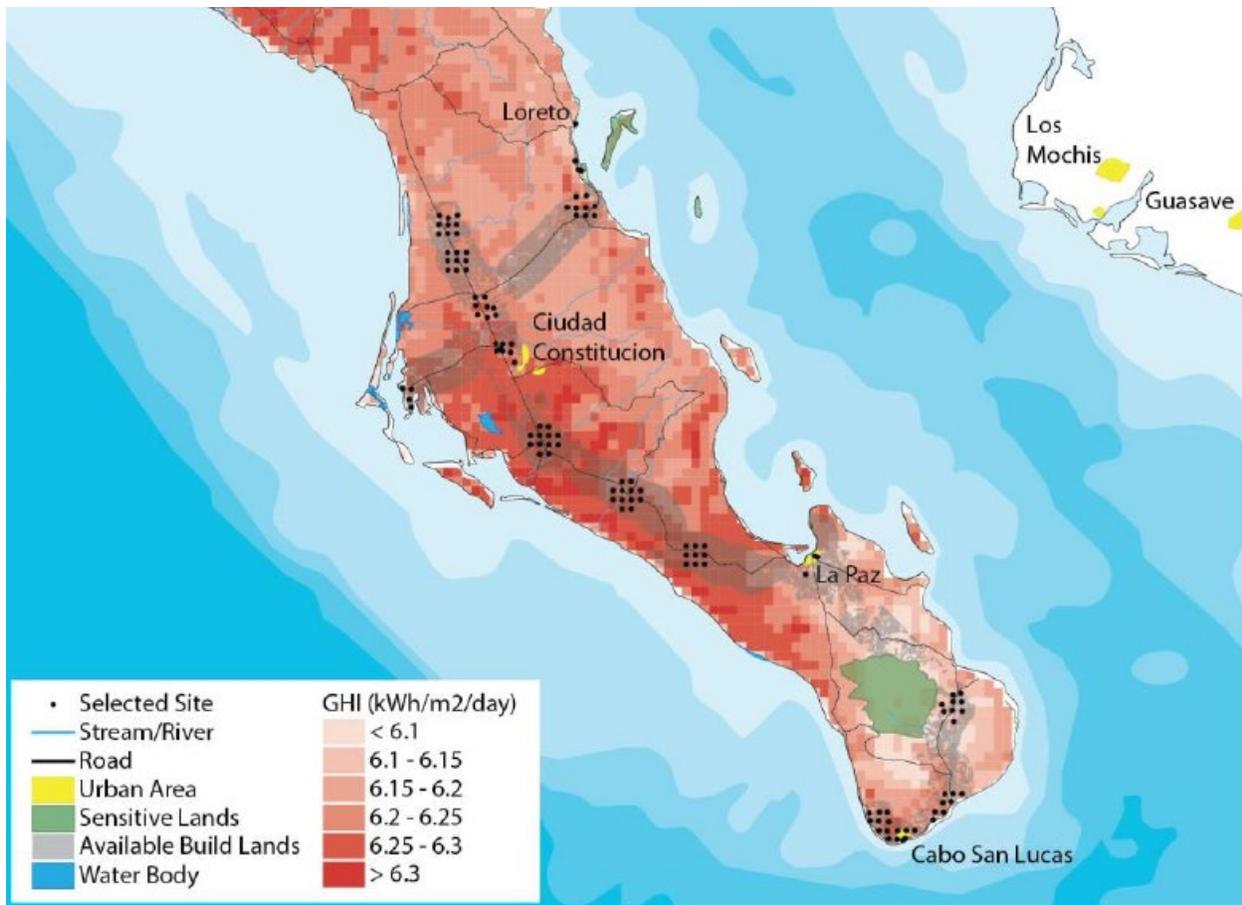


Gráfico 7.2 Irradiación solar en el plano horizontal en el estado de Baja California Sur

Fuente: National Renewable Energy Laboratories (NREL), USA Department of Energy.

El gráfico 7.2 también muestra una clasificación de las tierras atendiendo a diversos usos y criterios, tales como zonas urbanas y zonas ecológicamente sensibles. Los puntos negros indican sitios potenciales para la instalación de campos solares dada la abundancia del recurso, la cercanía a las líneas de transmisión, y la exclusión de zonas sensibles.

El siguiente gráfico muestra otra vez el recurso solar en la región, pero esta vez evaluado desde el punto de vista del factor de planta, expresado en porcentaje. Este factor nos dice qué porcentaje del año, el recurso solar se encuentra disponible para ser aprovechado en toda su intensidad. Puede verse que prácticamente se dispone entre 21 y 23% de las 8,760 horas que tiene un año. Se puede decir que el

recurso solar está disponible entre 1,839 y 2,014 horas al año a la potencia nominal de la instalación solar. Este factor de planta ya toma en cuenta una serie de descuentos por pérdidas en eficiencia en todos los componentes de la instalación. Es el porcentaje neto de energía que puede extraerse de una instalación fija que no cuente con seguidores.

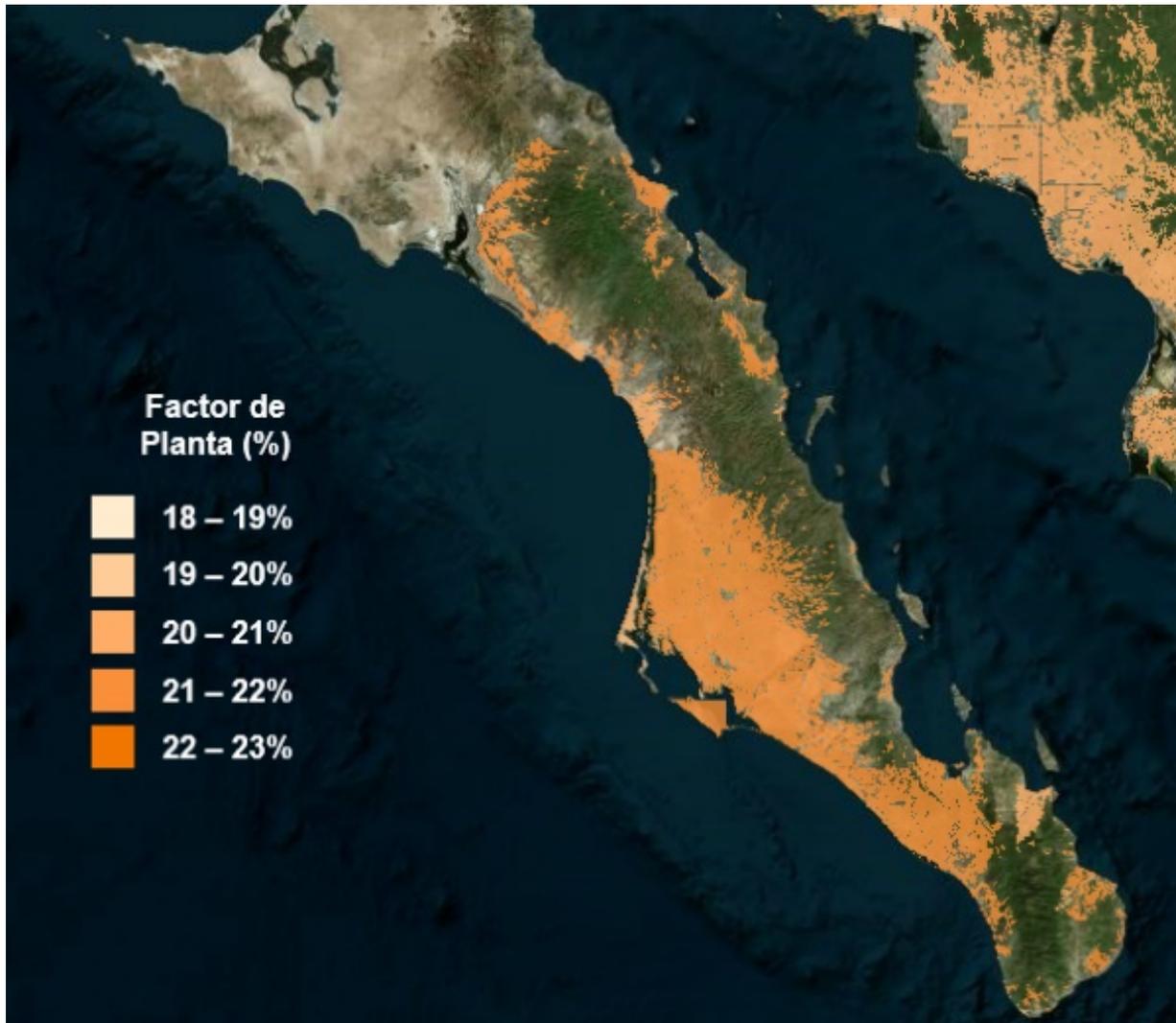


Gráfico 7.3 Factor de planta de instalaciones solares fijas en el estado de Baja California Sur

Fuente: Fuente: AZEL, SENER

En instalaciones a escala industrial es muy común que se recurra al uso de seguidores para aumentar el factor de planta, que, en este caso, pudiera llegar a cerca del 30%. Los seguidores tienen la función de mover los módulos solares en la dirección del movimiento aparente del sol de manera que siempre se presenta una cara perpendicular a su irradiación. Los seguidores más simples sólo se mueven en un eje y son los más utilizados. También hay seguidores que se mueven en dos ejes, pero resultan más complejos y costos, tanto en su adquisición como en su mantenimiento. Sin embargo, en una zona susceptible a recibir huracanes, y en una aproximación conservadora, el uso de instalaciones fijas puede resultar más recomendable. De cualquier manera, con el diseño apropiado, una instalación solar es capaz de soportar el embate de vientos huracanados siguiendo ciertas prácticas de protección.

Con el potencial solar que se ha visto en los gráficos anteriores, y para darse una idea de su aprovechamiento, bastaría con una superficie equivalente a 15 km², es decir, un rectángulo de 3 por 5 kilómetros, tapizada con módulos solares, para suplir todas las necesidades de electricidad de Baja California Sur que sumaron 2,250 GWh-año en el año 2013.

Se puede observar que el potencial económico es prácticamente ilimitado en cuanto a la disponibilidad del recurso solar y del espacio para desarrollarlo. La limitante está en la integración de dicho recurso a la red, por lo que es necesario trabajar en ello, sobre todo porque en todo el mundo se están haciendo grandes progresos en este renglón. Estos esfuerzos incluyen el desarrollo de redes inteligentes, mejores sistemas para el pronóstico meteorológico que permiten hacer una mejor planeación del despacho, sistemas de almacenamiento de energía, control interactivo de la demanda, diversificación de las fuentes, y otras medidas que antes se encontraban ausentes de los sistemas eléctricos.

Los adelantos que se logren para una mayor integración de las energías renovables y, en particular, de energía solar fotovoltaica redundarán en menores costos de la electricidad y, por lo tanto, mayor derrama económica. También, y como un factor muy importante, la mayor penetración solar hará cada vez menos necesaria la generación mediante combustibles fósiles. Estas condiciones favorables se presentarán en plazos relativamente cortos.

Proyectos solares en cartera

La riqueza del recurso solar en BCS es tal que existe un gran interés en desarrollar proyectos solares a escala industrial de capacidades variadas. El primer proyecto que se instaló en el estado fue el denominado “Aura Solar” de 30 MW de capacidad que fue inaugurado en el marzo de 2014, desarrollado por la corporación del mismo nombre. Según informaciones de la época, el costo fue de alrededor de 100 millones de dólares, 75% de los cuales fueron aportados como deuda por NAFIN y la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial⁴⁹. Durante el tiempo que operó este proyecto, mismo que resultó dañado por el huracán Odile, en 2014, se observaron variaciones importantes en la generación debidas al paso de nublados aislado. Se identificaron dos causales importantes, entre otras: la arquitectura centralizada de la planta, localizada en un predio de 100 has, y la capacidad relativa de la planta con respecto a la capacidad operativa del sistema aislado de BCS. Un nublado ocasional fácilmente alcanzaba a cubrir toda la planta significando una variación, si ocurría en el pico solar, de hasta 30 kWp, muy significativos para el tamaño de ese sistema aislado.

Desafortunadamente, la planta duró en operación plena poco tiempo, ya que el huracán Odile afectó La Paz el 10 de septiembre de 2014, con vientos correspondientes a la categoría 4 en la escala Safir-Simpson. La fuerza del huracán dañó los soportes de los módulos, equipados con seguidores, que, según algunas fuentes, fueron diseñados para hacer frente a los vientos correspondientes a un huracán de categoría 3 (178-209 km/h), que, de acuerdo a la estadística, era la máxima categoría que había azotado La Paz. Esta ciudad se encuentra en un sitio relativamente resguardado al norte de Los Cabos, en el litoral del Golfo de California o Mar de Cortés. Sin embargo, el huracán embistió Los Cabos con categoría 4 (210-249 km/h) y así siguió rumbo a La Paz sin disminuir su intensidad. A la fecha de la publicación de este documento, la

⁴⁹ El Financiero, 27.03.2014, disponible en <http://www.elfinanciero.com.mx/empresas/parque-aura-solar-sera-un-modelo-energetico-a-seguir-daniel-servitje.html>

instalación se encontraba en reparación, con el encargo adicional, de añadir una capacidad de almacenamiento del orden de 10 MW.

Además de Aura Solar, en el PRODESEN 2017-2031 se prevé la instalación de dos centrales solares adicionales con una capacidad de 23 MW y 5 MW a entrar en operación en 2018, y una central más en 2019, con una capacidad de 25 MW.

Con estas adiciones, la capacidad solar para fines de 2019 pudiera alcanzar alrededor de 83 MW. En base a las experiencias de la primera etapa de Aura Solar, el PRODESEN 2017-2013 está previendo la necesidad de instrumentar medidas para: (1) lograr una regulación primaria de la frecuencia, (2) atenuar las rampas ocasionadas por la variabilidad y la intermitencia de las centrales solares, y (3) asegurar la confiabilidad del sistema. Estas medidas se refieren principalmente a la instalación de bancos de baterías hasta una capacidad total de 20 MW que den soporte para el crecimiento adicional de solar que se prevé.

7.2 Potencial eólico

La energía eólica está recibiendo un gran impulso en el país. Así lo demuestran las subastas de largo plazo que se han realizado donde esta forma de energía renovable ocupa un segundo lugar en contratos, sólo debajo de la energía solar. En el país existen zonas que se distinguen por su potencial, especialmente en el Istmo de Tehuantepec, la zona costera de Tamaulipas, las planicies de Coahuila y Nuevo León, y la Sierra de Juárez en Baja California. Estas son las más conocidas porque se han hecho mediciones y, en todas ellas, ya se encuentran instalados parques eólicos de diversas capacidades. Sin embargo, existen otros muchos lugares, en zonas muy específicas, cuyo potencial pudiera ser bueno, pero no se han medido. Afortunadamente, en Baja California Sur se han hecho mediciones puntuales que permiten avizorar un recurso susceptible de aprovecharse.

En el gráfico siguiente se muestra un mapa de potencial eólico con las medidas de velocidad de viento que ocurren en la parte sur de la península. La clasificación muestra una escala que va de 4.5 a más de 6.5 metros por segundo. Se puede ver que hay zonas con potencial entre 5.5 y 6.5. Estos valores fueron desarrollados por NREL mediante percepción remota, registros locales de estaciones meteorológicas y una herramienta de modelación. El diagrama también muestra una clasificación del territorio identificando las áreas susceptibles y no susceptibles. También muestra los sitios posibles donde pudieran instalarse los parques eólicos.

La diversidad de fuentes de energía renovable es una necesidad para complementar sus respectivos desempeños. Siendo la solar y la eólica intermitentes, existe cierta complementariedad que le da mayor estabilidad a la red y permite aprovecharlas mejor. La energía eólica tiene un régimen más activo durante las 24 horas del día mientras que la solar sólo está disponible durante las horas de insolación.

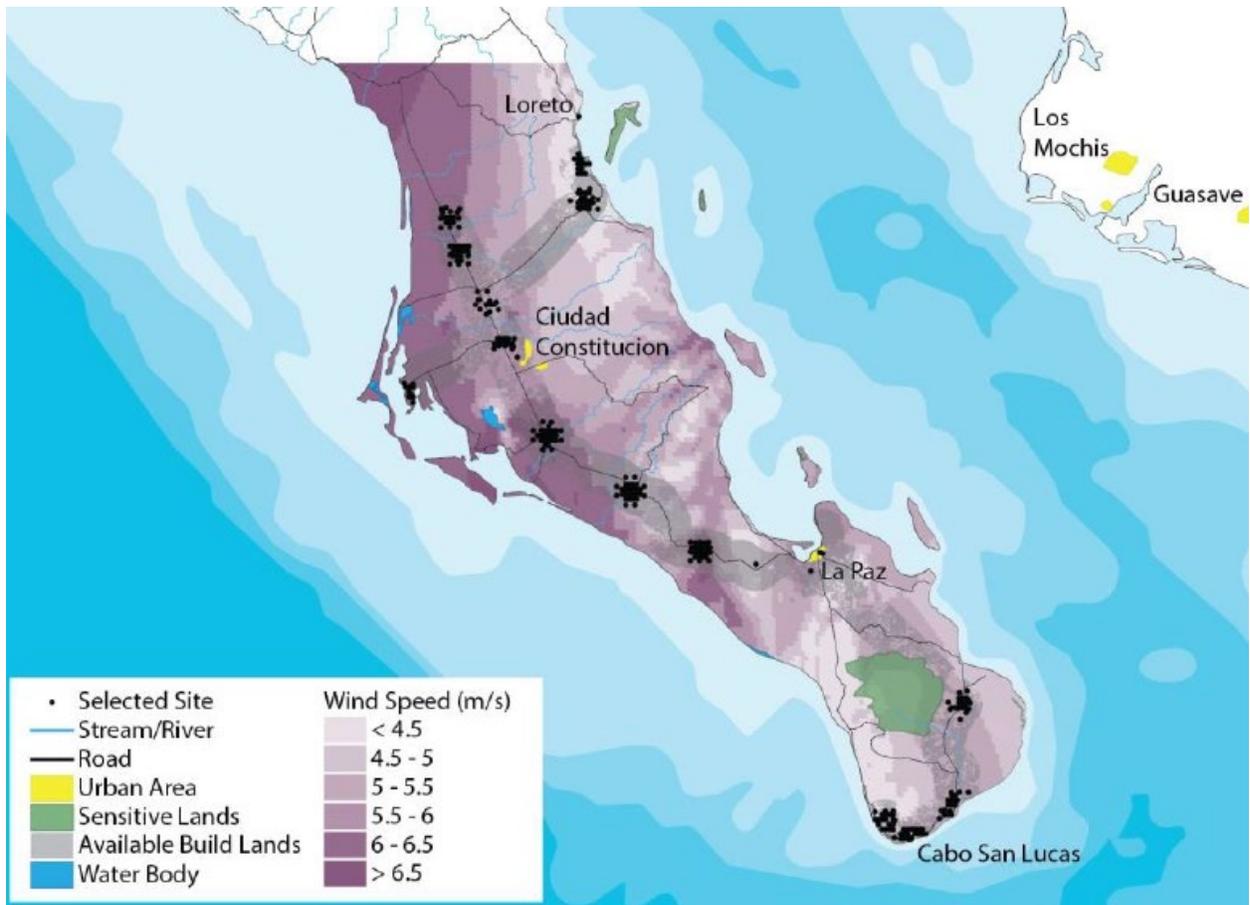


Gráfico 7.4 Velocidad del viento en Baja California Sur modelada con la herramienta Wind Integration National Toolkit (WIND)

Fuente: National Renewable Energy Laboratories (NREL), USA Department of Energy.

El siguiente gráfico complementa los anteriores al señalar zonas muy puntuales donde se han hecho algunas mediciones y se ha calculado la potencia teórica de una instalación eólica. Se muestran los factores de planta para las instalaciones potenciales en unidades de porcentaje, de manera similar a como se explicaron para el caso de solar. Se tiene una escala que va desde 20 hasta 60%. Se puede observar que el potencial medido que se muestra mayormente en BCS es el que corresponde al rango de 20 a 30% de factor de planta. En comparación, en el Istmo de Tehuantepec se pueden tener factores de planta cercanos al 50%, mientras otras zonas del país tienen factores menores.

Los diseños modernos de aerogeneradores permiten aprovechar eficientemente la fuerza del viento con el rango de factores de planta que se encuentran en la zona. Mediciones puntuales de cuando menos un año con instrumentos colocados en postes meteorológicos de varias alturas permiten conocer con exactitud el potencial de zonas particulares. Estas mediciones se combinan con otras de largo plazo de estaciones meteorológicas y aeropuertos permiten aplicar modelos matemáticos que hacen inferencias estadísticas para llegar a determinar la energía eléctrica que puede llegar a extraerse de las turbinas que se propongan para el sitio.

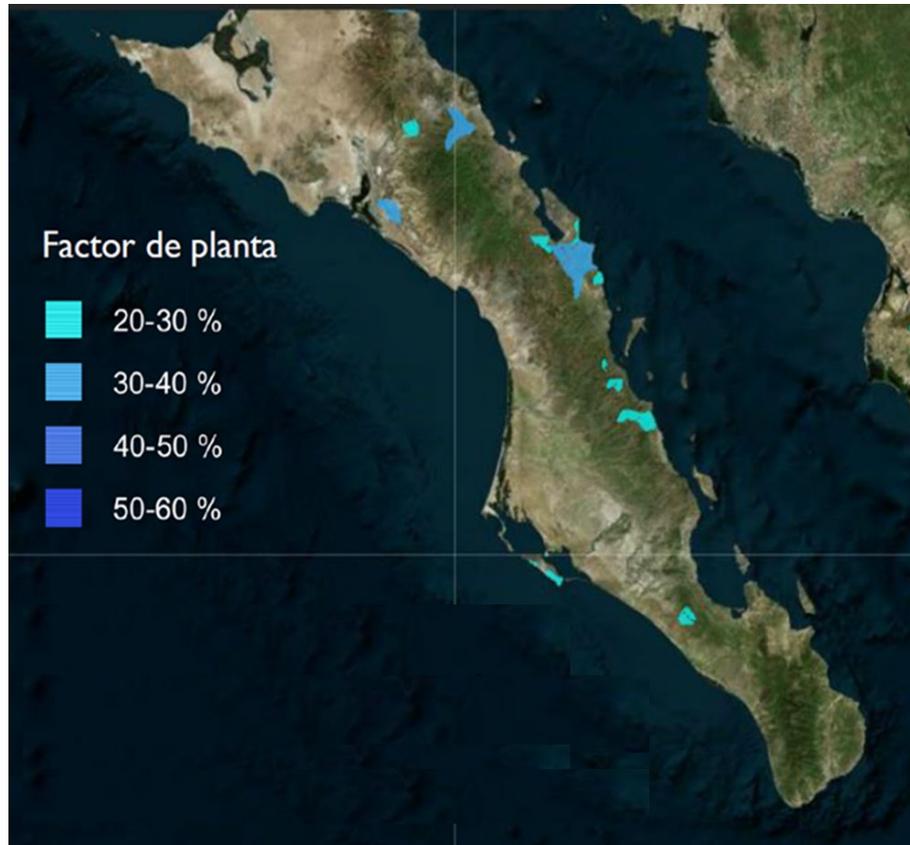


Gráfico 7.2 Factor de Planta para Energía Eólica para BCS

Fuente: AZEL, SENER

El gráfico 7.3 muestra mediciones promedio de velocidad de viento tomadas en un área cercana a La Paz que tiene como propósito conocer el potencial eólico de un viento particular de Baja California Sur conocido como viento Coromuel.

El Coromuel es un viento propio de la región de La Paz en que sopla desde el océano Pacífico hacia el Mar de Cortés en una dirección entre sur y sureste. El viento frío del Pacífico crea una zona de alta presión que empuja masas de aire hacia el Mar de Cortés donde las temperaturas más altas crean, por el contrario, una zona de baja presión. El viento cruza en este sitio principalmente porque no hay obstáculos orográficos como en el resto de la península. Este viento es la causa principal del clima menos extremo del que goza la ciudad de La Paz en comparación con el clima de las otras regiones del estado.

El Gráfico 7.3 muestra los valores obtenidos por Energía Veleta en una zona al noreste de La Paz, donde modelaciones realizadas a partir de mediciones en el período de un año muestran velocidades de viento entre 6.6 y 7.3 metros por segundo. También se muestra que esta zona se extiende hacia el norte con áreas de valores similares.

Las mediciones de Energía Veleta muestran el potencial puntual del viento en la zona y el efecto complementario entre la energía solar y la eólica. En efecto, en la siguiente figura se muestran los perfiles, en términos de potencia, entre un sistema eólico y uno solar.

Cada recuadro corresponde al promedio de un mes. Sus unidades están en kW, tomando en cuenta el comportamiento de ambos recursos durante 24 horas promedio de cada mes. Las líneas rojas representan la potencia solar y las oscuras, la potencia eólica. Es posible observar que el viento tiene un comportamiento relativamente constante durante casi todas las horas del día sin grandes picos ni valles, excepto en el mes de junio. También, hay un patrón interesante de intensificación del viento en la tarde-noche, cuando la solar tiende a cero. Las figuras indican que siempre se dispondría de energía renovable y que muy probablemente pudieran constituir un porcentaje significativo de la

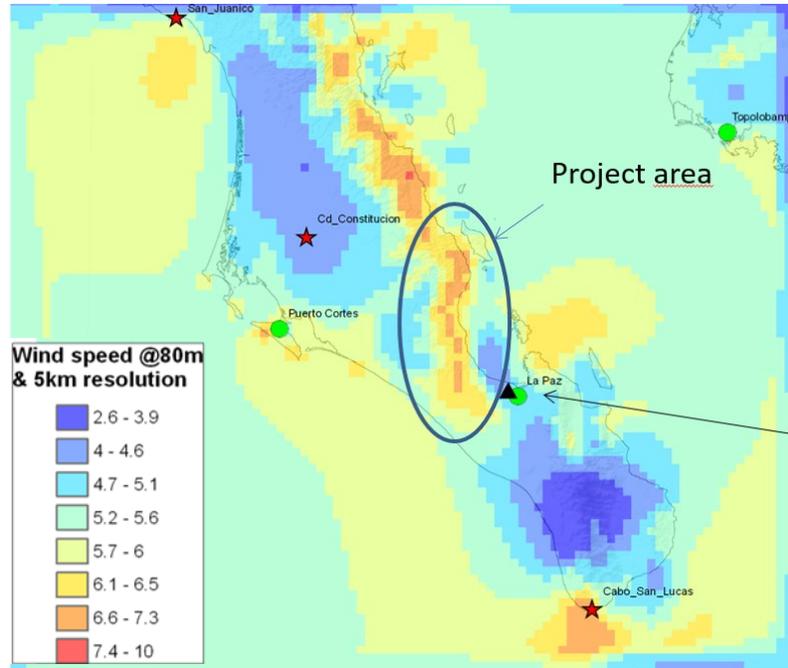


Gráfico 7.3 Mediciones de velocidad de viento en áreas cercanas a La Paz
Fuente: Energía Veleta

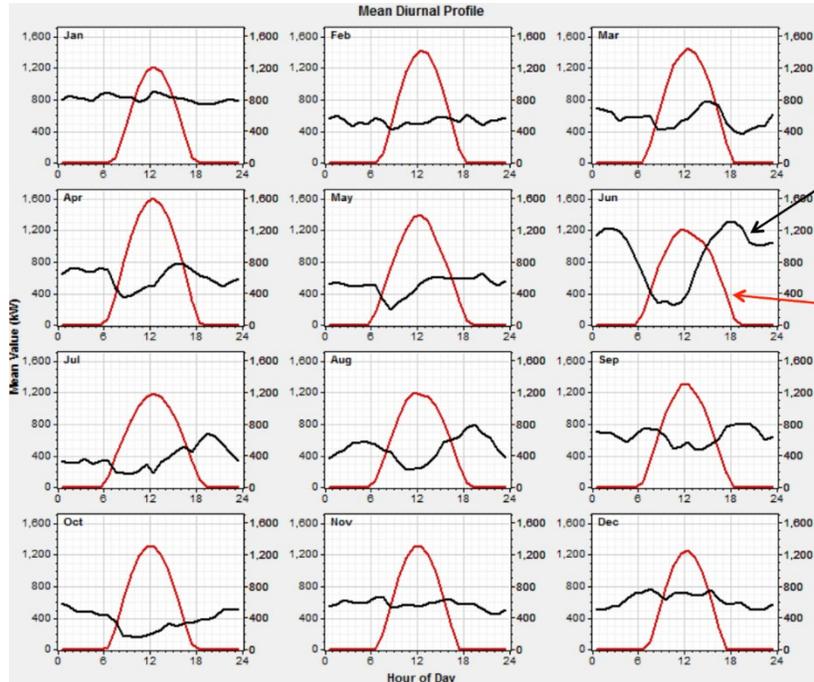


Gráfico 7.4 Mediciones comparativas entre generación eólica y solar en áreas cercanas a La Paz
Fuente: Energía Veleta

matriz eléctrica si la red tuviera las condiciones necesarias que hicieran posible su aprovechamiento.

La energía extraíble del viento en las condiciones descritas arriba depende de las características de los equipos que se utilicen para su aprovechamiento. De acuerdo con las evaluaciones que se han hecho, existe un potencial financieramente factible.

Aún sin tener una idea precisa de los equipos a instalarse y de su potencial aprovechable, y con el fin de hacer una comparación gruesa, el siguiente gráfico muestra los factores de planta de los parques eólicos

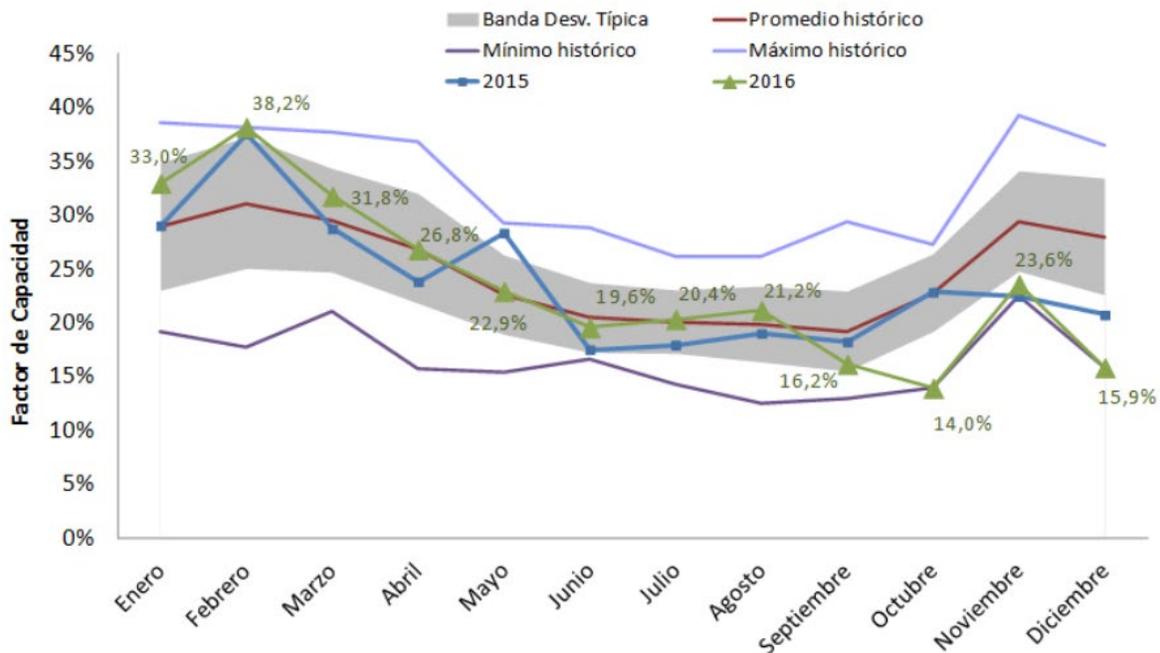


Gráfico 7.5 Factores de planta en la generación eólica en España

Fuente: Asociación Empresarial Eólica (España)

en España, donde se tiene una capacidad instalada de 23,026 MW al final de 2016 según la Asociación Empresarial Eólica de España⁵⁰. Esta capacidad, produce, con un factor de planta promedio de aproximadamente 30%, del orden de 47,320 GWh/año. Esta cifra es 21 veces la capacidad total requerida en BCS.

Con estos números, una estimación muy gruesa nos daría como resultado que la capacidad a instalar para suplir las necesidades de BCS con solamente energía eólica sería del orden de 1,000 MW

7.3 Otro potencial renovable

La porción sur de la península de Baja California tiene potencial de otros recursos renovables que requieren estudios y trabajos muy especializados para su evaluación y, por lo tanto, quedan fuera del alcance de este documento. Entre dichos recursos podemos listar, en primer lugar, la energía geotérmica,

⁵⁰ Disponible en <https://www.aeeolica.org/es/>

dada la situación de la península sobre la zona de fricción de la Placa del Pacífico con respecto a la Placa de Norteamérica. Desde el norte del continente hasta el eje neovolcánico, esta región muestra potencial geotérmico variable.

Las zonas de aprovechamiento geotérmico del país son principalmente cinco: (1) Cerro Prieto en Baja California con capacidad de 570 MW, (2) Los Azufres, en Michoacán con 248 MW, (3) Los Humeros en Puebla con 94 MW, Las Tres Vírgenes en BCS con 10 MW, y el Domo San Pedro en Nayarit, 10 MW.

Las instalaciones de Tres Vírgenes se encuentran en la comunidad de Santa Rosalía, en la región de Mulegé, aledaña al sistema de tres conos volcánicos denominado precisamente Las Tres Vírgenes. Las instalaciones tienen una capacidad de 10 MW que, en 2016, generaron 54 GWH/año. Esta zona, junto con las mencionadas anteriormente, fue adjudicada a la CFE durante la ronda cero de yacimientos geotérmicos desde julio de 2015. Si se compara la capacidad de esta planta generadora con el resto mencionadas arriba, se puede ver que está en el rango más pequeño, y que seguramente tienen que ver con las necesidades locales que no son muy grandes. La empresa productiva del estado ha expresado su interés de incrementar la capacidad de esta generación que, en todo caso, conviene exportarla al sur, para lo cual habría que mejorar la infraestructura de transmisión a la par del incremento en la capacidad para tener un aprovechamiento verdaderamente productivo de este recurso natural.

La generación geotérmica puede llegar a tener una importancia fundamental en la transición energética de BCS, facilitando la estabilidad de la red.

Otra tecnología, cuyo uso es evidente dado el entorno marino de la península, es la generación mareomotriz y la undimotriz. La primera es generada por la diferencia de altura de las mareas, y la segunda, por el movimiento ondulante de las olas. Ambas tecnologías todavía están en una etapa temprana de desarrollo en el mundo, pero es posible avizorar que su potencial pudiera resultar muy grande y ser factibles económicamente en un futuro.

Otro potencial renovable que merece consideración es el aprovechamiento de la biomasa en sus diversas modalidades, unas menos convenientes que otras. Una buena opción es la que se deriva del aprovechamiento de los esquilmos agrícolas en el Valle de Santo Domingo y de otras zonas agrícolas. La pelletización de estos esquilmos permitiría su aprovechamiento en una planta térmica generadora de electricidad. Con ello se evitan, además, las quemas que son comunes en esos campos después de levantar las cosechas y que tienen impacto en la salud de los vecinos a dichas zonas. Este aprovechamiento también implica la necesidad de mejorar la transmisión desde la región de Comondú hacia el sur de la península.

7.4 El almacenamiento de energía como complemento a las renovables

Aunque el almacenamiento no es una fuente de energía en el sentido estricto, dadas las características de intermitencia de la energía eólica y de la energía solar, el almacenamiento de energía es una tecnología que puede resultar fundamental para lograr una penetración muy ambiciosa de renovables intermitentes. El almacenamiento de energía tiene funciones diversas que en algunos países y sistemas eléctricos tienen un reconocimiento del propio mercado. En México hace falta desarrollar los criterios para reconocer los flujos de valores del almacenamiento de energía a fin de integrarlos al mercado eléctrico. En buena medida, en el estado actual de desarrollo de la industria eléctrica, el concepto de almacenamiento tiene

la connotación de sistema que permite compensar la variabilidad e intermitencia de la solar y la eólica de manera que la red tenga un desempeño estable.

El almacenamiento con estos fines puede ir desde: (1) convertir una instalación solar, por naturaleza variable, en un proveedor constante de electricidad, día y noche, almacenando la energía en exceso producida durante el pico solar e inyectándola a la red durante la noche; (2) ayudar a suavizar las rampas de salida cuando la energía solar cae de manera relativamente abrupta al llegar la tarde-noche (a esta rampa se le ha dado en llamar la curva de pato por la figura que adquiere) ya que, en altas penetraciones de solar, la pendiente de la generación convencional que entra a substituir a la solar que sale durante la tarde, se transforma en un valor crítico que debe suavizarse mediante la adopción de medidas específicas como el almacenamiento de energía; (3) El almacenamiento también se puede utilizar para compensar las pequeñas variaciones en tiempo, pero profundas en generación, cuando se tienen nublados parciales pasando sobre la instalación solar -para estas situaciones se requieren tecnologías de almacenamiento que sean capaces de respuestas muy rápidas. Otras funciones incluyen el apoyo para mantener la frecuencia y el voltaje dentro de ciertos límites, así como almacenar energía durante las horas de mayor incidencia solar o eólica y subirla a la red en las horas donde tiene mayor valor. A esta modalidad se le conoce como “arbitraje”.

Existen diversas tecnologías para almacenar energía eléctrica. Su aplicación depende de los objetivos que se fijen. En el caso de desear mantener una generación pareja durante día y noche, la aplicación más socorrida está siendo la tecnología denominada “rebombeo” que consiste en subir agua por bombeo desde un reservorio inferior a otro superior aplicando el excedente de energía que se produce en un campo fotovoltaico durante el día, especialmente en el pico solar. El agua almacenada en el reservorio superior se descarga durante la noche al reservorio inferior a través de una turbina hidráulica que aprovecha la energía cinética generada por la diferencia de alturas. En la actualidad, la bomba y la turbina constituyen un mismo equipo que actúa en ambas modalidades. Una instalación como ésta en BCS pudiera tener variantes; por ejemplo, ambos reservorios pudieran estar en tierra firme y usar agua desalada; o, el reservorio inferior es el propio mar y el superior en una elevación aleadaña. Un ejemplo de este caso es un proyecto de grandes proporciones denominado Espejo Terapacá de 300 MW que se está desarrollando al norte de Chile. Un proyecto de características proporcionales pudiera ser aplicable al caso de BCS y es el objeto de discusión en la parte final de este apartado.

Otra tecnología de almacenamiento que está tomado fuerza debido a que experimenta una disminución de costos de características exponenciales, consiste en la instalación de baterías electroquímicas cuyo diseño y química dependen del objetivo que se persiga. La química de baterías más utilizadas es la basada en el ion de litio (Li-ion). Dependiendo del uso que se quiera dar al almacenamiento, existen variantes de esta química, particularmente en lo que se refiere a la formulación de los electrodos. Típicamente, el ánodo es de grafito y el cátodo es de una combinación de metales. Las combinaciones más comunes son las de (1) litio + óxido de cobalto (LiCoO_2), (2) litio + óxido de manganeso (LiMn_2O_4), (3) litio + níquel + manganeso + óxido de cobalto (LiNiMnCoO_2) también conocidas como NMC, (4) litio + níquel + cobalto + óxido de aluminio, (LiNiCoAlO_2), entre otros. Cada una de estas “químicas” tiene ventajas y desventajas con respecto a los usos requeridos por lo que se requiere un cuidadoso análisis antes de seleccionar la composición química más adecuada.

Como ya se mencionó párrafos arriba, la puesta en operación, por segunda ocasión, del proyecto fotovoltaico de Aura Solar, se vería beneficiado por la incorporación de cierta capacidad de

almacenamiento por baterías para suavizar los profundos valles que se presentan en la generación por la presencia de nublados parciales. Otros proyectos solares en BCS a escala industrial, y, al menos un eólico, han sido condicionados a la instalación de baterías para asegurar una salida estable de energía. La necesidad de poner baterías en esta incipiente etapa de incorporación de renovables, y la capacidad requerida de éstas, son dos variables que están en discusión y son objeto de varios análisis, sobre todo, porque el desarrollo histórico de las renovables en regiones y países más avanzados que nosotros, se realizó sin problemas sin el concurso de tecnologías de almacenamiento.

El PRODESEN 2017-2031 propone 20 MW de almacenamiento para los proyectos solares. El propio PRODESEN admite que falta trabajo por hacer para reconocer el valor del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico, mismo que no fue previsto cuando salió la regulación correspondiente. Admite el programa que el almacenamiento prestaría servicios importantes para la operación del sistema con costos relativamente bajos. El PRODESEN también hace referencia al desarrollo de los criterios técnicos y económicos que permitan determinar las capacidades necesarias y los lugares adecuados para su instalación. Además del almacenamiento puro, será necesario también reconocer otros servicios conexos que ya se mencionaron al inicio de esta sección.

Otras tecnologías incluyen las siguientes

- Almacenamiento mediante aire comprimido. El aire se comprime usando la energía excedente de las fuentes renovables y se almacena en cavidades subterráneas, domos salinos, tanques o balones sumergidos en cuerpos de agua, y otros.
- Baterías de flujo. Estas baterías siguen la química básica sólo que los electrolitos se encuentran en estado líquido almacenados en tanques separados. Las soluciones se bombean en circuitos cerrados mientras sus iones migran a través de una membrana de acuerdo al estado de carga o descarga a la que se someta la batería. Se prevé que sean una de las soluciones más costo efectivas para grandes sistemas, aunque se están desarrollando sistemas pequeños también.
- Volantes inerciales. Son equipos giratorios mecánicos de altísima velocidad que semejan una perinola dentro de una carcasa al vacío, y que son capaces de almacenar una gran cantidad de energía rotacional que se obtiene de un accionador eléctrico alimentado por la energía renovable excedente. Cuando es requerida, el accionador eléctrico se convierte en un generador movido por la energía rotacional. Su uso generalmente se utiliza para compensar variaciones o interrupciones de períodos muy cortos.

Potencial del Almacenamiento hidráulico por rebombeo

Para el caso específico de BCS, se considera que existe un potencial interesante en la tecnología de almacenamiento hidráulico por rebombeo. Razón por la cual se hace un análisis detallado de la potencial aplicación de esta tecnología en esta región. Si bien es cierto que sería deseable que toda la demanda eléctrica fuera atendida con fuentes renovables o limpias, éstas, en su mayoría, son intermitentes. Dado que la demanda requiere ser atendida en tiempo real, lo que causa fluctuaciones en la generación, el suministro tiene que hacerse con fuentes que puedan ajustarse hacia arriba y hacia abajo en la magnitud de energía que inyectan al sistema.

Un sistema de almacenamiento de energía podría compensar la intermitencia del sistema. El caso que se analiza es el de almacenamiento de energía mediante un sistema de bombeo hidráulico con agua de mar.

Actualmente existen dos proyectos de este tipo: a) Okinawa Island en Japón y b) Espejo de Tarapacá en Chile. La planta en Okinawa ya no se encuentra en operación porque la demanda de este servicio bajó, mientras que el Espejo se encuentra en la etapa de financiamiento esperando iniciar operaciones en el corto plazo.

Esta tecnología se basa en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior (el mar en este caso), hasta un embalse superior. El bombeo del agua desde el embalse inferior al superior se da en las horas valle, de esta forma se utiliza la energía sobrante para hacer funcionar la turbina mediante tecnología Solar FV y así subir el agua y almacenar la energía. Durante ciertas horas, cuando la demanda de electricidad es mayor, la central actúa como una central hidroeléctrica convencional, el agua del embalse superior cae por la galería de conducción hasta la central donde se encuentra el generador y los transformadores que pasar la energía mecánica a energía eléctrica que a su vez es transportada a los hogares e industrias por las líneas de transporte.

La combinación de las tecnologías Solar FV y almacenamiento hidráulico en BCS, resolvería el problema de la intermitencia o la disponibilidad limitada inherente a las tecnologías solar o eólicas. Así, se asegura la disponibilidad eléctrica las 24 horas del día durante los 7 días de la semana.

Con el fin de valorar los diferentes lugares que ofrece la orografía sudcaliforniana con estos propósitos, se hizo un listado de 18 parámetros a evaluar. Con ello se pretende identificar las zonas con mejor potencial para la instalación de esta tecnología y satisfacer las necesidades del sistema aislado.

Estos parámetros son los siguientes:

- **Distancia a Demanda (km):** Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las zonas de demanda. A menor distancia, mayor atractivo
- **Distancia a la subestación (km):** Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las subestaciones. A menor distancia, mayor atractivo
- **Distancia a la generación:** Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las centrales de generación existentes. A menor distancia, mayor atractivo
- **Generación (MW):** Zonas en las que existen centrales de generación podrían permitir la sustitución/conversión o adaptabilidad para más capacidad de generación
- **Subestación (MW):** Subestaciones con mayor capacidad de interconexión disponible permitirían mayor instalación de capacidad de almacenamiento por bombeo
- **Distancia a Generación (Proyecto, km):** Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las centrales de generación potenciales. A menor distancia, mayor atractivo
- **Generación (Proyecto, MW):** Zonas identificadas con potenciales centrales de generación. Las centrales de hidro por bombeo podrían permitir la adaptabilidad para más capacidad de generación
- **Demanda (MW):** Zonas con mayor demanda (Constitución, La Paz y Los Cabos) tendrán mayor requerimiento de generación. Se asociación montañas con zonas de demanda
- **Tarifa de agua (\$/m³):** Tarifas altas indican una mayor oportunidad para la instalación de una planta desalinizadora para facilitar la disponibilidad de agua
- **Distancia a consumo de agua (km):** Si se planea instalar una planta desalinizadora, podría suministrarse de agua a los centros de demanda de este recurso. A menor distancia, mayor atractivo
- **Precio Marginal Local (MXN/MWh, promedio real 2016):** PMLs altos indican mayor oportunidad para la instalación de una planta, buscando compensar la falta de generación local de energía
- **Distancia al mar (m):** Distancia de los puntos de referencia (montañas) al mar. A menor distancia, mayor atractivo
- **Altura de la montaña (m):** La altura de la montaña daría mayor potencial de generación de energía eléctrica
- **Orografía de la montaña (planicie, Si/No):** La cima de la montaña debe tener una superficie que facilite la construcción de la planta
- **Zonas Núcleo (Si/No):** La planta no puede ser instalada en una Zona Núcleo de una Reserva Natural debido a que son áreas exclusivas dedicadas a la conservación e investigación.

- **Núcleos Agrarios (Si/No):** Áreas prioritarias para asentamientos humanos, parcelas y de uso común. Preferentemente, no debe instalarse en estas zonas.
- **Áreas Naturales Protegidas (Si/No):** Preferentemente, la planta no debe ser instalada en un ANP. Si el área propuesta es demasiado atractiva, se podría pedir una autorización para el desarrollo de la obra según el art. 88 de la LGEEPA en materia de ANP
- **Radiación Solar (kWh/m²/día):** Zonas con mayor irradiación solar permitirán mayor generación solar para el bombeo de agua e inyección a la red

Escenario	Nombre	Descripción
1	Ubicar centrales cerca de las zonas de mayor demanda	Se propuso un modelo con un mayor incremento en los parámetros de distancias a la demanda, subestaciones y generación, así como la capacidad de generación. Se les asignó un peso medio a las zonas núcleo y ANPs.
2	Facilitar la sustitución de generación fósil	Para promover el uso de energías limpias se contempló como opción la sustitución o soporte a las centrales de generación fósil que se encuentran ubicadas en BCS
3	Habilitar de nueva generación limpia	Se les asignó un mayor peso a los proyectos potenciales de generación limpia para promover y adaptar la tecnología hidro por bombeo para estas plantas.
4	Lograr mayor economía de escala en centrales solar FV + hidro por bombeo	Debido a la regionalización de los consumos y centrales de generación, se tomaron en cuenta con mayor peso los parámetros de terreno como altura, cercanía al mar y las ANPs

Tabla 7.1 Escenarios de Almacenamiento por Bombeo para BCS

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

Para el análisis de la identificación de las zonas atractivas para esta tecnología, se definieron 4 escenarios, donde los parámetros de cada zona tomaron mayor importancia.

Montaña	Nombre	Escenario ₁	Escenario ₂	Escenario ₃	Escenario ₄	Promedio
7	Los Tules	58.48%	63.04%	46.72%	55.03%	55.82%
14	San José del Cabo	55.06%	56.14%	55.46%	53.51%	55.04%
10	Rofomex	55.05%	54.29%	47.81%	53.68%	52.71%
12	San Pedro	55.85%	56.83%	46.03%	47.57%	51.57%

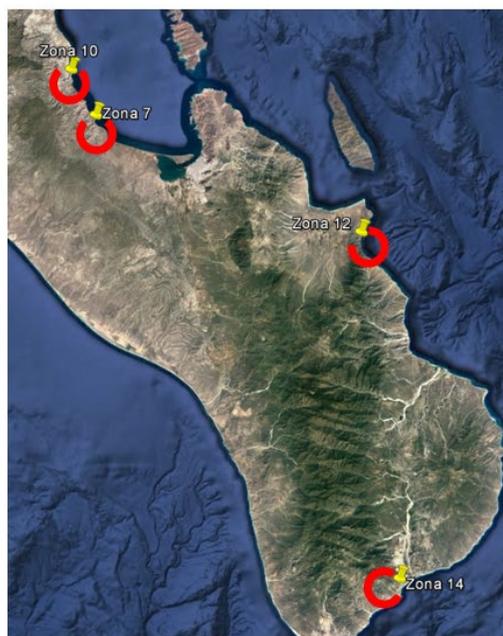


Gráfico 7.6. Zonas identificadas como potenciales para almacenamiento por bombeo

Fuente: Análisis Strategy&

Fuente: PRODESEN 2017-2031, SENER, Análisis Strategy&

El gráfico 7.6 muestra la localización y el puntaje de los cuatro sitios. Se puede ver que el mejor promedio corresponde a la localidad No. 7 denominada Los Tules, cercana a la ciudad de La Paz. Pendiente de un análisis económico más detallado, es claro que la tecnología de rebombeo podría tomar un rol muy importante dentro de la matriz de BCS.

Las zonas identificadas en este ejercicio demostrativo pueden variar de acuerdo a las necesidades que surjan de una matriz modificada del sistema. Las capacidades de generación y las características físicas de los sistemas dependerán de los sitios seleccionados. Este enfoque permite una gran flexibilidad.

7.5 El potencial de la Generación Distribuida Limpia.

Consideraciones básicas sobre la generación distribuida limpia

La generación distribuida (GD), a veces referida como “pequeña generación”, es una tendencia y una oportunidad que tiene grandes beneficios para el estado mexicano, los usuarios y la descarbonización de la energía. Las leyes secundarias de la reforma energética sientan bases de políticas públicas muy favorables para estos proyectos. Dentro del segmento donde la GD se puede desarrollar, es decir, el segmento con necesidades de capacidad menores a 500 kW, existen dos realidades: la porción subsidiada, y la porción no subsidiada. La porción subsidiada paga la electricidad a menores precios del costo real mediante una contribución federal denominada “aportación gubernamental”, que tiene un monto superior al pago del usuario. Para la porción no subsidiada de los pequeños consumidores, se pagan tarifas que reflejan los costos reales

La generación distribuida limpia, y más específicamente, la solar fotovoltaica, tienen beneficios inherentes que pueden llegar a ser muy importantes para el caso de BCS. En los párrafos siguientes se hace una compilación de los mismos.

- La generación solar distribuida se realiza en el mismo sitio en que se consume la energía eléctrica. Con ello se ahorran todos los costos de generación centralizada y de la transmisión. Esta ventaja es particularmente importante para BCS ya que la infraestructura de transmisión que une la zona de La Paz (que tiene la mayor generación) con la zona de Los Cabos, soporta las cargas excesivas que durante el verano requieren estos centros vacacionales. Una porción sustantiva de generación distribuida en Los Cabos ayudaría a mitigar este problema y haría posible diferir inversiones en infraestructura de transmisión.
- Los costos marginales producto de la generación distribuida tienden a cero y son asequibles de manera inmediata para los consumidores. No sucede lo mismo con la generación solar centralizada donde los electrones inyectados a la infraestructura de distribución adquieren el precio marginal de la red dominado por el costo de los combustibles.
- La dispersión geográfica de la generación solar distribuida evita el efecto de los nublados intermitentes ya que solo afectan a una porción limitada de la generación. Se evitan casos como el de Aura Solar donde los nublados afectaban la totalidad de los 30 MW que se generaban en ese campo cuando los cubría una nube.
- Los circuitos de distribución también se benefician, particularmente en las regiones con clima cálido, porque el pico solar coincide con una alta demanda de electricidad causada por los aparatos de refrigeración y aire acondicionado. Al generarse en el mismo sitio de la demanda, los circuitos se desahogan y requieren menos mantenimiento.
- En el caso de BCS, donde existe ya una importante penetración de generación solar distribuida, el pico de generación de toda la red al mediodía comienza a “aplanarse” por efecto de dicha generación. El ahorro en costos y emisiones es significativo, sobre todo porque disminuye la necesidad de arrancar los “peakers” que son los equipos con mayores costos de operación e impacto ambiental.

- Permite a los pequeños usuarios/generadores tener un ingreso extra por la venta de excedentes, de acuerdo a lo dispuesto en las leyes y reglamentos. A este nuevo empoderamiento se le conoce como democratización de la energía.
- Ayuda a eliminar la pobreza energética, que se define como la incapacidad de pagar el recibo de luz que resulta del uso de equipos eléctricos que contribuyen al bienestar familiar. Entre estos equipos destaca los acondicionadores de aire. En el caso de BCS, se estima que el porcentaje de hogares en estas condiciones pudiera ser cercano al estimado nacional, del orden del 30% de las viviendas que cuentan con electricidad.
- Propicia la creación de empleos especializados y permanentes, así como de empresas instaladoras, normalmente a escala de PyMES.
- La generación solar distribuida substituye principalmente la generación a base de combustibles fósiles, particularmente los más caros y/o más contaminantes. Mejora la salud pública.

Además de los beneficios mencionados arriba, la GD está reconocida en las leyes secundarias LIE y LTE como un nuevo jugador, sumamente importante, dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Antes de la reforma ya se habían expedido normas que permitían su despliegue con resultados interesantes, pero no ciertamente masivos, sin embargo, las leyes mencionadas le conceden un lugar significativo que podemos calificarlo como la participación de un nuevo sector por derecho propio, que lleva a la democratización de la energía. En el recuadro de abajo se hace una referencia resumida de las disposiciones legales agrupadas en una serie de cinco “Principios”. Estos principios constituyen mandatos a las agencias gubernamentales, dentro de la Administración Pública Federal que requieren, en principio, establecer acciones y programas que lleven al cumplimiento de lo establecido en las propias leyes.

Principio de Integración: Debe darse a la GD acceso no discriminado a las redes, con las salvedades estipuladas en las leyes. Las redes deberán adaptarse para favorecer la incorporación efectiva de la GD.



LIE, Art. 68, Fracc. IV; LIE, Art. 68; LIE, Art. 68, Fracc. VII; LTE, Art 10, Fracc. IV; LTE, Art 37; LTE, Art 38, Fracc II; LTE, Transitorio 19

Principio de Estímulos y Financiamiento: La planeación de la Transición Energética debe promover la GD y establecer mecanismos de apoyo, así como estímulos fiscales y financieros para su desarrollo.



LIE, Art 11, Fracc. XVIII; LIE, Art 69; LTE, Art 10, Fracc. V; LTE, Art 10, Fracc. V; LTE, Art 48; LTE, Transitorio 18;

Principio de Normalización, Capacitación y Certificación: La eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la GD deben asegurarse mediante la normalización de sus componentes, y la capacitación y certificación de los participantes en sus cadenas de valor.



LIE, Art 12, Fracc. XXXVIII; LIE, Art. 68, Fracc. III; LIE, Art. 68, Fracc. VI; LTE, Art 10; LTE, Art. 10, Fracc. I; LTE, Art 10, Fracc. II; LIE, Art 12, Fracc. XLI; LIE, Art 70; LTE, Art 10, Fracc. III

Principio de Facilitación: Las actividades de instalación e interconexiones de sistemas de GD no pueden estar sujetas a complejidades regulatorias que limiten su desarrollo.



LIE, Art. 46, Fracc. II; LIE, Art. 68, Fracc. II

Principio de Comercialización: Se debe facilitar la venta de la energía producida por la GD en condiciones de rentabilidad para los generadores.



LIE, Art. 68, Fracc. V

- El primer principio enunciado en el recuadro, es el que se ha denominado *Principio de Integración*. Según las disposiciones establecidas en las leyes se pueden resumir que: (1) debe darse a la GD acceso no discriminado a las redes, con las salvedades estipuladas en las propias leyes, (2) Las redes deberán adaptarse para favorecer la incorporación efectiva de la GD. Ambas declaratorias son

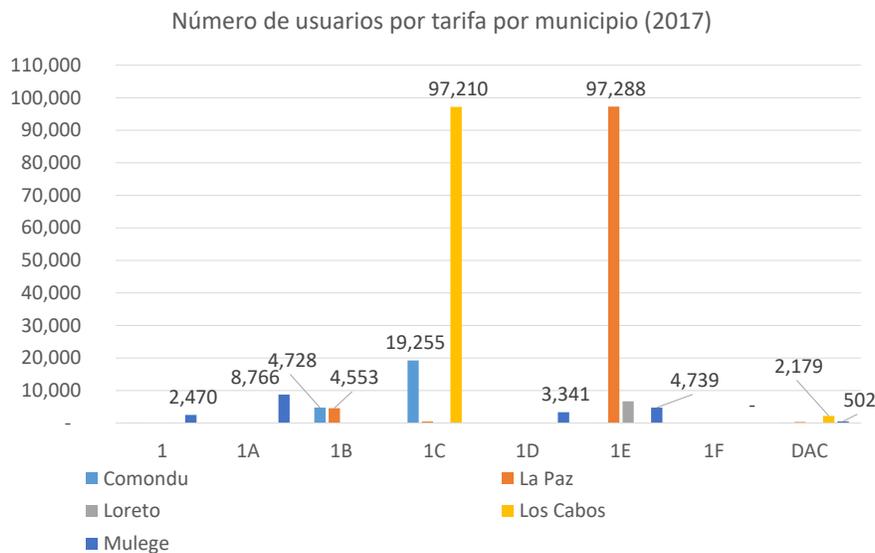
especialmente importantes y coyunturales en el caso de BCS donde se ha limitado en desarrollo de la GD sin que se haya ofrecido una explicación técnica justificativa. Es evidente que los organismos obligados por la ley están siendo omisos en el cumplimiento de estas disposiciones.

- El segundo principio obliga a las instituciones del sector de energía a (1) incorporar la GD en los mecanismos de planeación; (2) establecer mecanismos de apoyo; y (3) establecer estímulos fiscales y financieros para su desarrollo. En este capítulo estaremos introduciendo la discusión del “Bono Solar” que es un mecanismo de apoyo a partir del reconocimiento de ahorros fiscales muy importantes para el país y para BCS en particular.
- El tercer principio agrupa los mandatos establecidos para asegurar la efectividad y calidad de todo el despliegue de la GD mediante (1) la normalización de sus componentes, (2) la capacitación y la certificación de sus participantes en sus cadenas de valor. Este busca la repetición de fracasos que se han tenido en otras iniciativas. Este principio pone candados que evitan la ocurrencia de malas prácticas.
- El cuarto principio denominado de *Facilitación* agrupa las disposiciones que salvaguardan la simplicidad administrativa y técnica de la pequeña generación para evitar que sea sujeta a complejidades regulatorias que impidan su desarrollo. Precisamente la democratización de la energía no sería posible si a la GD se le impusieran los requisitos técnico-administrativos que se imponen a las instalaciones de gran escala.
- El quinto principio denominado de *Comercialización*, busca que el usuario sea compensado por la electricidad inyectada a la red de manera justa y proporcional a su inversión.

El sector doméstico subsidiado de BCS

El estado de Baja California Sur, cerrará 2017 con un total de 250,000 usuarios repartidos en todas las tarifas subsidiadas del sector doméstico (menos la 1F). En el gráfico siguiente se muestra la distribución por municipio y por grupo tarifario subsidiado.

Gráfico 7.7 Usuarios Domésticos Subsidiados por Municipio en BCS



A partir del gráfico, podemos ver que los grupos tarifarios dominantes son el 1C, donde la mayoría de los usuarios se encuentran en el municipio de Los Cabos, y la tarifa 1E, donde la mayoría están localizados en el municipio de La Paz. El tercer conglomerado es el correspondiente al Comondu que también se ubica en el grupo tarifario 1C. Los otros municipios tienen poblaciones más pequeñas y están distribuidos en diferentes tarifas.

Los grupos tarifarios están conformados de acuerdo al promedio de temperaturas que se tengan en cada localidad durante los meses más calientes del año. En el Gráfico 7.8 se muestra mediante barras estacadas los rangos de consumo subsidiados y no subsidiados. Los grupos tarifarios se identifican comenzando con el numeral 1, y seguidos, después del segundo grupo, por las primeras seis letras del alfabeto, tal como se muestra en el eje horizontal. Los habitantes de La Paz están categorizados en la Tarifa 1E, mientras que los de Los Cabos están categorizados en la 1C. Las barras de colores nos dicen cuánto se puede consumir dentro de cada “escalón” tarifario. Por ejemplo, un vecino de La Paz, en verano, puede consumir hasta 300 kWh/mes pagando solamente la tarifa más baja (color ocre) que aparece en la 6ª columna de la Tabla 7.2, es decir, 0.583 pesos por kWh. Mientras que un vecino de Los Cabos sólo puede consumir hasta 175 kWh/mes para pagar la luz a 0.697 \$/kWh, tal como aparece en la 4ª columna. Si el vecino de La Paz consume por encima de 300 kWh, el excedente lo paga a mayor precio, 0.726 pesos por kWh. En comparación, el vecino de Los Cabos tendrá que pagar el excedente a 0.822 \$/kWh a partir de 175 kWh/mes. Los datos de la tabla 7.2 se deben tomar solamente como indicativos ya que cambian constantemente.

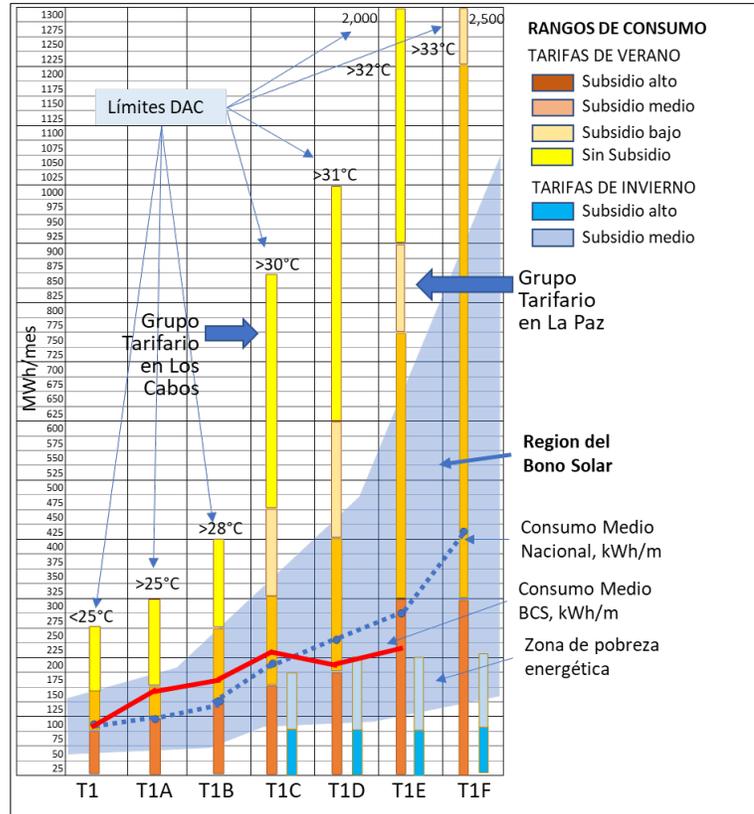


Gráfico 7.8 Consumos Mensuales por Grupos Tarifarios

Fuente: ICM con datos de CFE

T1	T1A	T1B	T1C	T1D	T1E	T1F
0.793	0.793	0.793	0.697	0.697	0.583	0.583
0.956	0.956	0.956	0.822	0.822	0.726	0.726
2.859	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802
			0.793	0.793	0.793	0.793
			0.956	0.956	0.956	0.956
			2.802	2.802	2.802	2.802

Tabla 7.2 Precios de los Escalones Tarifarios

Fuente: ICM con datos de CFE en 2016

La línea azul punteada une los promedios de consumo mensual por tarifa a nivel nacional mientras que la línea sólida roja representa los promedios del estado de BCS, cuya máxima tarifa es 1E.

Las barras azules del Gráfico 7.8 y los renglones también azules de la Tabla 7.2 muestran las tarifas fuera de verano. Como se puede ver, éstas aplican para las tarifas 1C, 1D, 1E, y 1F.

En todos los casos, existe un límite superior de consumo mensual sostenido por un año, a partir del cual, el usuario pierde todas las ventajas del subsidio y deberá pagar su consumo total a alrededor de 4.00 \$/kWh. Esta tarifa se denomina “Doméstica de Alto Consumo” (DAC). El precio de esta tarifa varía periódicamente, de acuerdo a los ajustes que hace CFE. En el gráfico aparecen un conjunto de flechas

señalando los límites de DAC para cada grupo tarifario. En el caso de La Paz, el límite es hasta 2,000 kWh de consumo por mes, mientras que, en Los Cabos, el límite es de 850 kWh/mes.

Se puede observar en la Tabla 7.2, en el reglón con el color amarillo claro, el costo por kWh que corresponde a un cargo sin subsidio. Ese es el costo de producir y llevar la electricidad hasta los hogares. Es fácil ver que hay una diferencia sensible con respecto a los precios de los escalones de arriba

Ya se dijo que los dos principales grupos tarifarios son el 1C y el 1D dominados por Los Cabos y La Paz respectivamente. En el gráfico siguiente se muestran los volúmenes de energía que se consumen anualmente en ambos grupos. El resto de los grupos tienen una contribución muy pequeña. Por su parte, la siguiente tabla muestra los consumos promedio por vivienda en cada uno de los municipios.

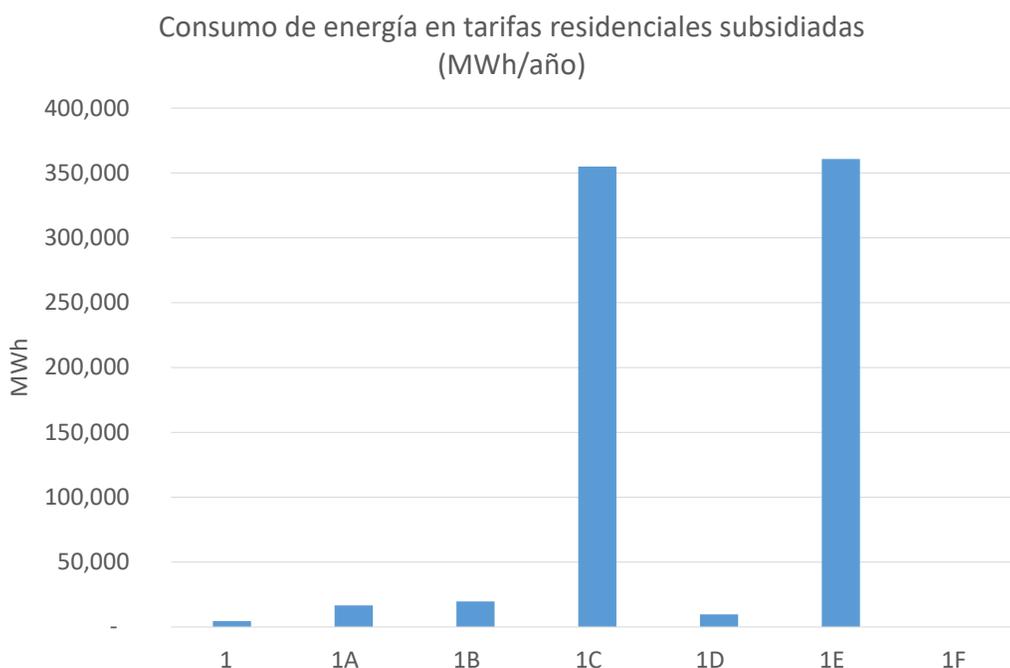


Gráfico 7.9 Consumos Anuales por Grupos Tarifarios

Fuente: Proyecciones para 2017 de ICM con datos de CFE

Tarifas	T1	T1A	T1B	T1C	T1D	T1E
Municipios	Mulegé	Mulegé	Comondú La Paz	Comondú Los Cabos	Mulegé	La Paz, Loreto Mulegé
Nacional, kWh/mes	84	106	121	192	213	282
BCS, kWh/mes	154	160	178	256	243	280

Tabla 7.3 Comparativo de Promedios Mensuales de Consumo Nacional y de BCS por usuario

Fuente: Proyección para 2017 de ICM con datos de CFE

Los consumos mensuales que se muestran en la tabla muestran que los promedios de consumo mensual por tarifa son más altos para BCS que el promedio nacional en todos los casos menos en el caso de la tarifa 1E donde el valor es muy cercano al promedio nacional. Esto se puede deber a las condiciones climatológicas específicas del Estado, el nivel de ingreso per cápita y/o el tipo de equipamiento promedio con el que cuentan las viviendas.

En el Capítulo 14 se verá con detalle la aplicación del programa denominado Bono Solar, que atiende el sector doméstico subsidiado para el caso de BCS, y sus beneficios sociales, ambientales y económicos.

Operación de redes de transmisión y distribución bajo distintos escenarios de la matriz de generación y evolución hacia redes inteligentes

El actual Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, establece tres líneas de acción que hacen mención específica a las Redes Eléctricas Inteligentes: a) Incentivar la integración de proyectos de generación de energía eléctrica renovable a Redes Eléctricas Inteligentes bajo esquemas de regulación y reglas de mercado, b) Desarrollar un programa de Redes Eléctricas Inteligentes que contribuya al manejo de la variabilidad de las energías renovables y c) Elaborar estudios para evaluar el costo-beneficio de la instalación de Redes Eléctricas Inteligentes.

La introducción de proyectos de REI con una modernización de la red, ayudará a optimizar la utilización de los elementos de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) mediante el monitoreo en tiempo real del estado de los transformadores, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, equipos de compensación reactiva, etc., así como las evaluaciones pertinentes con la información obtenida

Uno de los factores más importantes para la adición de generación intermitente a gran escala en la RNT y la Generación Distribuida en las RGD; requerirá del diseño flexible de:

- La Red Nacional de Transmisión para la integración de generación renovable que permita transportar esta energía a los centros de consumo.
- Las Redes Generales de Distribución para la integración de Generación Distribuida que producirá flujos reversibles en los alimentadores.
- Las nuevas Centrales Eléctricas, tanto intermitentes como convencionales, para que sean capaces de regular tanto la frecuencia como las tensiones provocadas por variaciones en la generación intermitente en otra región del SEN. Estar dotadas de tecnología para paros-arranques diarios, rampas para tomar y liberar carga rápidamente, amplio margen de operación de Potencia mínima a Potencia máxima.
- Los nuevos Centros de Carga para que sean capaces de controlar su demanda ante las necesidades del SEN.
- Sistemas de comunicación y control de las Centrales Eléctricas y/o Centros de Carga a los Centros de Control para que así el CENACE tenga un control coordinado de la carga/generación.

Sistemas de medición para facturación, calidad de la energía y adquisición de datos para la operación confiable y eficiente de la red y del MEM.

8.1 Nueva Matriz Energética del PRODESEN 2017-2031

Este capítulo se concentra en el análisis de la nueva matriz de generación proyectada en el PRODESEN 2017-2031 la cual incluye continuar la generación con combustibles líquidos, pero reduciendo su participación a través de dos estrategias: la entrada de energías limpias en la matriz y la interconexión de BCS con el Sistema Interconectado Nacional que tiene un factor de emisiones sustancialmente menor.

En esta sección se hace un análisis conceptual y medioambiental de la matriz de generación de BCS en forma prospectiva y evalúa el impacto de las dos estrategias propuestas (interconexión y nueva capacidad limpia), así como las alternativas de la instalación de almacenamiento por bombeo hidráulico. Ante el evento de interconexión y la estrategia de desarrollar nueva capacidad limpia de generación como las dos únicas alternativas⁵¹, este estudio requirió el planteamiento de cinco escenarios:

1. PRODESEN 2017-2031. En este escenario, se contempla la capacidad actual, las adiciones y retiros de fuentes limpias y fósiles establecidos en el PIIRCE 2017-2031, sin incluir la interconexión al SIN.
2. BAU (*Business as usual*). Este escenario proyecta la penetración de nueva capacidad fósil a combustóleo y diésel manteniendo un mismo margen de reserva que el planteado en el PRODESEN 2017-2031. Este escenario no contempla incremento de capacidad limpia, ni interconexión, ni almacenamiento.
3. Interconexión. Este escenario es igual al BAU adicionalmente considerando la interconexión con el SIN en 2021 así como adición de generación limpia, de acuerdo con lo propuesto en el PRODESEN.
4. Almacenamiento por bombeo hidroeléctrico. Este escenario consta de la sustitución de la generación fósil, por almacenamiento por bombeo hidráulico y un incremento de la generación renovable. Se presentan dos escenarios con capacidades en almacenamiento de 281 MW y 687 MW para su comparación en costos y beneficios.
5. Almacenamiento + Interconexión. Este escenario considera una capacidad instalada de almacenamiento por bombeo combinada con la interconexión de BCS con el SIN.

Estos escenarios permiten cuantificar los costos y beneficios asociados a la penetración de energías limpias y aquellos asociados a la potencial importación de energía del nodo de Hermosillo a través de un cable submarino. En los cuatro escenarios estudiados se evalúan las variables de: costos de infraestructura asociada (CAPEX); costos de operación y mantenimiento (OPEX); emisiones asociadas a la generación (CO_{2eq}, SO_x, NO_x, MP₁₀ y PM_{2.5}) e impacto en el Precio Marginal Local (PML) promedio.

Objetivo.

El objetivo es reflejar la política federal respecto a la decisión de interconectar BCS con el SIN manteniendo la generación fósil a base de combustibles líquidos (diésel y combustóleo nacional e importado), por lo que no se trata de encontrar una mejor alternativa a la presentada por la SENER en el PRODESEN 2017-2031. Este estudio no analiza cuál es la mejor opción energética alternativa para BCS, sino que, a partir de la proyección de capacidad a instalar presentada en el PRODESEN 2017-2031, analiza los beneficios económicos y medioambientales asociados con tres eventos:

1. La entrada de energías limpias

⁵¹ Ya que la alternativa de suministro de GN ha sido descartada.

2. La interconexión de BCS con el SIN
3. Almacenamiento por bombeo

Este estudio excluye los beneficios y costos asociados al suministro de gas natural que se presentaba en ediciones anteriores del PRODESEN para limpiar la capacidad fósil de Baja California Sur, la cual ha sido ya eliminada del PRODESEN 2017-2031⁵².

Características del sistema eléctrico actual de BCS

Baja California Sur tiene una peculiaridad única dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Energéticamente, el estado es un sistema aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN); más aún, las regiones de transmisión del sistema de BCS están divididas a su vez en dos sistemas aislados entre sí; por un lado, tenemos a Mulegé con aproximadamente el 8% de la demanda eléctrica del estado y opera de manera totalmente aislada. Al sur de la península está el sistema de La Paz que integra las regiones de Villa Constitución, La Paz y Los Cabos y que juntas suman el 92% restante de la demanda. Dado que BCS no cuenta con un energético más limpio y eficiente como el resto del país, su generación fósil se hace con combustóleo y diésel. Bajo estas condiciones de aislamiento y falta de alternativas fósiles, actualmente BCS tiene las siguientes características:

Tiene en operación la matriz de generación del país:

- más contaminante,
- más costosa,
- menos eficiente y
- con un margen de reserva muy por encima del promedio nacional

El consumo per cápita:

- es mayor que el promedio nacional,
- su estacionalidad es mayor que la del SEN y
- el consumo crece más rápido que el promedio

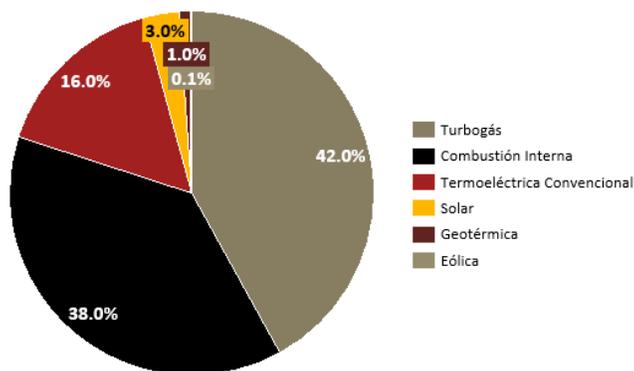
Lo disperso de la población, la condición de aislamiento entre las regiones de transmisión y las limitantes técnicas de las redes han provocado que BCS tenga la matriz de generación con el factor de emisiones más alto a nivel nacional (0.8 tonCO₂eq/MWh generado); esto es, 67% más emisiones asociadas por unidad energética generada que el promedio del SEN⁵³. El crecimiento prospectivo de la demanda

⁵² El PRODESEN 2017-2031 establece únicamente la opción del cable submarino, el Director de CFE en julio de 2017, en La Paz, descartó públicamente la opción de suministro de gas natural a la región y anuncia el cable submarino como única opción. El Presidente Peña Nieto el día 25 de julio 2017 en Los Cabos anunció el cable submarino, y el Secretario Pedro Joaquín Coldwell al siguiente día, en entrevista con Loret de Mola descarta explícitamente la opción del gas natural reiterando así las palabras del Presidente.

⁵³ Factor de emisiones calculado para el mix eléctrico de la matriz general del SEN en 2015: 0.48 tonCO₂eq/MWh y se estima que éste bajará para el 2017 a 0.42 tonCO₂eq/MWh partiendo de las premisas planteadas en el PRODESEN 2017-2031.

eléctrica en Baja California Sur se estima con una tasa media de crecimiento anual de 5.1%⁵⁴, superando al crecimiento de la demanda prospectiva del SEN en un 50%⁵⁵. Además, el consumo per cápita en BCS supera el consumo nacional promedio en un 50%⁵⁶.

Gráfico 8.1 Capacidad instalada por tecnología BCS en 2017



Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

La condición de aislamiento del sistema eléctrico de BCS, y su limitada capacidad de transmisión y distribución, ha provocado que la demanda sea atendida con fuentes flexibles cuyo energético primario es líquido de origen fósil, es decir, diésel y combustóleo, en plantas térmicas convencionales (TC), de Turbo Gas (TG) y de Combustión Interna (CI), como se ve en la Gráfica 1. Dado que no se cuenta actualmente con suministro de gas natural en la península, la opción fósil más limpia y eficiente (Ciclos Combinados) no es una posibilidad.

En una apreciación preliminar, es evidente que se requiere fortalecer y expandir las líneas de transmisión y distribución dentro del estado de Baja California Sur antes de seguir incrementando la capacidad instalada de generación.

Capacidad Instalada y margen de reserva

La generación eléctrica ofertada cada momento necesariamente debe empatar con la demanda coincidente del sistema más sus pérdidas asociadas a la Transmisión y Distribución en tiempo real. Esto significa que, para poder contar con una seguridad razonable en el sistema, es necesario que la capacidad instalada supere a la demanda máxima integrada más sus respectivas pérdidas a lo largo del año, de tal manera que dicho exceso de capacidad sirva como Margen de Reserva Operativo para hacer frente a cualquier eventualidad en el suministro.

Dado que en BCS existen dos sistemas aislados (Mulegé y La Paz) la demanda máxima integrada de cada uno de éstos puede no coincidir en el tiempo y provocar que cada uno de los subsistemas cuente con un

⁵⁴ PRODESEN 2016-2030.

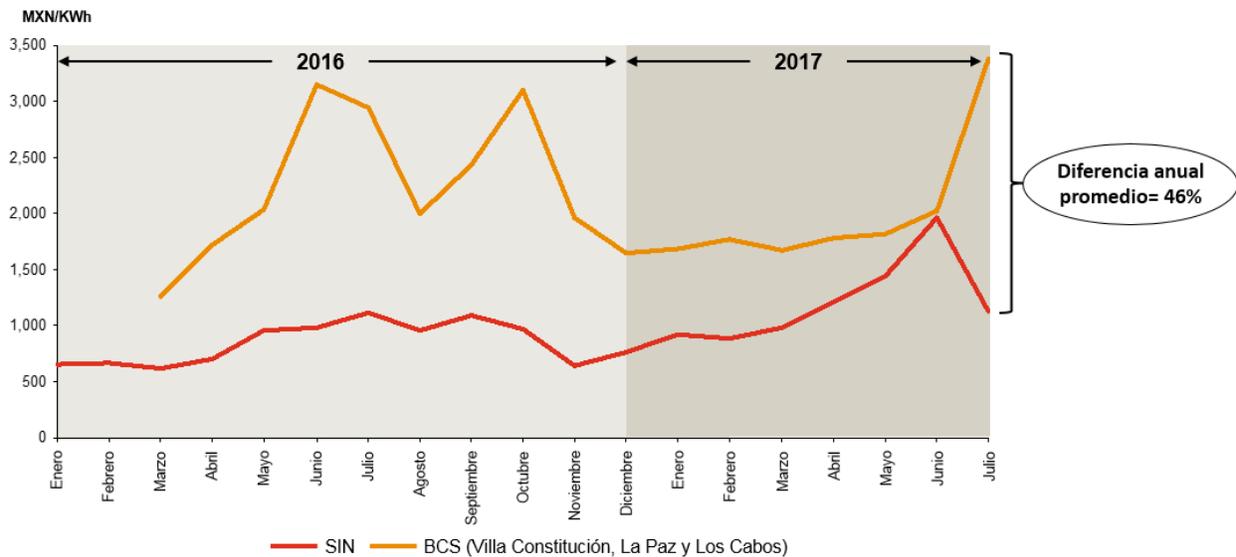
⁵⁵ Con datos del PRODESEN 2016-2030 de la SENER donde se proyecta un crecimiento de la demanda del SEN en un 3.4% anual a nivel nacional.

⁵⁶ El consumo per cápita del SEN es de 2.4 MWh/año mientras que el consumo promedio en BCS es de 3.6 MWh/año según datos oficiales de SENER.

margen de reserva independiente que, sumados, sería un poco mayor al necesario de existir una interconexión física entre ellos. Dicha reserva sería un poco mayor a la necesaria. Siguiendo esta misma lógica, cuanto menos interconexión haya o ésta sea de menor capacidad, es necesario tener una mayor capacidad instalada de generación. Como consecuencia de lo anterior, la capacidad instalada actual del estado (1,017 MW) es más de dos veces la demanda máxima integrada del sistema (470 MWh/h), dejando una reserva muy superior a lo recomendable, pero única solución frente a la falta de inversión en líneas de transmisión o almacenamiento. Este hecho pone de manifiesto la necesidad de priorizar recursos al fortalecimiento y expansión de las líneas de transmisión y distribución, así como opciones de almacenamiento. La capacidad de generación fósil ya es muy sobrada.

El tener una capacidad instalada superior a los niveles recomendables, como consecuencia de la falta de infraestructura de distribución, provoca incrementos en los costos del sistema. Para BCS el margen de reserva es tan grande que supera incluso el valor de la demanda máxima integrada⁵⁷ dejando una sobrecapacidad de casi 140% sobre la demanda máxima, lo que provoca problemas económicos en el mercado tanto en la componente de energía, como en la de potencia. Esta excesiva capacidad ha provocado que 16 plantas de distintas tecnologías, con una capacidad instalada total de 217 MW, no hayan despachado un solo kWh en todo 2016 (ver Tabla 1), y esto se ha repetido en los últimos años. Tener capacidad instalada ociosa provoca que los costos del sistema se incrementen ya que una potencia sobredimensionada debe ser absorbida por el mercado.

Gráfico 8.2 Precios Marginales Locales del SIN y BCS



Fuente: Elaboración Propia con datos de CENACE

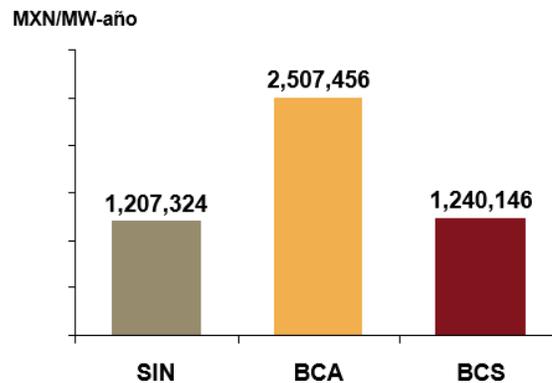
Adicionalmente, esta excesiva capacidad instalada y la saturada interconexión entre puntos de consumo y generación provocan que constantemente algún punto de consumo solo pueda ser abastecido por tecnologías ineficientes, contaminantes y caras como el TG con diésel. Esto, como es natural, provoca que

⁵⁷ Capacidad instalada 1,017 MW, Demanda Máxima Coincidente 423 MWh/h, reserva 594 MW. PRODESEN 2017-2031, SENER

los costos promedio aumenten a tal nivel que las regiones de transmisión del estado⁵⁸ tengan los PML más altos de la República, restándole competitividad al estado. Así, no parece conveniente plantear un incremento en la capacidad de generación en una región donde hay 16 plantas con una capacidad equivalente al 46% de la demanda máxima integrada (217.1 MW) que no están siendo despachadas.

Por otro lado, los precios de potencia pagados en BCS resultan más elevados que los pagados en el SIN debido a las tecnologías de turbogás que deben estar disponibles.

8.3 Resultados de Precios del Mercado para el Balance de Potencia 2016



Fuente: Elaboración Propia con datos de CENACE

El proyecto de interconexión de Baja California Sur con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) descrito en el PRODESEN 2016-2030 y 2017-2031 contribuiría significativamente al sistema de transmisión y distribución, podría interconectar Mulegé con el resto del BCS y permitir un mayor desarrollo económico en el Estado en el espacio comprendido entre estas regiones de transmisión.

⁵⁸ El PML promedio de la zona de BCS es del orden de los 120 USD/MWh mientras que el promedio nacional está por debajo de los 50 USD/MWh.

Tabla 8.3 Plantas de generación eléctrica que no despacharon energía en 2016

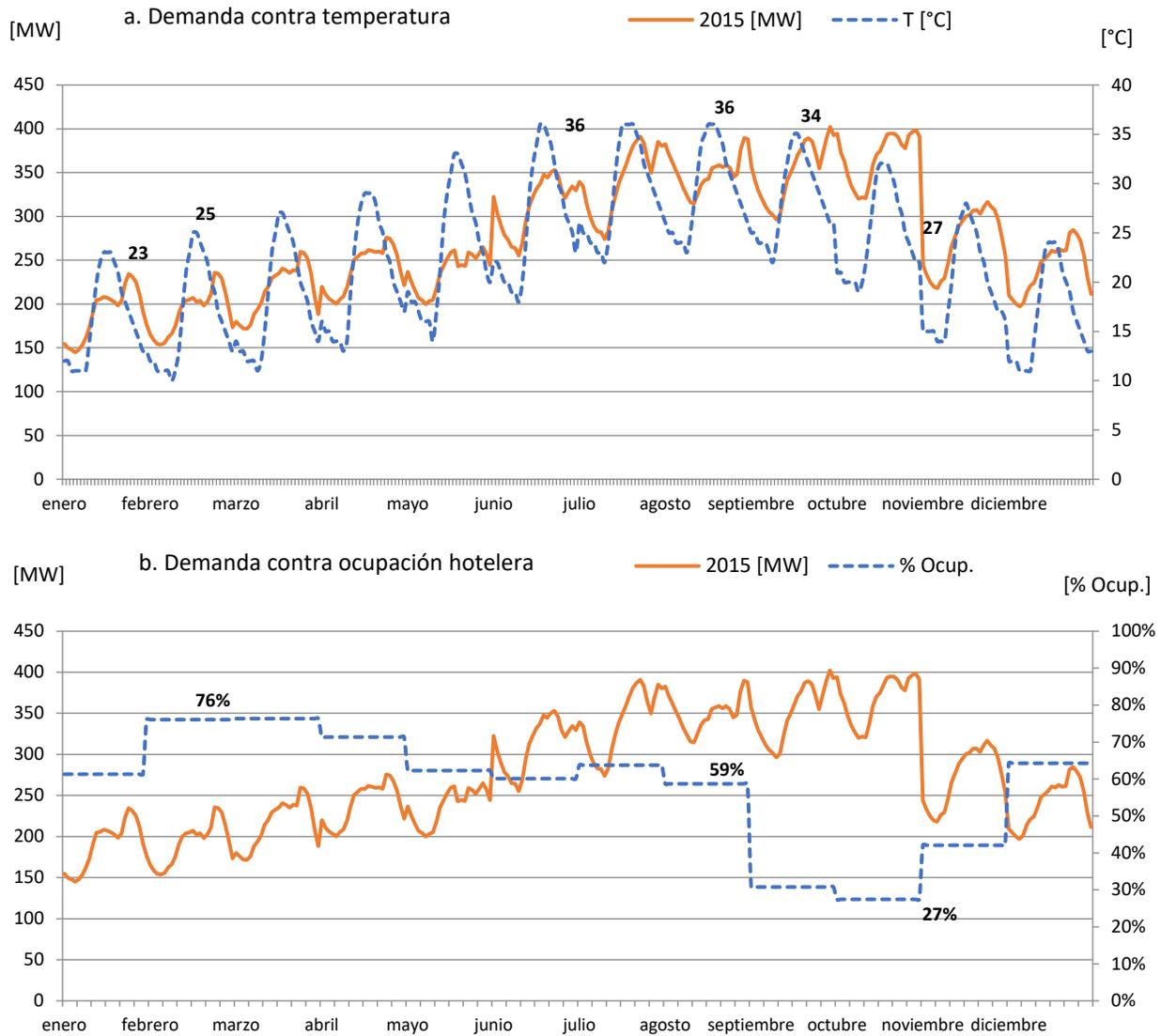
Central	Región de Control	Capacidad Efectiva Total (MW)
Eólica		
Puerto Viejo (Guerrero Negro)	10-Mulegé	0.6
Turbogás		
Baja California Sur I UME-1	09-Baja California Sur	26.00
Baja California Sur I UME-11	09-Baja California Sur	20.00
Guerrero Negro II UME-14	10-Mulegé	12.50
Los Cabos UME-10	09-Baja California Sur	19.00
Los Cabos UME-12	09-Baja California Sur	17.00
Los Cabos UME-2	09-Baja California Sur	26.00
Los Cabos UME-9	09-Baja California Sur	19.00
Los Cabos, UME-3	09-Baja California Sur	26.00
Los Cabos, UME-4	09-Baja California Sur	26.00
Santa Rosalía UME-7	10-Mulegé	10.00
Combustión interna		
Hoteles y Villas Posadas, Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos	09-Baja California Sur	2.09
Tiendas Soriana	09-Baja California Sur	0.60
Los Cabos UME-17 y 21	09-Baja California Sur	4.10
Santa Rosalía UME-19 y 20	10-Mulegé	3.20
Santa Rosalía UME-16 y 18	10-Mulegé	5.00

Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

Estacionalidad del sistema

En el sistema aislado de BCS la demanda, como en el resto del SIN, cambia a lo largo del día; sin embargo, por tener un clima más extremo que el promedio, la demanda cambia considerablemente entre el invierno y el verano. La demanda máxima integrada en invierno ocurre en torno a las 6 pm y alcanza valores del orden de los 270 MWh/h mientras que en verano el consumo alcanza hasta 435 MWh/h en torno a las 3 pm con un segundo pico en la demanda a las 10 pm. En verano, incluso en la madrugada, el consumo es mayor que el que ocurre en el momento de máxima demanda de invierno (8.4).

Gráfica 8.4 Demanda eléctrica estatal comparada por temporada, temperatura y ocupación hotelera



Fuente. Elaboración propia con información de CENACE e INEGI 2015

La diferencia en la forma y magnitud del consumo entre el invierno y el verano es consecuencia directa de la temperatura (por climatización). La demanda máxima integrada ocurre normalmente en el mes más cálido del año y en el horario en el que hace más calor, mientras que la mínima ocurre durante la madrugada de los días de invierno.

Clasificación semántica de la demanda eléctrica en BCS en función de sus características.

La generación eléctrica del sistema ocurre en función de la demanda: las características que tiene la demanda condicionan las características que debe tener la generación que va a satisfacerla. Tomar en cuenta estas características es fundamental para mantener la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico y poder planear las inversiones futuras priorizando las necesidades de generación, el medioambiente y la

viabilidad económica tanto de la matriz energética como de la red de transmisión y distribución. En este apartado analizaremos sólo la generación.

Tabla 8.2 Subdivisiones conceptuales del suministro para el sistema aislado de BCS (2015)

Suministro	Capacidad	Acumulado
Base (DB)	150 MW	150 MW
Flexible*(DF)	307 MW	457 MW
Reserva (CR)	505 MW	962 MW

*La flexible se compone de 120 MW de variación diaria + 157 MW de variación estacional.

Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2016-2030

Como punto de partida consideramos los patrones de consumo energético de BCS durante 2016. Sabemos que la demanda mínima coincidente del sistema ocurrió en la madrugada de un día de enero (invierno) y tuvo un valor absoluto del orden de 150 MWh/h. En ningún momento durante 2016 se consumió menos de 150 MWh/h, es decir, el sistema necesitó de un suministro eléctrico permanente mínimo de 150 MWh/h (al cual denominamos en el presente documento como Demanda Base o DB).

Por otro lado, para ese mismo año, el PRODESEN 2017-2031 describe que la demanda máxima integrada de BCS se situó en 470 MWh/h en el verano (esta demanda no es base). La demanda que ocurrió durante 2016 por encima de la DB no ocurrió de manera permanente, por lo que fue necesario suministrar con fuentes de generación flexibles capaces de ajustar su generación hacia arriba y hacia abajo en función de la demanda segundo a segundo (lo cual se resuelve con renovables o fósiles). Esta demanda, por arriba de la DB, la denominamos Demanda Flexible (DF).

Dado que no se sabe con exactitud cuál será la demanda máxima integrada, cuándo ocurrirá ni en qué momento alguna planta de generación podría fallar, el sistema necesita una capacidad adicional de generación disponible en todo momento ante cualquier eventualidad; es decir, una reserva que sea capaz de suministrar la energía necesaria aun cuando fallara cualquiera de los elementos (regla N-1). Al excedente de capacidad que supera a la necesaria para satisfacer la DB y la DF sumadas, la denominamos Capacidad de Reserva (CR). Los valores de la demanda máxima integrada para cada año crecen en el tiempo y el propio PRODESEN 2017-2031 proyecta un crecimiento de la demanda en tres escenarios, alto, bajo y planeación, éste último como intermedio. En este estudio hemos considerado al escenario de planeación como escenario de referencia.

8.2 Matriz actual y evolución prospectiva de SENER

Costos de infraestructura asociados a la matriz propuesta en el PRODESEN 2017-2031

Para lograr la capacidad propuesta en el PRODESEN 2017-2031, se requiere de una inversión en infraestructura aproximada de 2,883 millones de dólares (USD) que cubren tres conceptos:

1. Nuevas Plantas de generación fósil
2. Nuevas Plantas de generación limpia
3. Interconexión submarina con el SIN

La proyección de SENER a través del PRODESEN 2017-2031 considera un crecimiento de fuentes fósiles muy agresivo ya que esta capacidad debe ser suficiente para poder abastecer a todo el sistema aun cuando el cable no funcionara por cualquier razón. Esta regla, conocida en el medio como N-1 considera que el sistema debe funcionar y contar con un Margen de Reserva Operativo (MRO%) aun cuando cualquier elemento del sistema llegara a fallar. El cable submarino, en este caso, es el sistema más crítico que condiciona toda la capacidad del sistema. La capacidad fósil nueva para el periodo prospectivo 2017-2031 puede verse en la Tabla 3.

Tabla 8.4: Entradas de nuevas plantas fósiles para el estado de BCS.

CC	Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
	Turbogás	-	-	-	-	-	93.46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.46
	Combustión Interna	7.76	13.46	-	-	-	-	-	-	-	136.6	-	42.75	117.1	-	122.2	439.9
	Total	7.76	13.46	-	-	-	93.46	-	-	-	136.6	-	42.75	117.1	-	122.2	533.3

Fuente: Elaboración propia con datos del PRODESEN 2017-2031

Estos 533 MW nuevos de capacidad fósil (93 MW de TG a diésel, 418.63 MW de CI a combustóleo y 21 MW de CI a diésel), menos los 338.85 MW que se pretende sacar de operación en el periodo prospectivo (112.5 TC, 160 MW de TG y 65.4 MW de CI), sería la capacidad necesaria para que el estado pueda autoabastecerse aun sin contar con interconexión al SIN.

Estas entradas y salidas de tecnología fósil son las que forman el escenario que hemos llamado BAU. El escenario PRODESEN 2017-2031 considera además de la interconexión, las mismas tecnologías que el BAU junto con las nuevas plantas de generación fotovoltaica (PV), Eólica (EO) y a base de residuos sólidos urbanos (BIO). El ritmo de participación de nuevas plantas limpias propuestas en el PRODESEN 2017-2031 es el que se muestra en la Tabla 4.

Tabla 8.5 Entradas de nuevas plantas limpias para el estado de BCS.

CC	Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
	Solar FV	-	52.99	25.00	-	-	50.00	-	-	51.50	60.00	43.00	30.00	-	-	-	312.5
	Eólica	-	-	-	-	50.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
	Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-	30.33	30.33	-	-	-	-	-	-	60.66
	Total	-	52.99	25.00	-	50.00	50.00	-	30.33	81.83	60.00	43.00	30.00	-	-	-	423.2

Nota: Tecnologías: Solar FV (Solar FV), Residuos sólidos urbanos (Bioenergía).

Fuente: Elaboración propia con datos del PRODESEN 2017-2031

Considerando las entradas limpias y fósiles, se asociaron los siguientes costos de Ingeniería, adquisición de equipos, construcción y puesta en marcha (EPC) como se enlista en la Tabla 8.5.

Tabla 8.6: Costos de EPC asociados a cada tecnología nueva.

Tecnología		Capacidad nueva	Factor de planta
		MMUSD/MW	Teórico
Carboeléctrica	Carbón	1.40	80%
Ciclo Combinado	GN	0.96	80%
Combustión interna	Diesel	2.89	65%
Combustión interna	Combustóleo	2.89	65%
Combustión interna	GN	2.89	65%
Eólica		1.40	35%
Geotérmica	Vap geotérmico	1.86	85%
Hidroeléctrica		1.90	30%
Nucleoeléctrica	Uranio	3.92	90%
Solar fotovoltaica		1.38	22%
Termoeléctrica convencional	Combustóleo	1.61	65%
Termoeléctrica convencional	GN	1.47	65%
Termosolar		6.50	
Turbogás	Diesel	0.80	13%
Turbogás	GN	1.06	13%
Cogeneración ¹⁾		1.03	93%
Residuos Sólidos Urbanos ²⁾	RSM	2.97	50%

Fuente. PRODESEN 2017-2031- (Costos y parámetros para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR-CFE, 2016)

Notas:

¹⁾ COPAR 2016. Capítulo Cogeneración. Costo actualizado al 2016

²⁾ CFE, IIE- Guía de usuario. Generación de electricidad mediante residuos sólidos urbanos. Plantas de referencia ubicadas en Ciudad Juárez Chihuahua y San Nicolás. Aguascalientes. Actualizado al 2016

Fuente: Elaboración propia con datos del PRODESEN 2017-2031

Para el cálculo del CAPEX del escenario de Interconexión, a los dos conceptos previamente descritos (capacidad nueva fósil y capacidad nueva limpia) se debe añadir los costos asociados a la infraestructura del cable submarino, la cual, según el propio PRODESEN 2017-2031 es de poco menos de mil millones de dólares.

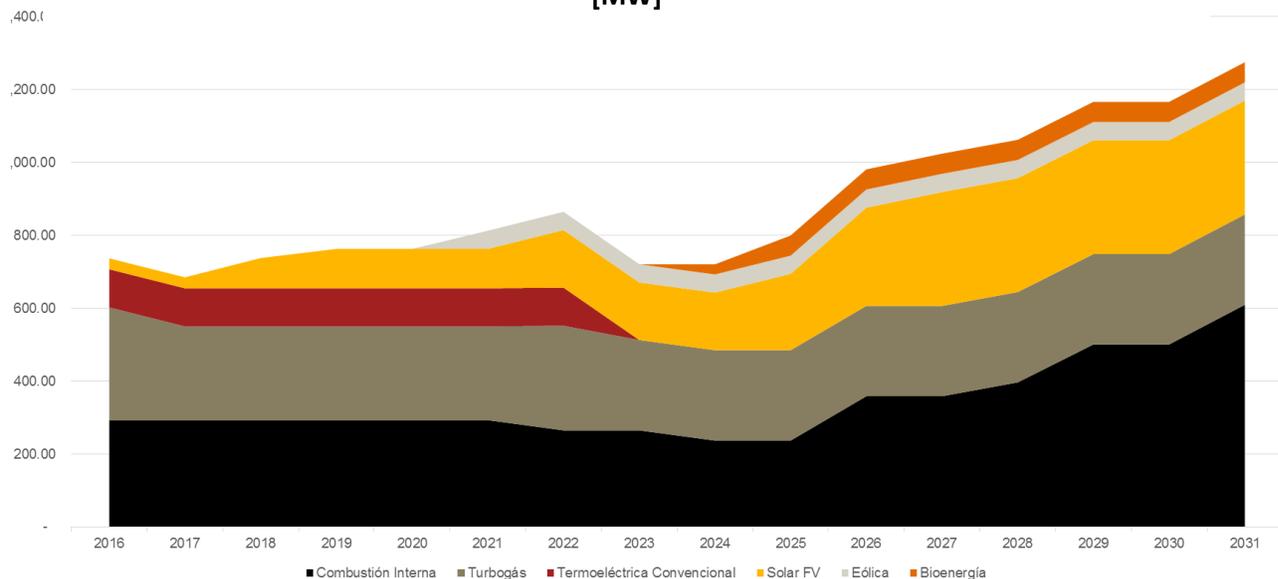
Descripción de la capacidad instalada en la matriz propuesta en el PRODESEN 2017-2031

Como se ha mencionado anteriormente, los escenarios a estudiarse se refieren a la propuesta del PRODESEN 2017-2031 y se han diseñado para cuantificar los cambios (buenos o malos) asociados a cada acción.

Por ello, los escenarios sirven para diferenciar costo y beneficio asociado exclusivamente a la evolución de la nueva capacidad fósil. Adicionalmente y de modo independiente, también se diferencian los costos y beneficios asociados a la penetración de energías limpias, la interconexión de BCS al SIN y adicionalmente, el almacenamiento por bombeo.

En el siguiente gráfico se muestra la capacidad asociada exclusivamente a entradas y salidas de fuentes fósiles propuestas en el PRODESEN 2017-2031 y su relación frente a la demanda máxima coincidente que deberán de poder abastecer. La capacidad instalada prospectiva es la que se muestra en el Gráfico 8.5.

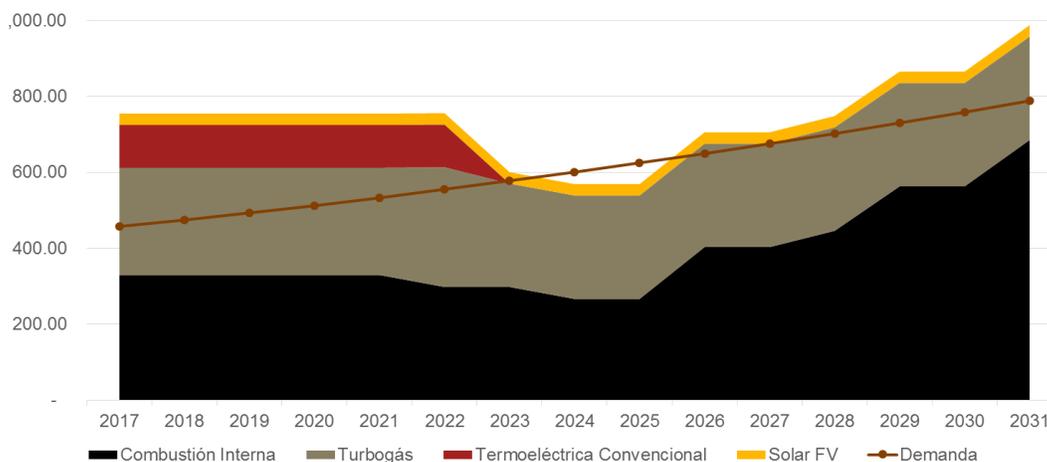
Gráfico 8.5 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario BAU [MW]



Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

De la Gráfico 8.6 del escenario BAU (fósil) se observa cómo el sistema sería capaz de abastecer la demanda máxima coincidente sin necesidad de fuentes limpias ni cable (cumple con la regla N-1). Sin embargo, este escenario no sería recomendable ya que la generación sería, casi en su totalidad, a base de la quema de combustibles líquidos que además de ser muy caros son muy contaminantes.

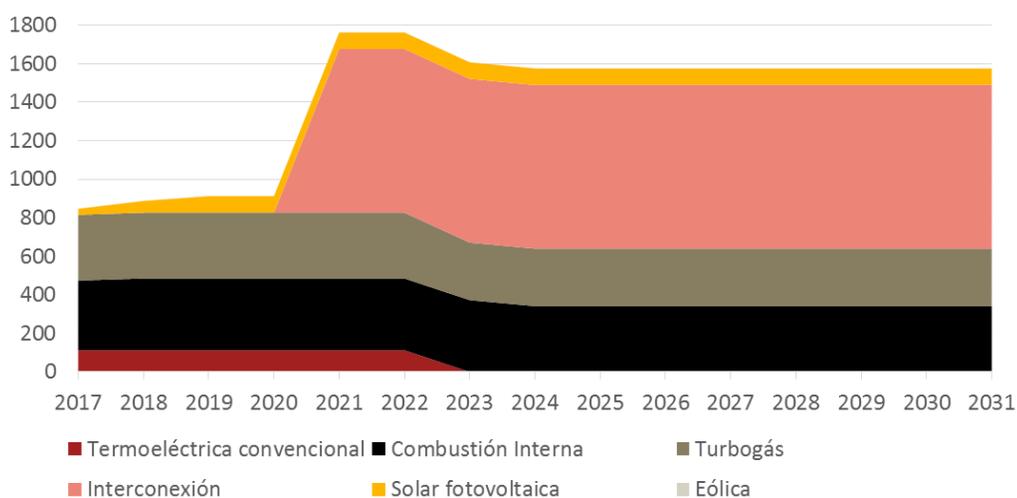
Gráfico 8.6 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario BAU [MW]



Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

Para el Escenario Interconexión, se puede observar como la interconexión podría sustituir la generación de fuentes fósiles. La interconexión de BCS con el SIN, trae beneficios como la reducción de los PML y emisiones contaminantes en el estado. Adicionalmente, la capacidad instalada propuesta por el PRODESEN 2017-2031 es aún mayor ya que a las gráficas anteriores habría que añadir la capacidad de 850 MW que se propone para el cable; sin embargo, limitaciones técnicas de distribución al interior de BCS y la propia demanda del sistema no permitirían que el cable fuera utilizado al 100% de su capacidad. Así, la demanda máxima coincidente todavía es menor a la capacidad del cable.

Gráfico 8.7 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario Interconexión [MW]



Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

Aun cuando la capacidad instalada supera ampliamente al MRC, esto no podría ser de otra manera ya que la generación intermitente debe estar respaldada por otra tecnología flexible. Los beneficios asociados a este incremento de capacidad limpia se hacen visibles al momento de la generación en donde el costo marginal de las limpias margina la participación fósil y, por tanto, tienen preferencia en el despacho.

En este punto se abre un paréntesis en el planteamiento de escenarios para describir un sistema de almacenamiento de energía, en la modalidad de bombeo hidráulico, que será incorporado en la evaluación de las diferentes propuestas.

Propuesta de Instalación de Almacenamiento por Bombeo para el Sistema de BCS

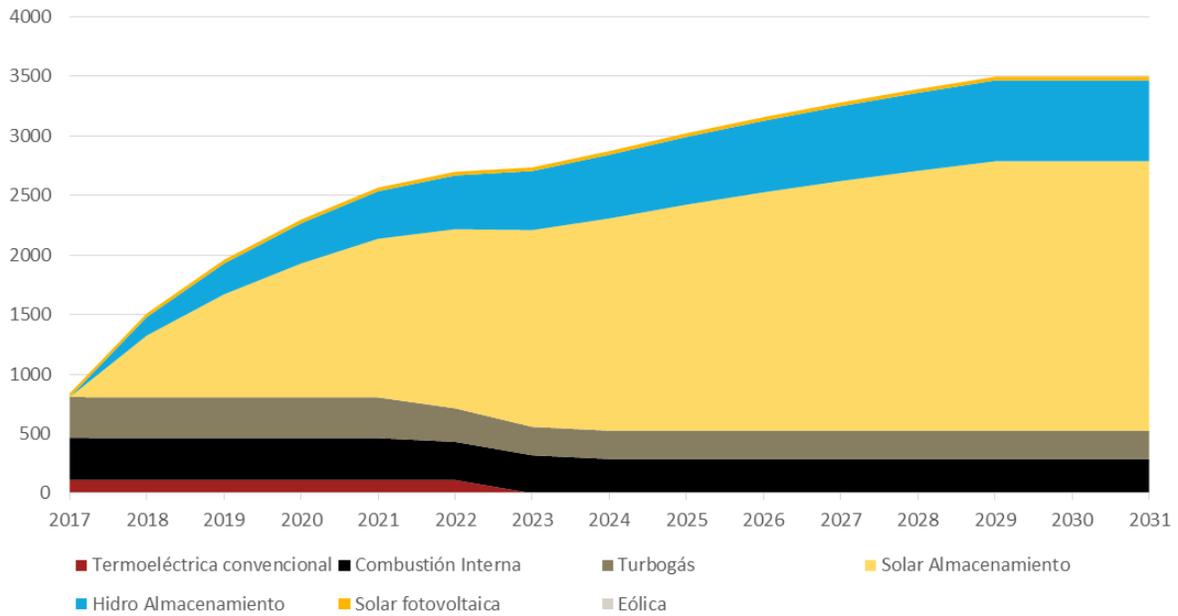
Como se sabe, en BCS los costos de los PML son demasiado altos en comparación con los del Sistema Interconectado Nacional (SIN), reflejados en tanto en el componente de energía como de potencia. La alternativa de la instalación de plantas de Almacenamiento por Bombeo en BCS, puede resultar factible para la disminución de los costos de energía en el estado.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía, se definen como los recursos capaces de recibir energía desde la red y almacenarla, para luego inyectarla a la red cuando el sistema lo requiera. Estos sistemas permiten proveer múltiples servicios, tales como aumento en los factores de planta en fuentes de generación limpia, regulación de frecuencia y arbitraje de energía.



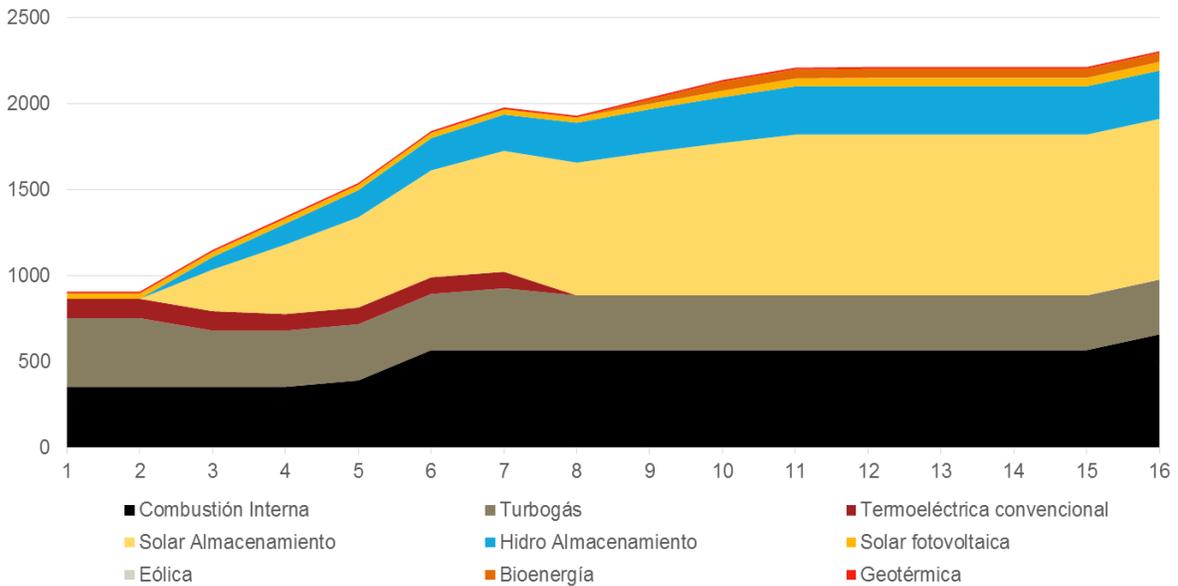
Para las propuestas de almacenamiento se presentan tres escenarios donde la instalación de generación **limpia se ve beneficiada por el mismo almacenamiento, disminuyendo el parque de generación fósil** (Escenario Hidro).

Gráfico 8.8 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario Hidro



Fuente. Elaboración propia

Gráfico 8.9 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario hidro (-)

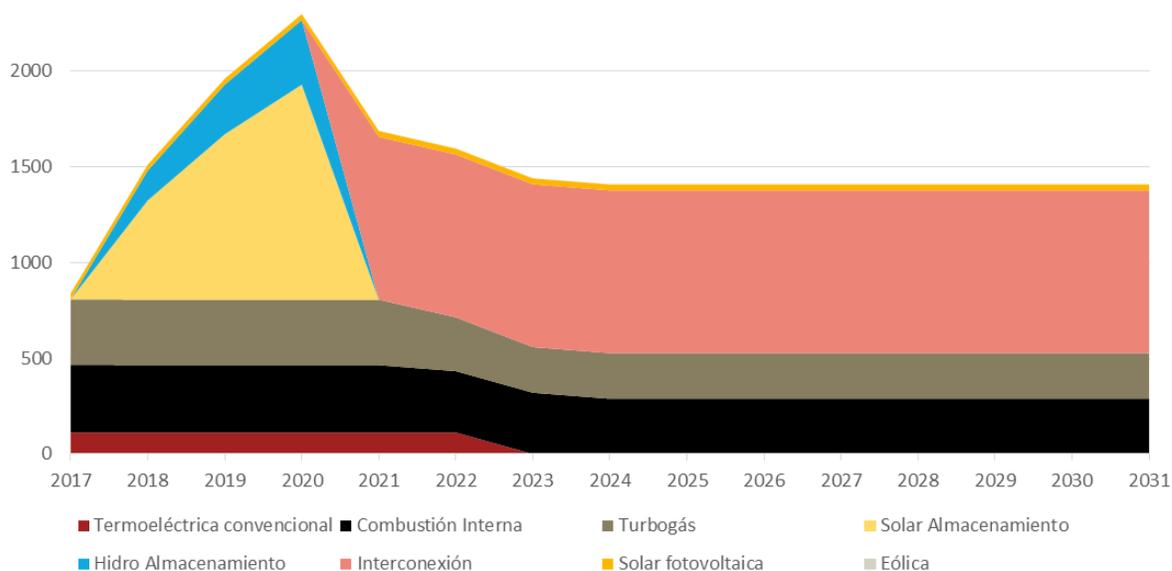


Fuente. Elaboración propia

En el segundo escenario “Hidro (-)” (Gráfico 8.9), se realiza una sensibilidad de disminución de la capacidad instalada en almacenamiento a la primera propuesta presentada (Gráfico 8.5) con fines de contrastar la capacidad de generación, costos y emisiones en el sistema.

El tercer escenario se muestra la instalación de almacenamiento en el estado a una capacidad menor que en el Escenario Hidro, pero añadiendo la capacidad del cable e interconexión SIN – BCS (Escenario Hidro + Interconexión)

Gráfico 8.10 Evolución de la capacidad instalada de la matriz de generación, Escenario Hidro+Interconexión [MW]



Fuente: Elaboración Propia

Metodología de la Identificación de Zonas Potenciales para la Instalación de Almacenamiento por Bombeo

Para la identificación y evaluación de las Zonas Potenciales se seleccionaron 18 parámetros para evaluarlos porcentualmente en 4 escenarios.

1. Sistema

- a. **Precios Marginales Locales** (PML, MXN/MWh). PMLs altos indican mayor oportunidad para la instalación de una planta, buscando compensar la falta de generación local de energía
- b. **Demanda** (MW). Zonas con mayor demanda (Constitución, La Paz y Los Cabos) tendrán mayor requerimiento de generación. Se asociación montañas con zonas de demanda
- c. **Distancia a Demanda** (Km). Distancia los puntos de referencia (montañas) a las zonas de demanda. A menor distancia, mayor atractivo
- d. **Generación** (MW). Zonas en las que existen centrales de generación podrían permitir la sustitución/conversión o adaptabilidad para más capacidad de generación

- e. **Distancia a Generación** (Km). Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las centrales de generación existentes. A menor distancia, mayor atractivo
- f. **Generación** (Proyecto nuevo, MW). Zonas identificadas con potenciales centrales de generación. Las centrales de hidro por bombeo podrían permitir la adaptabilidad para más capacidad de generación
- g. **Distancia a Generación** (Proyecto Nuevo, Km). Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las centrales de generación potenciales. A menor distancia, mayor atractivo
- h. **Subestación** (MW). Subestaciones con mayor capacidad de interconexión disponible permitirían mayor instalación de capacidad de almacenamiento por bombeo
- i. **Distancia a Subestación** (Km). Distancia de los puntos de referencia (montañas) a las subestaciones. A menor distancia, mayor atractivo
- j. **Consumo de agua** (Km). Si se planea instalar una planta desalinizadora, podría suministrarse de agua a los centros de demanda de este recurso. A menor distancia, mayor atractivo
- k. **Tarifas de Agua** (MXN/m^3). Tarifas altas indican una mayor oportunidad para la instalación de una planta desalinizadora para facilitar la disponibilidad de agua

2. Terreno

- a. **Altura de la montaña** (m). La altura de la montaña daría mayor potencial de generación de energía eléctrica
- b. **Orografía de la montaña** (planicie, Si / No). La cima de la montaña debe tener una superficie que facilite la construcción de la planta
- c. **Distancia al mar** (m). Distancia de los puntos de referencia (montañas) al mar. A menor distancia, mayor atractivo
- d. **Radiación Solar** ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$). Zonas con mayor irradiación solar permitirán mayor generación solar para el bombeo de agua e inyección a la red
- e. **Zonas Núcleo** (Km). La planta no puede ser instalada en una Zona Núcleo, debido a que son áreas exclusivas dedicadas a la conservación e investigación. A mayor cercanía, menor atractivo.
- f. **Núcleos Agrarios** (Km). Áreas prioritarias para Asentamientos humanos, parcelas y de uso común. Preferentemente, no debe instalarse en estas zonas) A mayor cercanía, menor atractivo.
- g. **Áreas Naturales Protegidas** (ANP, Si / No). Preferentemente, la planta no debe ser instalada en un ANP. Si el área propuesta es demasiado atractiva, se podría pedir una autorización para el desarrollo de la obra según el art. 88 de la LGEEPA en materia de ANP

A partir de los parámetros elegidos, se fijaron los ponderadores con base en cuatro escenarios, buscando que la instalación cumpla con distintos objetivos.

Tabla 8.7 Descripción de Escenarios para análisis de almacenamiento hidro

Escenario	Nombre	Descripción
1	Ubicar centrales cerca de las zonas de mayor demanda	Se propuso un modelo con un mayor incremento en los parámetros de distancias a la demanda, subestaciones y generación, así como la capacidad de generación. Se les asignó un peso medio a las zonas núcleo y ANPs.
2	Facilitar la sustitución de generación fósil	Para promover el uso de energías limpias se contempló como opción la sustitución o soporte a las centrales de generación fósil que se encuentran ubicadas en BCS.
3	Habilitar de nueva generación limpia	Se les asignó un mayor peso a los proyectos potenciales de generación limpia para promover y adaptar la tecnología hidro por bombeo para estas plantas.
4	Lograr mayor economía de escala en centrales solar FV + hidro por bombeo	Debido a la regionalización de los consumos y centrales de generación, se tomaron en cuenta con mayor peso los parámetros de terreno como altura, cercanía al mar y las ANPs.

De los resultados obtenidos, se localizaron 16 zonas potenciales para la instalación de plantas de almacenamiento por bombeo, de las cuales obtuvieron mejores resultados las ubicadas en: Los Tules, San José, Rofomex y San Pedro.

Tabla 8.8 Top 4 de Zonas Potenciales evaluadas por escenarios

Zona	Nombre	Escenario ₁	Escenario ₂	Escenario ₃	Escenario ₄	Promedio
7	Los Tules	58.48%	63.04%	46.72%	55.03%	55.82%
14	San José del Cabo	55.06%	56.14%	55.46%	53.51%	55.04%
10	Rofomex	55.05%	54.29%	47.81%	53.68%	52.71%
12	San Pedro	55.85%	56.83%	46.03%	47.57%	51.57%

Gráfico 8.11 Sitios Potenciales para Almacenamiento Hidro



Para lograr el objetivo de sustituir la generación fósil en el estado, se necesitaría instalar hasta 678 MW de almacenamiento por bombeo para cubrir la demanda y también, disminuir los PML en BCS. La instalación de almacenamiento requiere de la instalación de 2,260 MW en tecnología Solar FV para incrementar el parque de generación por fuentes limpias y la operación del sistema de bombeo necesario.

8.3 Evolución planteada por escenarios.

Los escenarios propuestos se caracterizan por la adición de energía limpia, energía convencional, almacenamiento por bombeo y el retiro de capacidad instalada descrito en el plan de adición y retiro de plantas descrito por el PRODESEN 2017-2031. Con base en ello, se trazó una línea de desarrollo dando prioridad a un crecimiento sustentable garantizando el aprovechamiento del potencial de energía renovable y asegurando el abasto de la energía en todo momento. A partir de la proyección del PRODESEN

y las propuestas de adición de almacenamiento por bombeo, se han planteado 5 escenarios que incluyen todos ellos la misma proyección, pero tratando de manera independiente las siguientes tres variables:

1. Escenario PRODESEN 2017-2031: Adiciones y retiros según el PIIRCE⁵⁹
2. Escenario BAU: Entradas de fuentes fósiles PRODESEN 2017-2031
3. Escenario Interconexión: Escenario BAU más la entrada de interconexión con el SIN en 2021
4. Escenario Almacenamiento por Bombeo (Hidro): Reducción de fuentes fósiles y adición gradual de plantas de almacenamiento por bombeo hasta por 281 MW y 678 MW y generación Solar FV
5. Escenario Hidro más Interconexión: Escenario Interconexión más un incremento de capacidad por almacenamiento por bombeo hasta por 158 MW y generación Solar FV

Estos escenarios permiten cuantificar exactamente los costos y beneficios de la entrada de energías limpias, los costos y beneficios asociados al cable y al almacenamiento por bombeo en BCS.

Premisas conceptuales de estabilidad en el sistema de BCS

Como ya se mencionó, el sistema de BCS requiere de ciertas consideraciones que garanticen su estabilidad; es decir, su capacidad para satisfacer en todo momento la demanda con un margen de reserva ante cualquier eventualidad. Si bien es cierto que sería deseable que toda la demanda fuera atendida con fuentes renovables o limpias, éstas, en su mayoría, son **intermitentes**. Dado que la demanda requiere ser atendida en tiempo real, lo que causa fluctuaciones en la generación, el suministro tiene que hacerse con fuentes que puedan ajustarse hacia arriba y hacia abajo en la magnitud de energía que inyectan al sistema. Esta cualidad se denomina **flexibilidad**.

No todas las fuentes tienen que ser flexibles ya que parte de la demanda es constante (DB). La demanda eléctrica que se ubica por debajo de la demanda mínima coincidente (D_{min}) es una cantidad de energía que se consume de manera permanente; es decir, 24 horas los 365 días del año. Esta demanda mínima nunca cesa y, por lo tanto, puede ser atendida con capacidad flexible o constante a la que llamaremos capacidad **Base** (CB). Por lo anteriormente descrito, la capacidad base no puede ser mayor que la demanda mínima del sistema; es decir:

$$CB < D_{min}$$

Ecuación 1.

La capacidad intermitente (CI) puede formar parte de la matriz siempre que sea respaldada por otra flexible que pueda generar electricidad cuando la intermitente no lo haga. Por ello, la capacidad intermitente instalada no debe superar a la capacidad flexible (CF):

$$CI < CF$$

Ecuación 2

⁵⁹ PIIRCE: Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas; no incluye interconexión

Las fuentes renovables intermitentes generan en función de la disponibilidad de su energético primario (irradiación solar, viento, etc.) por lo que, si en un momento determinado la generación intermitente no es capaz de satisfacer la demanda, las fuentes flexibles deben entrar a hacerlo. Del mismo modo, las flexibles deben dar paso a las intermitentes cuando éstas sean capaces de suministrar la energía limpia y de bajo costo que producen para el sistema. Para que el sistema sea robusto, estable y capaz de atender la demanda en todo momento, la capacidad base y la flexible (CB + CF) no solo debe igualar a la Demanda Máxima, sino que además necesita tener un cierto margen de reserva.

El margen de reserva operativo (MRO) es un concepto de gran importancia para la operación y despacho en los sistemas eléctricos de potencia. Dicho margen representa la capacidad de generación que se tiene disponible para cubrir, en un momento dado, la demanda de energía eléctrica y cubrir desbalances entre la demanda y la generación. Es el ajuste fino para empatar la oferta con la demanda en tiempo real.

Existen dos tipos de reserva de generación, la rodante (RR) y la fría (RF). La RR es la diferencia entre la capacidad de generación de las unidades sincronizadas al sistema eléctrico de potencia y su generación actual. La RF es la capacidad de generación de las unidades que en un momento dado no se encuentran generando, pero están disponibles para ser sincronizadas en un tiempo determinado. El Margen de Reserva Operativo (MRO%) es un índice que considera la RF y la RR con respecto a la Demanda en Tiempo Real (DTR) y es calculado con base en la siguiente fórmula:

$$MRO\% = \frac{RR + RF}{DTR} \times 100$$

Ecuación 3

En este estudio se considera un MRO% equivalente al 10% de la DTR que, para efectos de la proyección de la matriz de generación, se representa sumada a la Demanda Máxima (D_{max}). De esta manera, otra restricción para la matriz es:

$$D_{max} + MRO\% < CB + CF$$

Ecuación 4

En general, se puede considerar a toda la capacidad de almacenamiento energético renovable como parte de la capacidad flexible, por ejemplo, el almacenamiento hidráulico, el uso de baterías, la producción de hidrógeno, la interconexión a otro sistema renovable, o cualquier otra vía que resulte económica y medioambientalmente viable. En este sentido, la capacidad flexible CF es la suma de la CF de generación (CFg) más la capacidad energética almacenada (CA):

$$CF = CFg + CA$$

Ecuación 5

La CA podría alimentarse de energía intermitente cuando ésta genere una cantidad de energía superior a la CF, es decir, cuando la CI inyecte una mayor cantidad de energía a la DTR, el excedente podría enviarse al almacenamiento. La CI destinada para almacenar (CI_a) multiplicada por su factor de planta (FP), menos las pérdidas por transformación energética, podría igualar a la CA.

$$CI_a = \frac{CA}{FP} + \text{perdidas}$$

Ecuación 6

La CA puede alimentarse con otras fuentes de generación distinta a las intermitentes; sin embargo, la existencia de una cierta CA abre la posibilidad de incrementar significativamente la presencia de fuentes limpias en la matriz de generación.

Conceptualización de otros beneficios asociados al proyecto de interconexión.

La alternativa del PRODESEN 2017-2031 para el estado de Baja California Sur representa diferentes beneficios si se le compara con la situación actual. Estos beneficios, a lo largo de este capítulo, serán definidos y cuantificados en dos vertientes:

1. Reducir la participación de diésel y combustóleo en el mix eléctrico del estado por medio de dos estrategias:
 - a. importando energía de otro nodo donde se genere con gas natural, e
 - b. incrementando la participación de energías limpias.
2. Reducir los costos y del Precio Marginal Local de Baja California Sur.

No obstante, lo anterior, el proyecto del cable submarino entraña otros beneficios tales como:

1. un suministro de electricidad seguro y a buenos precios que permitiría desarrollar toda la actividad minera que se ha visto coartada por los altos costos de la energía en Mulegé;
2. desarrollar toda la capacidad eólica que hay en Bahía Concepción y que actualmente no podría ser evacuada;
3. desarrollar toda la capacidad solar de bajo riesgo de huracanes que hay en el lado noreste del estado y que actualmente no podría ser evacuada; y
4. abrir la posibilidad, eventualmente, a la exportación de energía limpia desde BCS al SIN.

Conceptualización de beneficios asociados a la propuesta de instalación de almacenamiento por bombeo

La propuesta de instalación de almacenamiento por bombeo, representa beneficios asociados a la estabilidad del sistema eléctrico de BCS mediante la instalación de capacidad de almacenamiento, abriendo la oportunidad a una mayor instalación de energías de fuentes limpias y reduciendo las emisiones contaminantes debido a la generación por fuentes fósiles y disminuyendo de igual manera los elevados Precios Marginales Locales provocados por los altos costos de los combustibles utilizados.

Actividad minera

Mulegé es responsable del 8% del consumo eléctrico del estado, el cual es mayoritariamente por la actividad minera. Los altos costos de la energía han desincentivado el desarrollo de esta industria, lo que en algunos casos ha incentivado la cogeneración y el autoabastecimiento intentando encontrar precios más competitivos⁶⁰.

⁶⁰ Tal es el caso de la planta de cogeneración de El Boleo.

Energía Intermitente Eólica

La energía eólica no ha sido explotada en BCS. Actualmente sólo existe una planta, Central Guerrero Negro de CFE, con una capacidad instalada de prácticamente cero (0.6 MW). Con la información disponible actualmente, sabemos que la CRE no ha otorgado⁶¹ ningún otro permiso para instalar esta tecnología en BCS. Sin embargo, sí existe al menos un proyecto en la localidad de Matancitas, en el municipio de Comondú, en el centro oeste del estado, que de acuerdo con su manifestación de impacto ambiental pretende una capacidad total de 20 MW. También existe un proyecto al norte de La Paz, propuesto por Energía Veleta, que aprovecharía el viento “Coromuel” mencionado antes, con una capacidad de 50 MW que no ha sido autorizado por el CENACE, y que vendría a ser un contribuyente muy significativo para limpiar la matriz energética del estado.

Gráfico 8.12 Zonas con Potencial Eólico y su Interconexión Eléctrica



Según el atlas de zonas con potencial de energías limpias (AZEL publicado por SENER, 2016), la zona de mayor potencial eólico está en el municipio de Loreto, al sur de Bahía Concepción, así como en el municipio de Mulegé, en la zona de las Tres Vírgenes. Sin embargo, estas zonas de alto potencial eólico no se explotan como consecuencia de no haber línea de transmisión para evacuar la energía ni una población suficiente para consumirla localmente. A este respecto, **se ha identificado como una obra de infraestructura muy deseable el interconectar las regiones de transmisión de Mulegé y Villa Constitución** pasando por las zonas de alto potencial eólico anteriormente descritas⁶².

Energía Intermitente Solar

El potencial solar de BCS es uno de los más altos del país, por lo que la generación fotovoltaica (PV) es una alternativa excepcionalmente buena para abastecer la demanda de electricidad. Sin embargo, requiere

⁶¹ Información actualizada por la CRE el 30 de Junio de 2016.

⁶² Más adelante veremos que estas zonas además tienen potencial solar y geotérmico con un riesgo a huracanes menor al de la zona sur de la península.

de ciertas consideraciones técnicas y de seguridad frente a huracanes de las que se habló anteriormente. Los permisos otorgados por la CRE suman 354.5 MW, de los cuales 31 MW fueron instalados, pero sufrieron daños por el huracán Odille, tal como se mencionó antes⁶³. 126.7 MW todavía siguen pendientes.

Si bien es cierto que el mayor potencial solar está en la costa del Pacífico, Bahía de Concepción, que se encuentra en la costa del Mar de Cortés, tiene un atractivo potencial solar con un menor riesgo asociado a huracanes comparado con el que existe en la costa del Pacífico, los cuales son fenómenos meteorológicos cíclicos y muy relevantes para la vida de BCS.

Como se mencionó en el apartado anterior, la suma de la capacidad solar y eólica no debe superar la capacidad flexible CF (fósil + limpia) salvo que ocurra la interconexión con el SIN, en cuyo caso la capacidad intermitente podría crecer mucho más.

Exportación de energía limpia

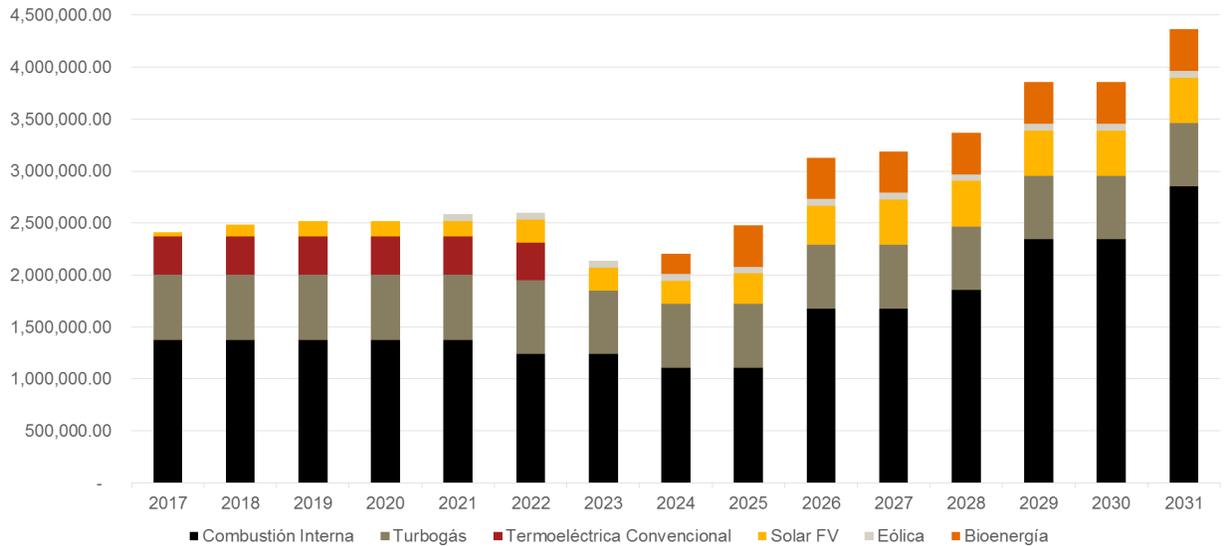
La capacidad de generación limpia del estado podría crecer, como se mencionó en el punto anterior, de manera muy significativa posterior a la interconexión. La generación intermitente podría llegar a tener incluso un superávit y exportar en ciertos momentos al continente, reduciendo así el Precio Marginal Local (PML).

⁶³ 30 MW de los que figuran en operación son de la Planta del permisionario Servicios Comerciales de Energía, S. A. de C. V. conocida como Aura Solar que está fuera de operación tras el huracán Odile.

Escenario 1: BAU

En este escenario se presentan las adiciones y retiros planteados en el PIIRCE para el Sistema de BCS. En él, se muestra la entrada de tecnologías de generación limpia y de tecnologías fósiles, sin incluir la capacidad de interconexión como se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 8.12 Evolución de la Generación con Capacidad Instalada del Escenario BAU, MWh



CC	Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Turbogás	633	633	633	633	633	707	611	611	611	611	611	611	611	611	611
	Combustión Interna	1371	1371	1371	1371	1371	1240	1240	1109	1109	1677	1677	1855	2343	2343	2851
	Solar FV	42	116	151	151	151	221	221	221	294	378	438	438	438	438	438
	Eólica	-	-	-	-	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
	Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-	199	399	399	399	399	399	399	399
	Total	2,047	2,121	2,156	2,156	2,222	2,234	2,138	2,206	2,477	3,130	3,190	3,368	3,855	3,855	4,364

En este caso la penetración de generación de energía eléctrica por fuentes limpias representa un 23% en 2030, del total correspondiente al Sistema de BCS.

CapEx y OpEx asociados al escenario BAU

El CAPEX necesario en el intervalo de tiempo prospectivo, considerando la capacidad nueva, sería de aproximadamente de \$969.2 millones de USD en valor presente.

El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$372 millones de USD en valor presente.

En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

Tabla 8.8 Costos asociados a las diferentes tecnologías de generación

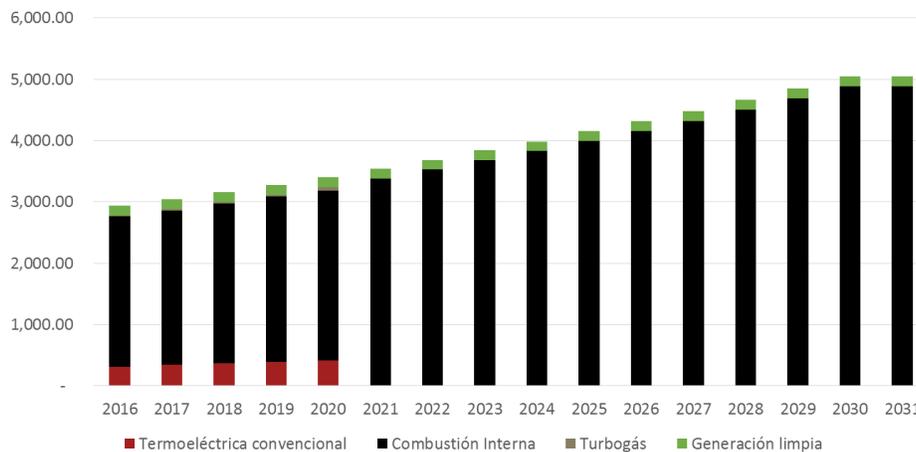
Fuente. COPAR 2015, actualizados al 2016 y promediados según capacidad de cada caso.

Tecnología	Combustible	Eficiencia Neta (%)	Heat Rate (MMBTU/KWh)	Costo O&M (USD/MWh)	CapEx (MUSD/MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	50%	0.0069	6.715	\$ 0.96
Termoeléctrica	Combustóleo	35%	0.0098	9.4271	\$ 1.61
Termoeléctrica	Gas Natural	35%	0.0098	9.4271	\$ 1.47
Turbogás	Diésel	38%	0.0091	21.4	\$ 0.89
Turbogás	Gas Natural	34%	0.0100	12.5547	\$ 1.06
Combustión Interna	Combustóleo	43%	0.0079	13.9349	\$ 3.07
Combustión Interna	Gas Natural	43%	0.0079	13.9349	\$ 2.89
Geotérmica	Vapor Geotérmico	17%	0.0196	13.7763	\$ 1.86
Cogeneración	-	35%	-	19.7984	\$ 1.03
Eólica	Viento	-	-	7.8326	\$ 1.55
Solar FV	Sol	-	-	11.1278	\$ 1.53
Biomasa	Residuos Sólidos Urbanos	30%	-	6.715	\$ 3.35
Carboeléctrica	-	40%	0.0086	7.9284	\$ 1.40
Nuclear	Uranio	34%	0.0102	15.0749	\$ 3.92

Escenario 2. BAU (FÓSIL)

Este escenario es el punto de referencia desde el cual compararse. Aquí se presenta exclusivamente la evolución de la capacidad flexible fósil sin incluir la entrada de energías limpias ni la interconexión (ésta se analiza en los otros escenarios) y correspondería, aproximadamente, a continuar como se ha procedido hasta el día de hoy, por lo que se le asigna el nombre de *Business as usual* (BAU fósil). La generación estimada con la capacidad instalada (solamente de tecnologías fósiles) propuesta en el PRODESEN 2017-2031 se muestra en el 8.12.

Gráfico 8.12 Evolución de la Generación con Capacidad Instalada del Escenario BAU, MWh



Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Termoeléctrica convencional	342.31	364.19	397.03	410.56	7.86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	2,519.44	2,615.40	2,689.01	2,771.26	3,374.31	3,528.56	3,680.52	3,828.59	3,994.60	4,160.32	4,323.81	4,507.82	4,693.29	4,884.66	4,884.66
Turbogás	23.32	17.15	30.83	61.06	-	-	-	0.10	0.00	-	-	-	-	-	-
Generación limpia	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74	158.74

Fuente. Elaboración propia con información de PRODESEN 2017-2031

Este escenario simula lo que ocurriría en el caso de no meter capacidad limpia ni interconectar a BCS con el SIN. En este caso, la generación limpia sería la potencialmente posible con la capacidad instalada actual (Solar FV). Como se muestra en la Figura 8.12, para 2031 se tendría una generación de 1.2% con energía limpia, de 98.8%energía fósil.

CAPEX y OPEX asociados al escenario BAU (fósil).

El CAPEX necesario en el intervalo de tiempo prospectivo, considerando la capacidad nueva, sería de aproximadamente de \$248.34 millones de USD en valor presente.

El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$392.5 millones de USD en valor presente.

En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

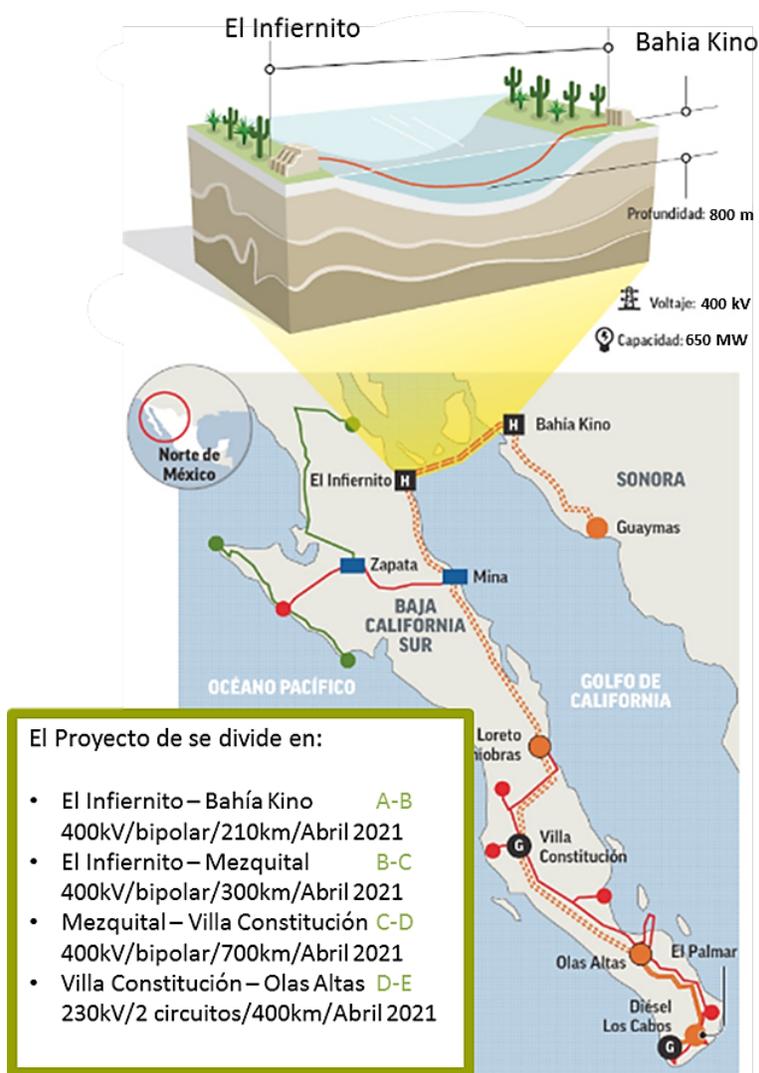
Escenario 3: Interconexión

El escenario de cable propuesto en el PRODESEN 2017-2031 considera la instalación de 1,812 km de líneas de transmisión para la interconexión de BCS con el resto del SIN en 2021, tal como se muestra en la 8.3. En este escenario se considera la misma capacidad instalada del Escenario BAU, pero se considera una importación neta del SIN a BCS tal que parte de la demanda de energía requerida sea cubierta por la energía importada a través del cable, con la posibilidad de poder exportar la energía renovable excedente que se pudiera generar en la península y las adiciones de generación por fuentes limpias.

Como se ha mencionado a lo largo de este documento, la zona de Tres Vírgenes y Bahía Concepción tiene un gran potencial renovable inexplorable actualmente como consecuencia de la falta de infraestructura que permita evacuar la energía que podría generarse con fuentes renovables. El proyecto de interconexión descrito para este escenario podría hacerse por etapas uniando primero Mulegé con Villa Constitución, después Villa Constitución con La Paz, luego La Paz con Los Cabos y finalmente el cable submarino entre El Infiernillo y Bahía Kino. Esto permitiría realizar inversiones parciales que podrían irse amortizando con la evacuación y transmisión de la generación renovable que hoy está desaprovechada.

Considerando el crecimiento prospectivo de la demanda máxima integrada del sistema y el ritmo de penetración de otras tecnologías de generación proyectadas en el PRODESEN 2017-2031, la interconexión del sistema aislado debe realizarse a más tardar en 2023, ya que de no hacerse, es probable que la demanda máxima del verano de 2023 no pueda ser abastecida con la capacidad instalada si se considera la deficiencia generalizada en el sistema de transmisión y distribución del estado, poniendo en riesgo la continuidad del servicio.

Gráfico 8.13 Diagrama de Interconexión a continente por etapas



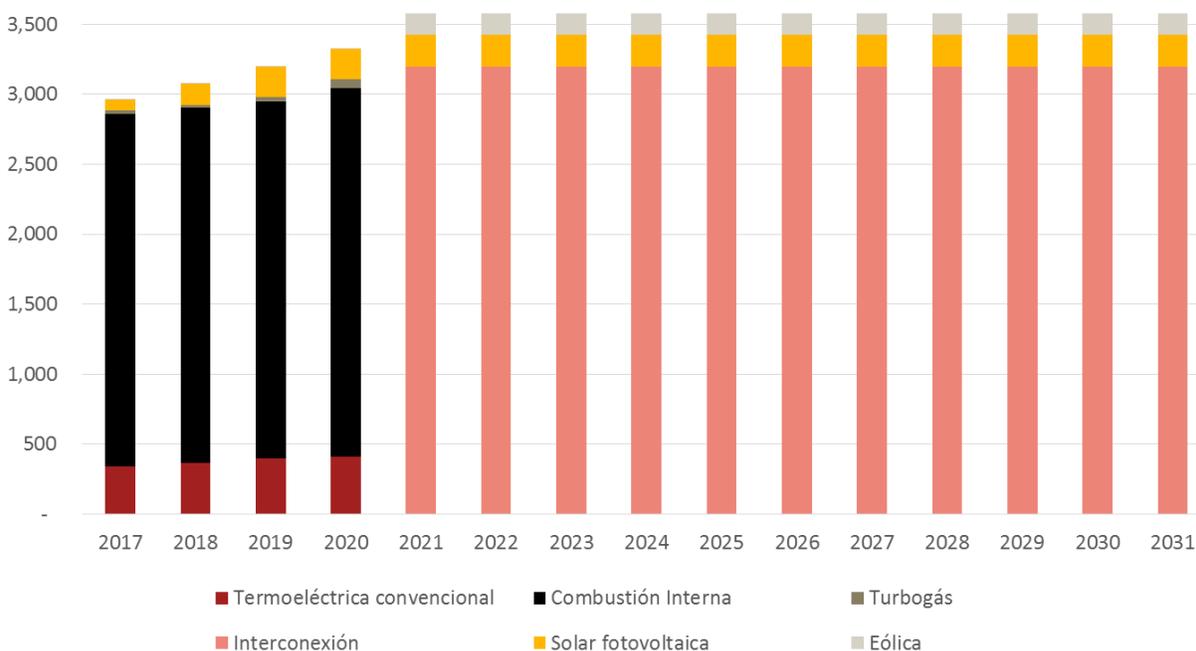
Fuente: SENER 2015

Como ya se ha dicho, la generación eléctrica en BCS es a base de combustibles líquidos (diésel y combustóleo) siendo estas tecnologías⁶⁴ contaminantes, ineficientes y muy costosas⁶⁵. No obstante, estas tecnologías ofrecen al sistema una ventaja en el ámbito de la flexibilidad y prontitud con la que pueden aumentar o disminuir su generación en función de la demanda. Por ello, desinstalar estas tecnologías conservando al mismo tiempo la flexibilidad del sistema puede lograrse si el cable de interconexión tiene la capacidad de suministrar la energía base flexible necesaria. El desarrollo de la capacidad instalada a través del periodo prospectivo se muestra en el 8.14, donde la interconexión se consume en 2021.

⁶⁴ Mayoritariamente se trata de termoeléctricas convencionales (16%), Turbogás (42%) y combustión interna (38%)

⁶⁵ Tanto en sus gastos de capital (CAPEX) como en los de operación y mantenimiento (OPEX) puesto que usan un energético primario que es caro en términos energéticos [\$/MMBTU].

Gráfico 8.14 Evolución de la generación con la capacidad instalada del Escenario Interconexión, MWh



Tecnología	GWh														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Termoelectrica convencional	312.95	342.31	364.19	397.03	410.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	2,452.53	2,519.35	2,539.64	2,550.09	2,632.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbogás	12.66	23.32	17.15	30.83	61.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interconexión	-	-	-	-	-	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08
Solar FV	78.31	78.31	154.08	217.23	217.23	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86	229.86
Eólico	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52	150.52
Geotérmica	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64	78.64

*El ritmo de salida de plantas fósiles consideradas en este escenario difiere del propuesto por la SENER en el PRODESEN 2017-2031. Fuente. Elaboración propia

CAPEX y OPEX asociados al escenario Interconexión.

El CAPEX necesario en el intervalo de tiempo prospectivo, considerando la capacidad nueva, como se mencionó anteriormente, sería aproximadamente de \$691.24 millones de USD en valor presente. Los \$443 millones de USD adicionales respecto al escenario anterior (BAU) son consecuencia exclusiva de la puesta en marcha del cable de interconexión de BCS al SIN y la adición de plantas de generación limpia.

El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$177.5 millones de USD en valor presente. En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

Para el cálculo del costo de la energía importada del SIN se consideró una pérdida del 10% en la transmisión desde el nodo de Hermosillo hasta Los Cabos. Adicionalmente, se consideró un costo de

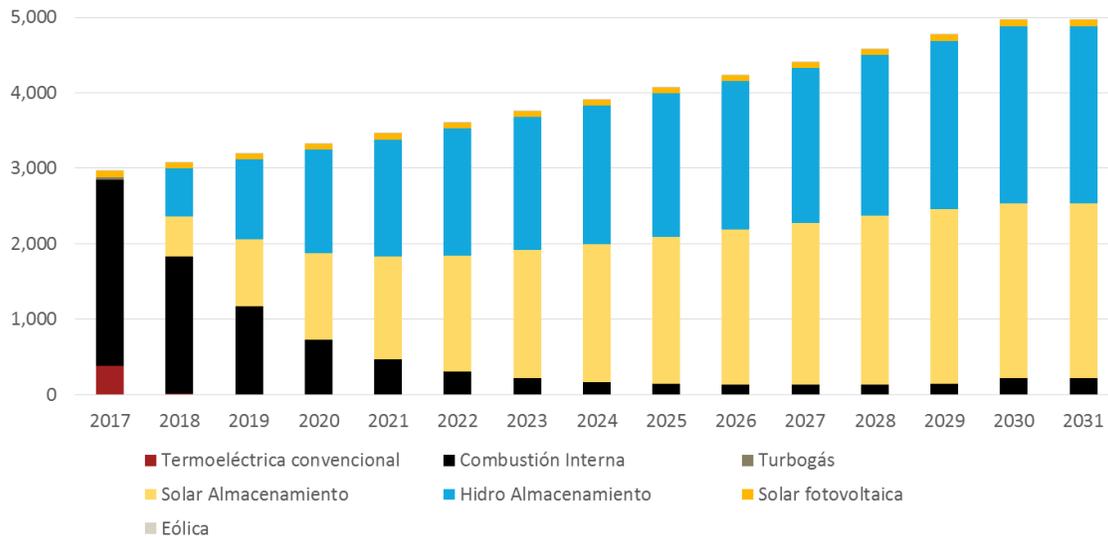
porteo del 5% sobre el valor de la energía. En realidad, a este 5% se le tendría que añadir el costo de recuperación de la inversión original (CAPEX), pero dado que ese costo ya está incluido, en este análisis se ha despreciado.

Escenario 4: Almacenamiento Hidro

Cómo ya se ha mencionado anteriormente, la propuesta de almacenamiento por bombeo para el Sistema Aislado de BCS ayudaría a reducir los costos de los PML y brindar la oportunidad a la mayor instalación de generación por fuentes limpias al estado.

Este escenario contempla la instalación gradual de plantas de almacenamiento por bombeo hidráulico de manera gradual hasta por 678 MW, 2,210 MW de generación Solar FV y la adición de 50 MW eólica. Estas adiciones son benéficas al Sistema de BCS debido a que se estarían reduciendo las emisiones provenientes de la generación fósil.

Gráfico 8.15 Evolución de la generación con la capacidad instalada del Escenario Hidro, MWh



Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Solar fotovoltaica	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31
Eólica	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78
Hidro Almacenamiento	-	637.54	1,062.56	1,366.89	1,555.93	1,684.10	1,769.92	1,834.50	1,906.50	1,977.55	2,052.56	2,136.81	2,229.48	2,347.02	2,347.02
Solar Almacenamiento	-	531.74	886.23	1,152.10	1,364.79	1,542.04	1,693.96	1,826.90	1,945.06	2,051.41	2,148.09	2,236.71	2,318.52	2,318.52	2,318.52
Termoelectrica convencional	376.00	7.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	2,475.04	1,821.59	1,167.45	724.14	462.34	302.43	217.52	166.15	142.64	130.75	126.17	131.83	144.02	219.91	219.91
Turbogás	33.49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

CAPEX y OPEX asociados al escenario Hidro.

El CAPEX necesario, considerando la capacidad nueva, como se mencionó anteriormente, sería aproximadamente de \$1,499.3 millones de USD en valor presente.

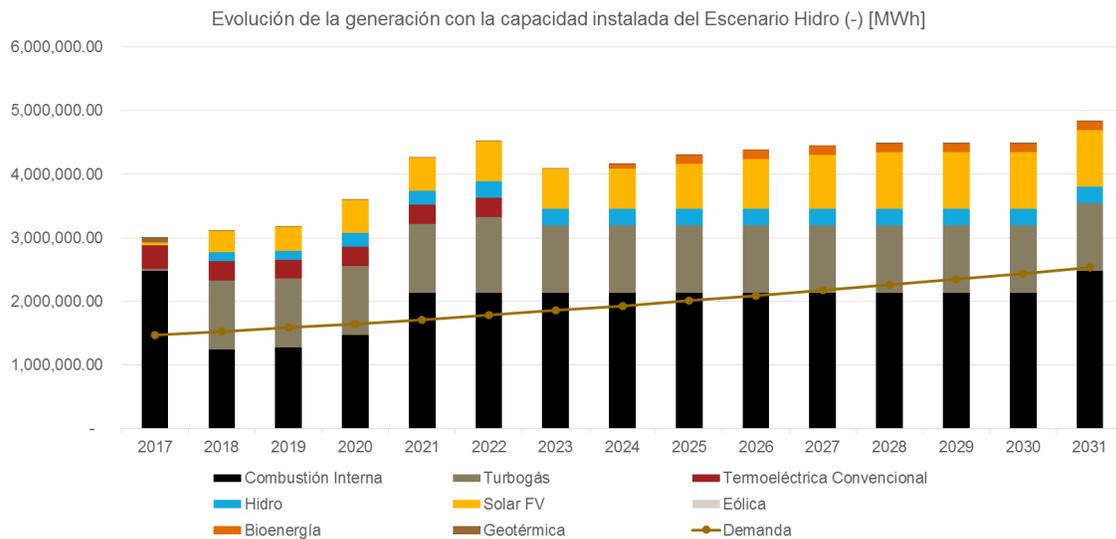
El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$234 millones de USD en valor presente.

En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

Escenario 5: Almacenamiento Hidro (-)

Adicional a este escenario, se realizó otro análisis “Hidro (-)”, con una adición al Sistema de hasta 281 MW de Almacenamiento por bombeo y 935 MW de Solar FV.

Gráfico 8.16 Evolución de la generación con la capacidad instalada del Escenario Hidro (-), MWh



Tecnología	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Solar fotovoltaica	78.31	41.60	58.65	58.65	58.65	72.29	72.29	72.29	86.96	107.42	116.29	116.29	116.29	116.29	116.29
Eólica	1.78	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Hidro Almacenamiento	-	143.57	143.57	215.35	215.35	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21	263.21
Solar Almacenamiento	-	223.14	223.14	371.90	371.90	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23	406.23
Geotérmica	78.64	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37	13.37
Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-	69.20	138.39	138.39	138.39	138.39	138.39	138.39	138.39
Termoeléctrica convencional	376.00	296.52	296.52	296.52	296.52	296.52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	2,475.04	1,242.28	1,269.43	1,472.82	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,135.78	2,482.52
Turbogás	33.49	1,087.55	1,087.55	1,087.55	1,087.55	1,195.41	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54	1,058.54

CAPEX y OPEX asociados al escenario Hidro (-)

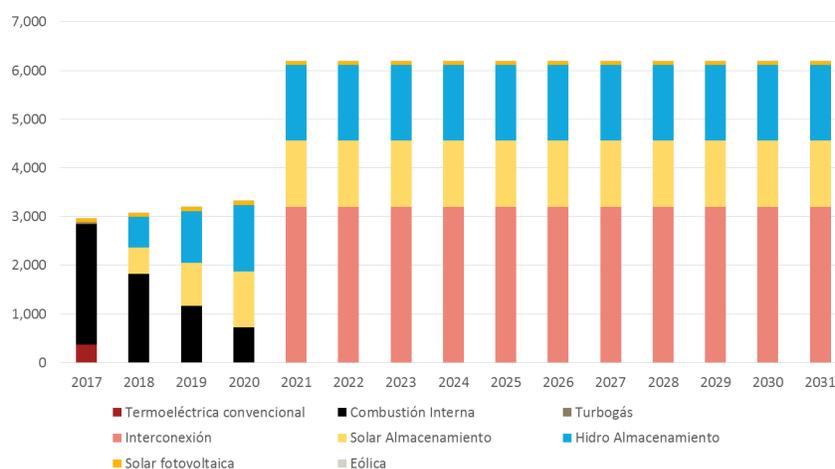
El CAPEX necesario, considerando la capacidad nueva, como se mencionó anteriormente, sería aproximadamente de \$575.99 millones de USD en valor presente. El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$505.14 millones de USD en valor presente. En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

Almacenamiento Hidro + Interconexión

Este escenario, es igual al de interconexión añadiendo almacenamiento por bombeo de manera gradual hasta por 337 MW. Este escenario se ideó de manera introductoria del almacenamiento en el estado sin retirar el proyecto de interconexión al SIN.

Este escenario daría mayor flexibilidad de generación debido a que se podría considerar la interconexión como base y regular la generación en el estado por medio de las fuentes flexibles, aprovechando la capacidad de almacenamiento.

Gráfico 8.17 Evolución de la generación con la capacidad instalada del Escenario Hidro + Interconexión, MWh



Tecnología	GWh														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Solar fotovoltaica	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31	78.31
Eólica	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78	1.78
Hidro Almacenamiento	-	637.54	1,062.56	1,366.89	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93	1,555.93
Solar Almacenamiento	-	531.74	886.23	1,152.10	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79	1,364.79
Termoeléctrica convencional	376.00	7.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	2,475.04	1,821.59	1,167.45	724.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbogás	33.49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interconexión	-	-	-	-	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08	3,195.08

CAPEX y OPEX asociados al escenario Hidro + Interconexión.

El CAPEX necesario, considerando la capacidad nueva, como se mencionó anteriormente, sería aproximadamente de \$1,386 millones de USD en valor presente.

El OPEX de la capacidad de generación instalada y por instalar sería de \$198 millones de USD en valor presente.

En la Tabla 8.8 se resumen los valores necesarios para estimar el costo de la operación y mantenimiento tanto de la componente de combustibles (valor necesario para estimar el PML) como el costo variable de personal, seguros, mantenimiento, refacciones, etcétera.

8.4 Principales características técnicas y económicas de los escenarios analizados

Resumen de Costos

A modo de resumen, en la 8.9 se muestran los costos asociados a cada escenario.

Tabla 8.9 Resumen de costos por escenario, Millones de USD

CAPEX+OPEX (Valor Presente)

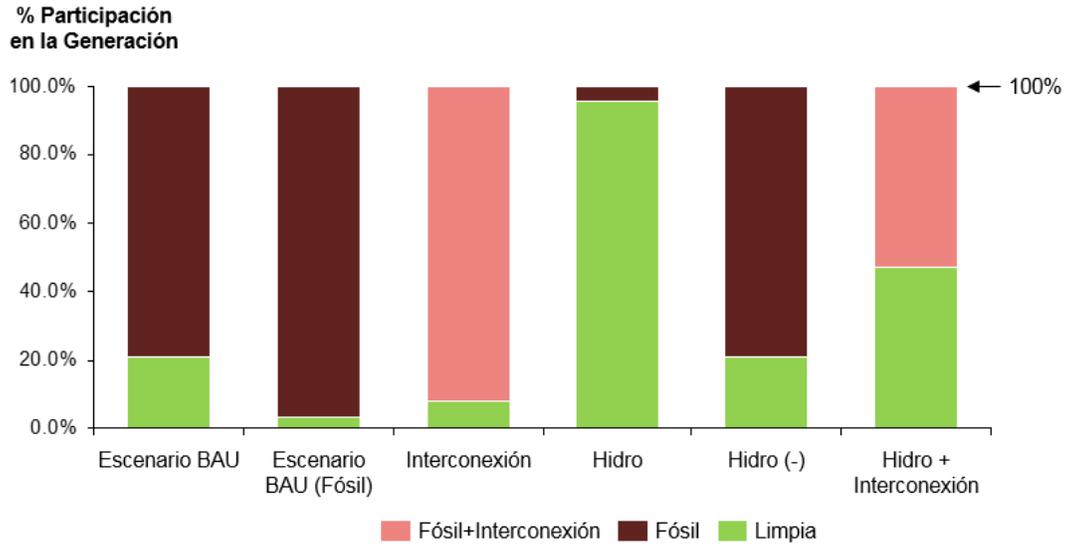
Escenario	CAPEX	OPEX	Total [Millones USD] en Valor Presente
BAU	\$ 969.2	\$ 372.02	\$ 1,341.22
BAU (Fósil)	\$ 248.3	\$ 392.49	\$ 640.79
Interconexión	\$ 691.2	\$ 177.47	\$ 868.68
Hidro	\$ 1,499.3	\$ 233.95	\$ 1,733.25
Hidro (-)	\$ 575.99	\$ 505.14	\$ 1,081.13
Hidro + Interconexión	\$ 1386.0	\$ 197.98	\$ 1,583.98

Fuente. Elaboración propia

Resumen de Emisiones

Los cinco escenarios presentados muestran, al final del periodo prospectivo, una participación en la generación con combustibles líquidos diferente, tal como se resume en el Gráfico 13. En cuanto al factor de emisiones, es intuitivo suponer que las emisiones se reducen sustancialmente frente a los dos eventos descritos. Tanto la penetración de mayor generación limpia como la importación de energía eléctrica de otro nodo que cuenta con gas natural aportan importantes mejoras, así como la propuesta de almacenamiento. El capítulo 4 de este estudio profundizará en cómo se obtuvieron y calcularon los valores presentados en la Tabla 10 como resumen.

Gráfico 8.18 Comparativa de proporciones de generación por fuente por escenario a 2031



Fuente. Elaboración propia

Tabla 8.10 Comparativa de emisiones por escenario a 2031

Escenario	Kton CO ₂ eq
BAU	3,500.19
BAU (Fósil)	3,380.19
Hidro	152.18
Hidro (-)	2,323.39
Interconexión	1,463.35
Hidro + Interconexión	1,463.35

Fuente. Elaboración propia con datos del PRODESEN 2017-2031

Estimación del PML

De conformidad con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 3, el Precio Marginal Local (PML) se define como el “Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”.

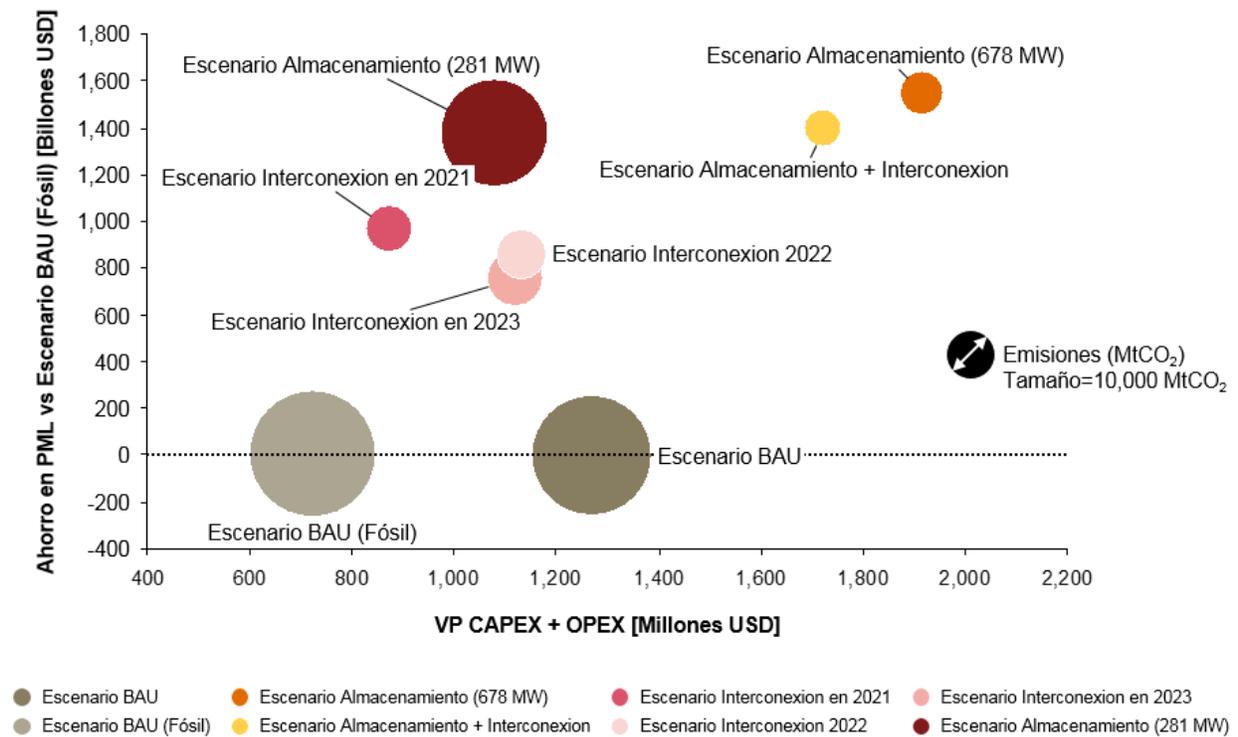
Tabla 8.11 Estimación de PML para los diferentes escenarios propuestos

Escenario	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Escenario BAU (Fósil)	131	150	166	185	112	98	100	106	104	107	109	111	113	115	115
Escenario BAU	131	150	166	185	112	98	100	106	104	107	109	111	113	115	117
Escenario Interconexion	131	150	166	185	112	98	38	39	40	40	40	41	40	40	40
Escenario Hidro	133	84	83	80	74	63	50	44	40	38	38	38	40	49	49
Escenario Hidro (-)	133	84	83	80	74	63	50	44	40	38	43	47	54	68	79
Escenario Hidro + Interconexion	133	84	83	80	36	37	38	39	40	40	40	41	40	40	40

Fuente: Análisis Strategy&

El PML aquí estudiado representa el costo del promedio ponderado al que se cotizaría la componente de energía bajo las reglas del MEM en las 3 regiones de transmisión presentes en el Sistema Aislado de BCS (Villa Constitución, La Paz y Los Cabos) en periodos de un año. Estos precios se construyeron a partir de un modelo⁶⁶ que considera el costo variable de generación (componente de combustible) de la última tecnología en ser despachada.

Gráfico 8.19 Comparación de ahorro en PML y costos respecto al Escenario BAU (Fósil)



Fuente: Elaboración Propia

⁶⁶ Modelo desarrollado por Strategy&.

El escenario que muestra un balance entre la mitigación de emisiones y bajos costos es el de Interconexión planeado en el 2021. En el caso que la línea pueda retrasarse, impactaría directamente sobre los costos de PML y requeriría mayores gastos de igual manera. En resumen, puede ser importante considerar los siguientes puntos:

- El mantener a BCS con la matriz de generación actual resulta el más barato de los escenarios debido a sus bajos costos de inversión, sin embargo, es el más contaminante e implicaría continuar con PML altos. La interconexión planeada en el 2021 es una alternativa para mejorar las condiciones de generación y consumo en el estado que amortiza en poco tiempo la onerosa inversión inicial, en caso de que el proyecto de interconexión se retrase (+1, +2 años), puede impactar significativamente sobre los costos, PML y emisiones.
- La propuesta de almacenamiento también arroja resultados positivos para el parque de generación en BCS, dando la oportunidad de la instalación de tecnologías de generación limpia o flexible, mejorando así los PML y reduciendo las emisiones de la zona, aunque representaría grandes costes de inversión para el estado.
- Sin menoscabo de la relevancia de la interconexión submarina, es urgente mejorar la capacidad de transmisión de la región e interconectar Mulegé con La Paz al tiempo de poder aprovechar el potencial eólico de Bahía Concepción y solar a lo largo de la península
- Si bien es cierto que el proyecto de interconexión representa muchas e incuestionables mejoras al sistema, también lo es que la capacidad instalada fósil debe ser suficiente como para cubrir la demanda aun sin existencia del cable, esto implica, inevitablemente, un incremento en el costo de la potencia que el usuario final tendrá que pagar como Demanda Facturable

Consideraciones Adicionales: El Estudio CENACE-NREL

Además de los escenarios discutidos aquí, ha habido otros estudios sobre la red de BCS con otros entornos energéticos y bajo diferentes premisas. Estos estudios fueron realizados por terceras partes no involucradas en el presente PSEBCS. Sin embargo, se considera necesario incluirlos porque aportan otros puntos de vista que enriquecen la discusión. Enseguida se describe un estudio llevado a cabo por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y por los Laboratorios Nacionales de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL)⁶⁷. Se titula “Estudio de Integración de Energías Renovables de Baja California Sur”.

Los resultados de este estudio fueron presentados el día 11 de diciembre de 2017, en la Primera Sesión Ordinaria del Consejo Consultivo para la Transición Energética, por parte del Ing. Eduardo Meraz Ateca, Director General del CENACE. El estudio tiene por objetivo “evaluar el impacto potencial en los costos de producción por la participación creciente de la energía eólica y solar en la operación aislada del sistema eléctrico de BCS para el año 2024”. El estudio se llevó a cabo partiendo de las siguientes premisas:

- Operación eléctrica aislada del resto del Sistema Eléctrico Nacional con demanda máxima de 484 MW.
- En operación una central eléctrica solar de 30 MW.
- Generación distribuida instalada de 10.9. Solicitudes por 13.8 MW.

⁶⁷ Disponible en

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/279719/4_Presentaci_n_1SO_CCTE_2017_081217.pdf

- Altos costos de producción y de mercado por uso de combustóleo y diésel en las centrales eléctricas.
- Efectos en la degradación de la confiabilidad y calidad de suministro de energía eléctrica por la variabilidad de la generación renovable.
- Tasa de crecimiento de la demanda estimada en promedio de 3.8% para los siguientes 15 años. Se supone que la demanda máxima prevista en 2024 será de 586 MW.
- Se hace una proyección al 2024 teniendo en cuenta la meta nacional del 35%.
- Red, demanda y generación prevista para el 2024. Se basa en el PRODESEN 2017-2031.
- Para efectos de confiabilidad, se supone que el 50% de la demanda instantánea sea suplida con energía convencional.
- Cumplimiento horario del margen de reserva por código de red.
- Sin incluir bancos de baterías.

Los resultados de la modelación para diferentes niveles de penetración se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 8.12 Seis escenarios de participación de energías renovables

Participación Renovable (% - generación)	Capacidad Instalada Energía Solar (MW)	Capacidad Instalada Energía Eólica (MW)	Capacidad Instalada Renovable (MW)	Penetración Renovable (% - capacidad instalada)	Penetración Renovable (% - demanda máxima)
3.5	60.0	0.0	75.0	9.4	12.8
9.5	83.0	50.0	148.0	17.0	25.3
15.4	103.0	100.0	218.0	23.2	37.2
23.6	168.0	150.0	333.0	31.6	56.8
32.5	245.0	200.0	460.0	38.9	78.5
40.1	323.0	250.0	588.0	44.9	100.3

*Todos los escenarios incluyen 15 MW de solar distribuida (excluidas de los cálculos de penetración)

**La demanda pico es de 586 MW al 2024. La convencional suma 722 MW siendo 464 MW de combustóleo y 258 MW de diésel.

Fuente: CENACE, NREL

El escenario sombreado, correspondiente al 32.5 de participación de renovables, es el preferido de CENACE por cuestiones de seguridad porque deja un margen de energías convencionales con respecto a la demanda máxima.

La siguiente serie de gráficos muestran el escenario de 32.5% tanto para una semana de verano como para una semana de invierno. Se puede ver que la demanda varía grandemente entre las dos estaciones. En la época de verano, el recorte de energía (*curtailment*) de la generación renovable excedente, denotado por la coloración roja, es muy pequeño; prácticamente toda la capacidad renovable se utiliza. En cambio, en el invierno, con una disminución considerable de la demanda, el recorte es sustancial en una de las semanas más frías mostrando un *curtailment* relativamente alto. Sin embargo, en un promedio a través de las 52 semanas del año, el recorte de renovables es relativamente menor, sólo el 8.2% (prácticamente mitad de eólica y mitad de solar) para una penetración de 32.5%. Generalizando, la energía renovable sobrante es de sólo 8% como se muestra en la figura 8.22.

Gráfico 8.20 Despacho en una semana de verano (Fuente: CENACE, NREL)

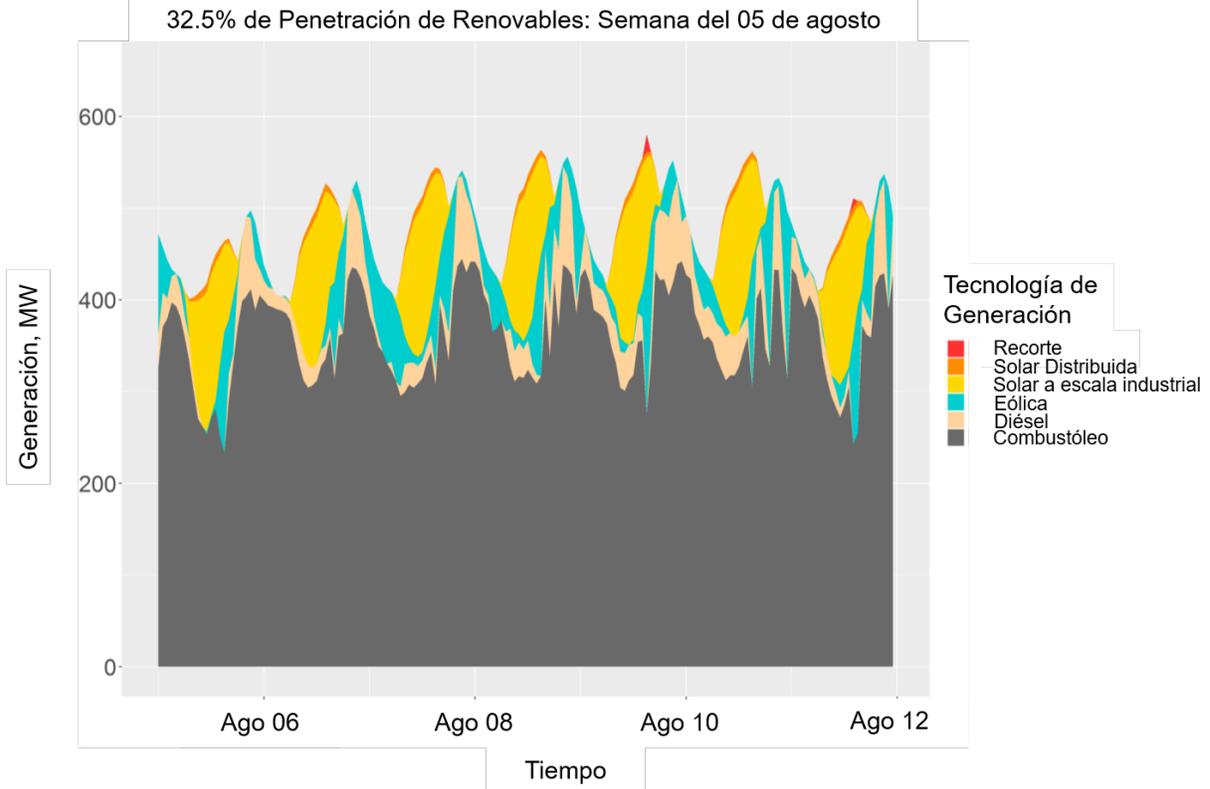
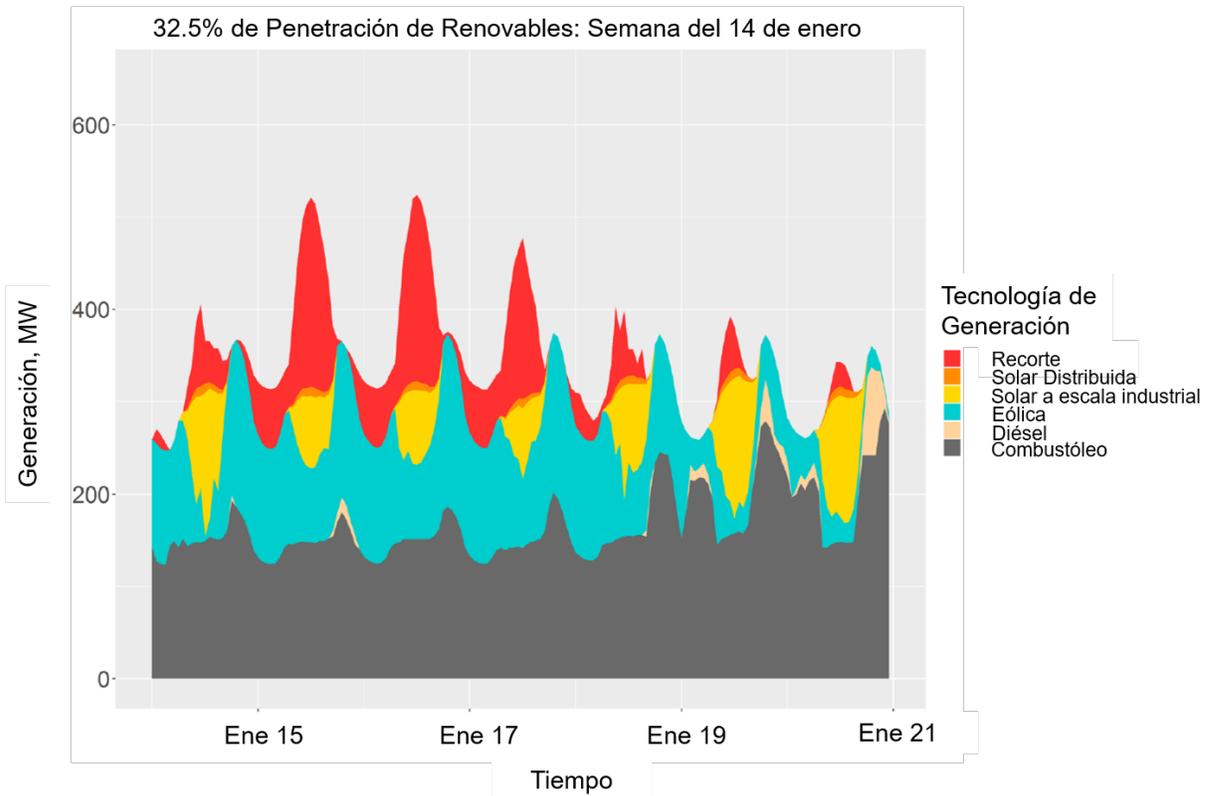
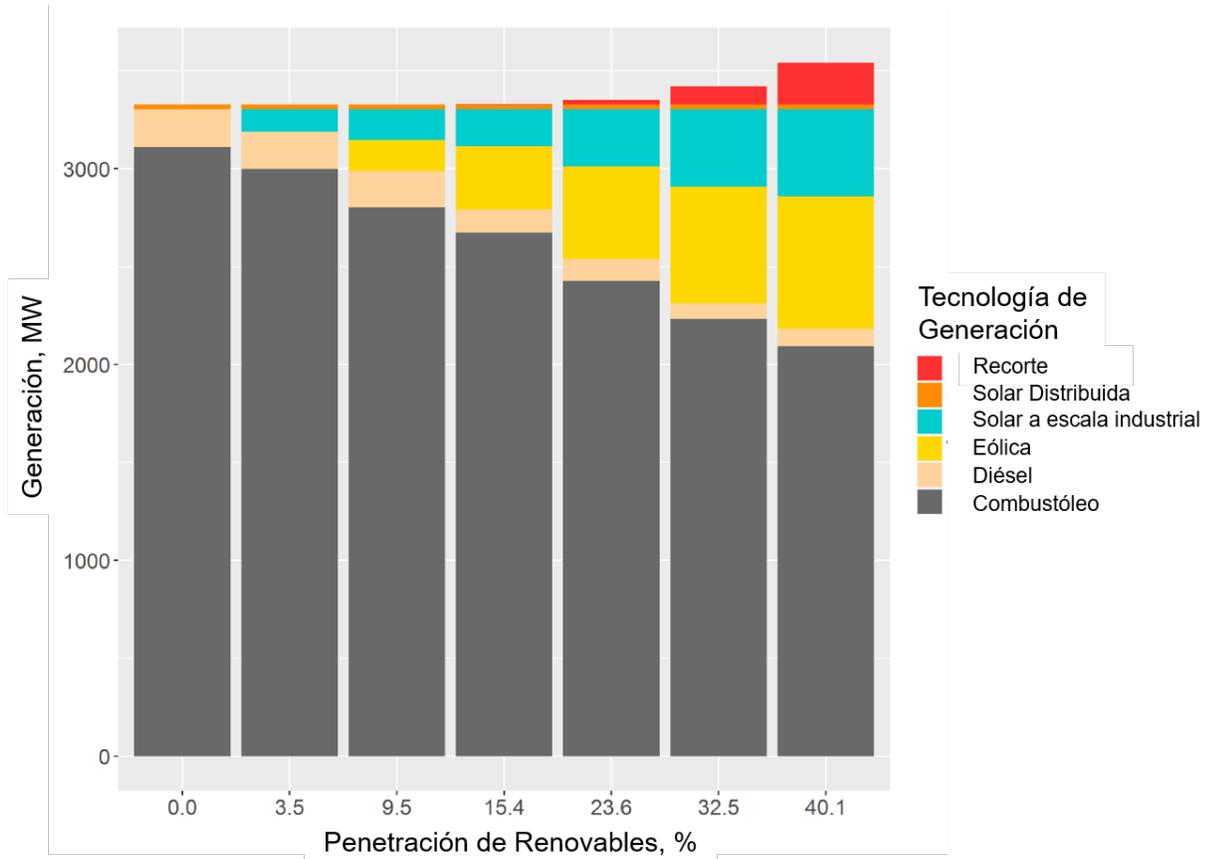


Gráfico 8.21 Despacho en una semana de invierno (Fuente: CENACE, NREL)



En el siguiente gráfico se muestran los porcentajes de energía que resultan bajo diferentes niveles de penetración de renovables al año 2024. Como es de esperarse, los combustibles fósiles disminuye gradualmente a cada incremento de la penetración. Debido a la asimetría de la demanda entre invierno y verano, es casi seguro que siempre se tendrá un *curtailment* en invierno como se ve en el gráfico anterior. Este recorte podría ser evitado con una menor utilización de las energías fósiles, aunque las premisas de las que parte esta modelación no lo permiten. Habría que modificar las premisas y/o agregar almacenamiento de energía a la modelación para evitar el recorte.

Gráfico 8.22 Porcentajes por Tecnología a 2024 (Fuente: CENACE, NREL)



En los siguientes gráficos se muestra, en primer lugar, la disminución de costos variables de operación de la red bajo diferentes niveles de penetración de renovables. tomando un tipo de cambio de 16 pesos por dólar. Se puede ver que al 32.5% de penetración los costos disminuyen un 35.1%, una diferencia importante que abarataría el costo de la energía en la red para beneficio del sistema y de los usuarios.

En el tema de cambio climático se puede observar también, como es de esperarse, una disminución importante en las emisiones de gases de efectos invernadero expresado miles de toneladas (kton) de CO2 equivalente por año. Esta disminución seguramente va acompañada con una menor emisión de contaminantes locales tales como las partículas de hollín (carbono negro), SO2, NOx, CO y otros que tienen efectos dañinos a la salud de los habitantes del estado. Esta disminución no está calculada en el estudio de CENACE – NREL.

Gráfico 8.23 Costos de generación a diferentes niveles de penetración (Fuente: CENACE, NREL)

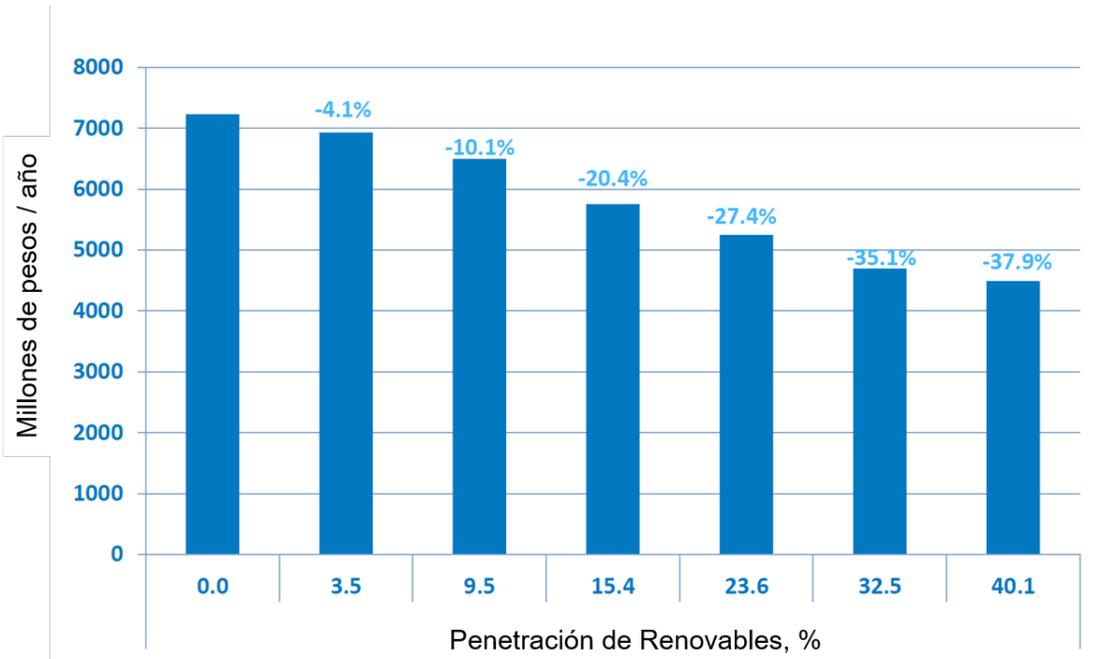
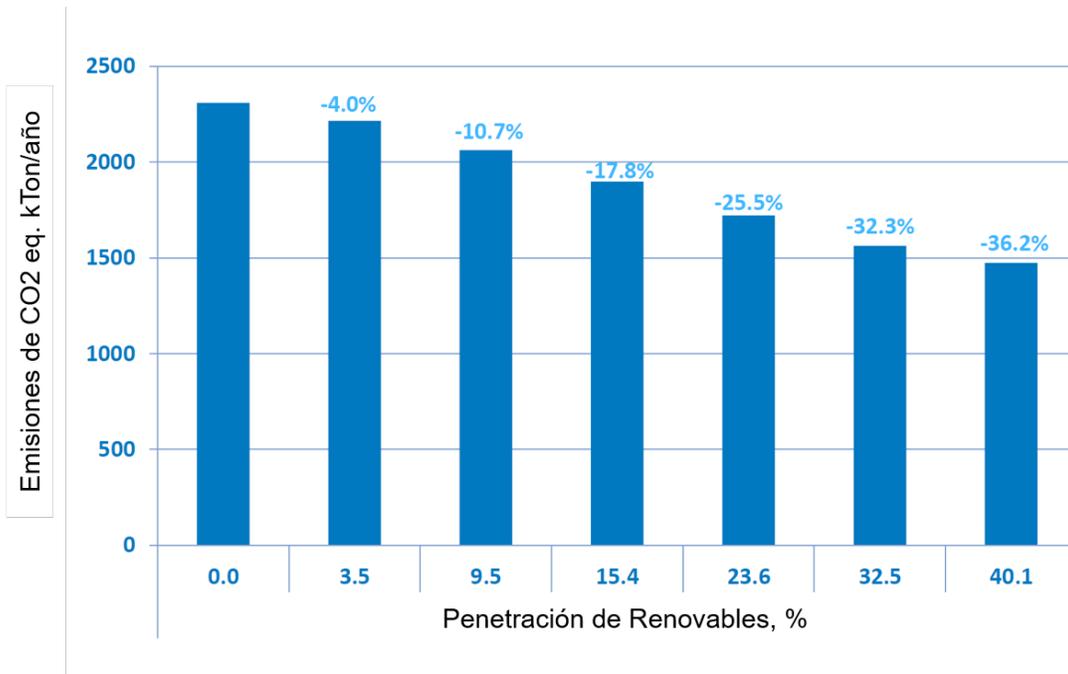


Gráfico 8.24 Emisiones de CO2 a diferentes niveles de penetración (Fuente: CENACE, NREL)



9.0 Mecanismos de coordinación con instancias federales, fuentes de financiamiento nacional e internacional y con la SHCP

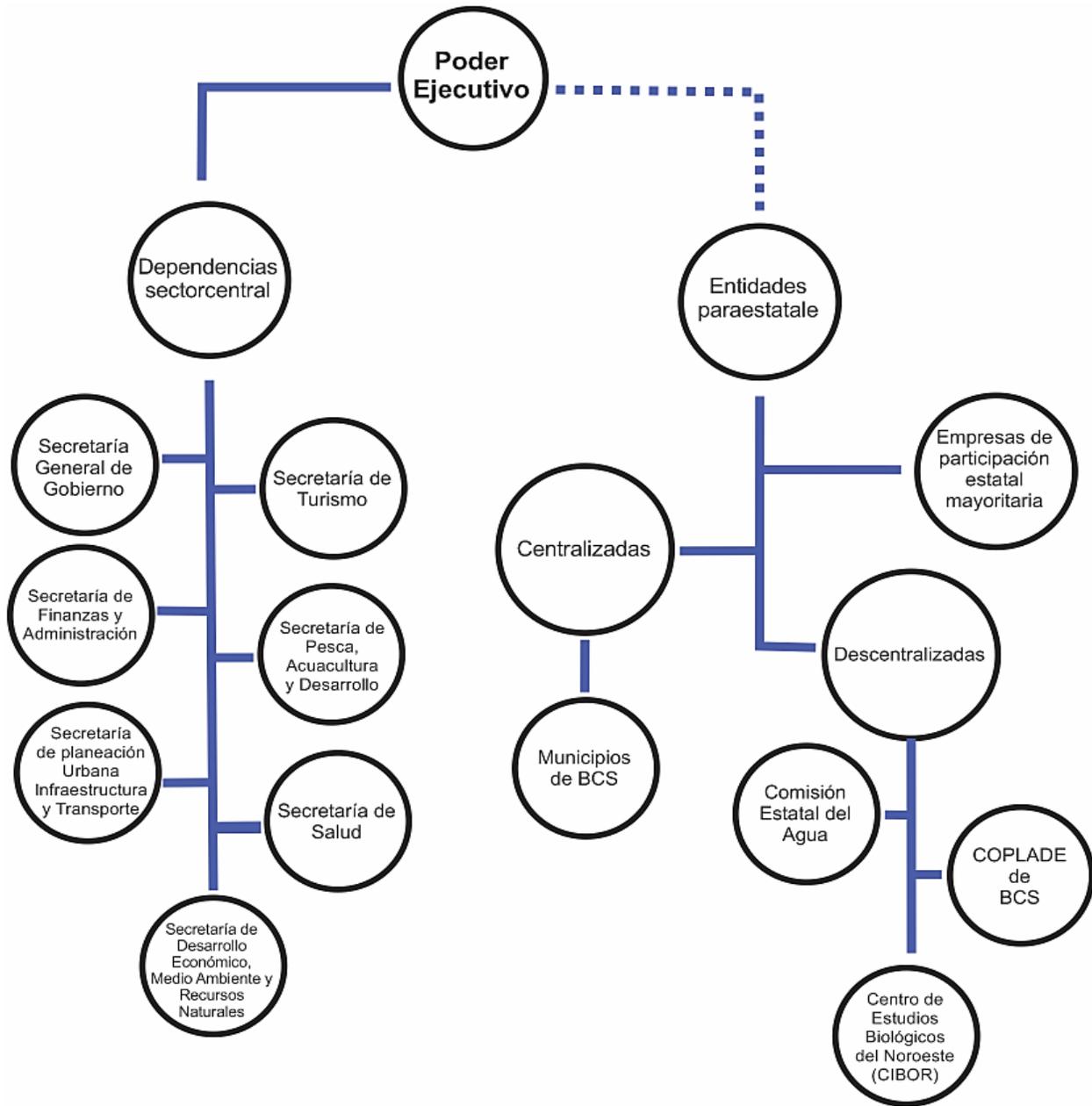
Es necesario la formación y desarrollo de capacidades institucionales en materia de energía en el estado y en cada municipio para estar al tanto de los planes y proyectos en este sector, llevar a cabo una buena coordinación entre todas las instancias que están involucradas y una planeación integral de las líneas de acción, inversiones, regulaciones e incentivos. Es importante que el estado y los municipios se involucren en los proyectos de energía tanto nacionales como estatales ya que son quienes perciben en primera instancia los impactos económicos, sociales y ambientales de tales proyectos.

Arreglos institucionales federales y estatales

Para el cumplimiento de las metas nacionales, estatales y municipales en relación con el desarrollo sustentable de la energía y la seguridad energética, es necesaria una buena coordinación y comunicación entre las distintas instancias con las atribuciones y obligaciones legales; es decir, las relacionadas con el tema de mejoramiento del desempeño energético con las de adopción de energías renovables, en todos los niveles de gobierno, así como con las instituciones públicas o privadas, nacionales o extranjeras que podrían realizar el financiamiento correspondiente. Entre las instituciones que podemos identificar en el nivel federal, podemos citar las siguientes (ver Gráfico 9.1):

- Secretaría de Energía (SENER)
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)
- Secretaría de Economía (SE)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE)
- Comisión Reguladora de Energía (CRE)
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)
- Centro Nacional del Control de la Energía (CENACE)
- Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)

Gráfico 9.1 Instituciones estatales con vinculación con el ámbito energético



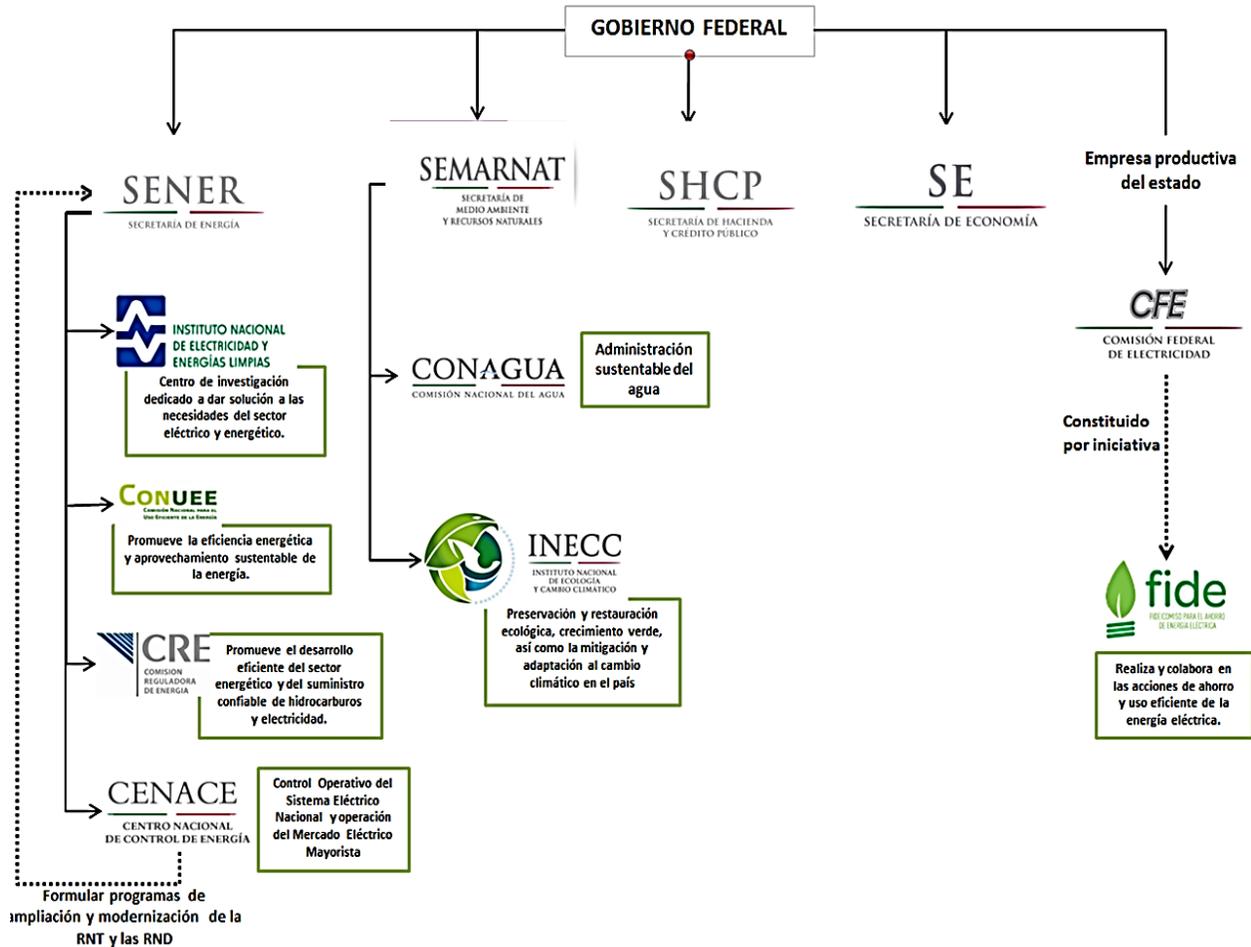
• Fuente. Elaboración propia con información del Gobierno de Baja California Sur, 2016

Instancias estatales y municipales

Además de los esfuerzos a nivel federal para la mitigación de las fuentes emisoras de Gases Efecto Invernadero (GEI) y el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía eléctrica, el estado de Baja California Sur y los cinco municipios que lo conforman tienen la facultad de buscar formas de generar electricidad para su propio consumo (Ley de la Industria Eléctrica, 2014), y mejorar así su desempeño energético. Se deben tener claras las distintas funciones que rigen en el estado a cada institución en materia de energía, establecer un programa de integración para asegurar el desarrollo de los distintos sectores y el cumplimiento oportuno de sus objetivos. Además, se debe

promover la investigación y el desarrollo, pues Baja California Sur es un estado que tiene un gran valor energético y un amplio potencial de generación de electricidad con energías renovables. Las dependencias sudcalifornianas que trabajan dentro del ámbito energético son las siguientes (Gráfico 9.2):

Gráfico 9.2 Instancias federales en materia de energía



Fuente. Elaboración propia

Comité de Planeación para el Desarrollo del estado de Baja California Sur (COPLADE)

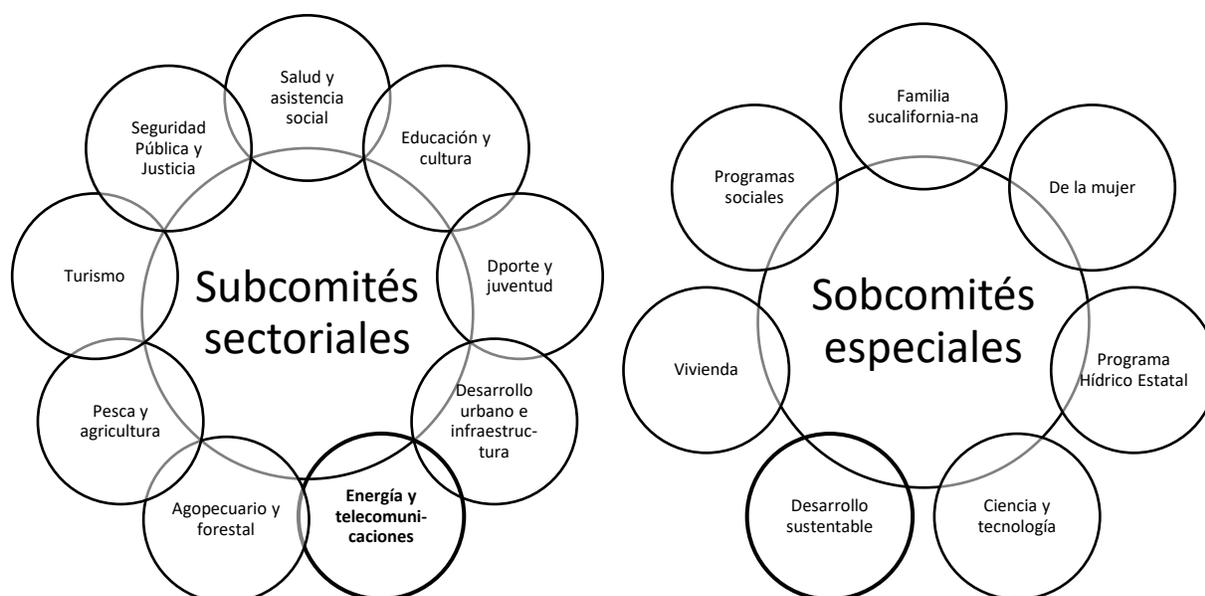
El Comité de Planeación para el Desarrollo del estado de Baja California Sur (COPLADE) se crea como respuesta a la Ley de Planeación del estado y se establece como la máxima instancia de planeación participativa, es decir, es la instancia que funciona como intermediario y establece los vínculos de comunicación entre gobierno, instancias descentralizadas, sectores sociales y privados, academia e investigación, además de inversionistas. Entre sus principales objetivos están los siguientes:

- Proponer al Gobierno estatal, federal y a los ayuntamientos medidas de programa jurídico, administrativo o financiero necesarias para el cumplimiento de las funciones y la programación de los objetivos del Comité.
- Coordinar al gobierno federal, estatal y municipal, así como a los sectores sociales y privados, para la instrumentación de los planes Nacional, Estatal, Sectoriales y Municipales.

- Coordinar el control y la evaluación tanto del Plan Estatal de Desarrollo como de los programas sectoriales que de él se derive para promover medidas de cumplimiento de los objetivos y metas.
- Formular y promover, ante los ejecutivos federal y estatal, programas de inversión, gasto y financiamiento para la entidad.
- Evaluar el desarrollo de programas y acciones concertadas entre la Federación y el estado.
- Promover la celebración de acuerdos de cooperación entre el sector público y los sectores sociales y privados que actúen a nivel estatal para el logro de los objetivos de desarrollo de la entidad.

El COPLADE traza los objetivos y los planes de acción para el desarrollo del estado a través de subcomités sectoriales que se focalizan en planear e instrumentar los programas y proyectos prioritarios en los distintos sectores.

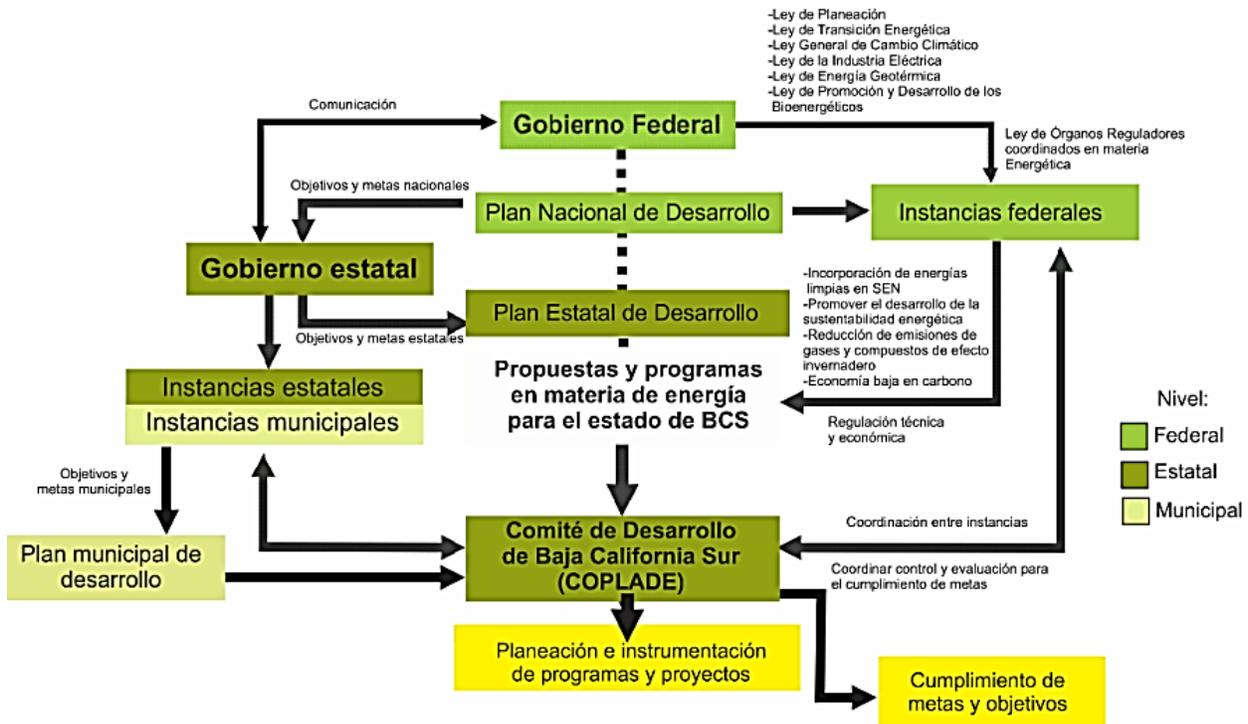
Gráfico 9.3 Subcomités que conforman la COPLADE de Baja California Sur



Fuente. Elaboración propia con información de la Ley de Planaeción del estado de Baja California Sur, 2012.

El COPLADE se alinearé con los comités sectoriales y grupos de trabajo de acuerdo con las necesidades específicas de propuestas, programas y proyectos encaminados a cumplir con el Plan Estatal de Desarrollo. Las acciones transversales que hace el COPLADE entre los tres niveles de gobierno sirven para mejorar los lazos de comunicación y colaboración con el objeto de evitar la centralización de responsabilidades, delimitar competencias y promover la participación en todos los sectores del estado. El desarrollo de estos procesos se muestra en el Gráfico 9.4.

Gráfico 9.4 Comité de Planeación para el Desarrollo Estatal de Baja California Sur (COPLADE)



Fuente. Elaboración propia con datos de la Estructura Orgánica del COPLADE, Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030

9.1 Gestión de proyectos energéticos en Baja California Sur

La realización de diagnósticos e identificación de potenciales energéticos limpios para Baja California Sur es igualmente importante. De acuerdo con el tipo de fuente a través de la cual se genere electricidad y el sector a la que esté dirigida, las instancias que se involucran en un proyecto deben aportar, o en su caso, fortalecer su capacidad para estudiar, diagnosticar, coordinar y apoyar la identificación de áreas de oportunidad para el mejoramiento del desempeño energético y fomentar así el uso de las energías renovables en el estado. El Gráfico 9.5 muestra las dependencias que pueden estar involucradas en un proyecto en energía.

Para proyectos de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista, la instancia que aprueba y autoriza los proyectos relacionados con este tema es la SENER, que da la aprobación de proyectos, asociaciones o contratos de asociación público-privados, realiza las convocatorias y aprueba al transportista que ejecutará cada proyecto. La CRE, por otra parte, da la opinión de la ampliación y modernización. Entre las gestiones administrativas para la autorización y puesta en marcha de un sistema de generación de energía eléctrica hay distintas instancias involucradas que tanto el desarrollador del proyecto como la autoridad deben de conocer para una mejor organización y entendimiento de las partes. La Tabla 3.1 muestra el proceso de gestión y las instancias involucradas en el proceso.

Gráfico 9.5 Participación de instancias para el desarrollo de proyectos energéticos en el estado



Nota: Para proyectos de generación distribuida de energía eléctrica no se requiere un permiso de la CRE.

Fuente. Elaboración propia

Tabla 9.1 Gestiones para la implementación de sistemas de generación de energía eléctrica

		PV	D	EO	BM	GD
A. GESTIONES PARA CONSTITUIRSE COMO SOCIEDAD						
Expedición del acta constitutiva	Notario	•	•	•	•	
Solicitud de inscripción en el Registro Nacional de Inversiones Extranjeras	SE	•	•	•	•	
Aviso del uso de los permisos para la constitución de sociedades	SE	•	•	•	•	
Solicitud de inscripción al Registro Federal de Contribuyentes	SAT	•	•	•	•	
Permiso para la constitución de sociedades	SE	•	•	•	•	
Expedición de permisos de exportación	SE	•	•	•	•	
B. GESTIONES PARA GENERAR ELECTRICIDAD						
Estudio de factibilidad de interconexión	CFE/CENACE	•	•	•	•	•
Estudio de porteo	CFE	•	•	•	•	•
Autorización de ingeniería básica	CFE	•	•	•	•	
Solicitud de permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica	CRE	•	•	•	•	
Solicitud de permiso de cogeneración de energía eléctrica	CRE				•	
Solicitud de permiso de producción independiente de energía eléctrica	CRE	•	•	•	•	
Solicitud de permiso de pequeña producción de energía eléctrica	CRE	•	•	•	•	
Solicitud de permiso de exportación de energía eléctrica	CRE	•	•	•	•	

C. GESTIONES PARA OBTENER EL SERVICIO DE RESPALDO						
Contrato de interconexión	CFE/CENACE	•	•	•	•	•
Convenio de compra-venta de excedentes de energía	CFE	•	•	•	•	•
Convenio de transmisión	CFE	•	•	•	•	•
Contrato de respaldo	CFE	•	•	•	•	•
D. GESTIONES Y APROVECHAMIENTO DEL RECURSO NATURAL						
Manifiesto de impacto ambiental en su modalidad particular	SEMARNAT	•	•	•	•	
Manifiesto de impacto ambiental en su modalidad regional	SEMARNAT	•	•	•	•	
Informe preventivo	SEMARNAT	•	•	•	•	
Autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales	SEMARNAT	•	•	•	•	
Informe de aprovechamiento de vida silvestre	SEMARNAT	•	•	•	•	
Licencia Ambiental única	SEMARNAT				•	
Licencia de funcionamiento	SEMARNAT				•	
Cédula de operación anual	SEMARNAT				•	
Permiso para realizar obras de infraestructura hidráulica	CONAGUA		•			
Concesión de aprovechamiento de aguas superficiales	CONAGUA		•			
Aviso para variar total o parcialmente el uso del agua	CONAGUA		•			
E. GESTIONES PARA LA INSTALACIÓN LOCAL						
Licencia de funcionamiento	LOCAL	•	•	•	•	•
Licencia de uso de suelo	LOCAL	•	•	•	•	
Factibilidad del servicio de agua potable, alcantarillado sanitario y tratamiento de aguas residuales	LOCAL	•	•	•	•	
Factibilidad del servicio de energía eléctrica	LOCAL	•	•	•	•	•
Visto bueno de la unidad de protección Civil	LOCAL	•	•	•	•	
Factibilidad de giro Licencia de construcción	LOCAL	•	•	•	•	
Registro público de la propiedad y del comercio	LOCAL	•	•	•	•	
Manifestación de terminación de obra	LOCAL	•	•	•	•	
Autorización de ocupación	LOCAL	•	•	•	•	
Autorización para ampliación o modificación de una edificación	LOCAL	•	•	•	•	•
Balizamiento (señalización de navegación aérea en aerogeneradores)	LOCAL			•		

Nota: PV=Sistema Fotovoltaico, HD= Planta hidroeléctrica, EO= Planta Eólica, BM= Bioenergía, GD= Generación Distribuida.

Fuente. Elaboración propia con información de USAID, 2001 y Robles, 2013.

9.2 Fuentes de Financiamiento

Los estados y municipios tienen acceso a fondos nacionales e internacionales, además de programas y proyectos federales orientados al desarrollo del sistema y seguridad energética, por lo que el gobierno estatal debe promover y gestionar inversiones en la entidad para potenciar la generación de energía limpia, mejorar el desempeño energético del estado y promover el desarrollo sustentable de los distintos sectores. En la 9.2, Tabla 9.3, y Tabla 9.4 se recopilan distintos tipos de financiamiento para proyectos energéticos:

Tabla 9.2. Fuentes de financiamiento federales para proyectos en materia de energía

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE)	Financiamiento a proyectos de micro generación y cogeneración de energía eléctrica hasta de 500 kW	Financiamiento del 100% a proyectos de micro generación y cogeneración de energía eléctrica hasta 500kW, para la adquisición e instalación de equipos y sistemas, con el uso de fuentes de energías renovables y alterna, va dirigido a industrias, servicios y usuarios en tarifa doméstica DAC	Vigente
Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE)	Financiamiento a municipios para proyectos de ahorro y eficiencia energética	Financiamiento del 100% a proyectos de Ahorro de Energía y Eficiencia Energética	Vigente
Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE)	Eficiencia Energética	Su fin es promover e inducir, con acciones y resultados, el uso eficiente de energía eléctrica, a través, de proyectos que permitan la vinculación entre la innovación tecnológica y el consumo de energía eléctrica, mediante la aplicación de tecnologías eficientes orientadas al sector productivo, mediante el otorgamiento de asesoría y asistencia técnica -con y sin financiamiento	Vigente
Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE)	Programa de Mejoramiento de vivienda existente	Consiste en otorgar créditos por hasta 50 mil pesos a tasas preferenciales a las familias que tengan ingresos de hasta cinco salarios mínimos, con lo cual podrán adquirir equipos más eficientes y limpios, como calentadores solares o a base de gas, aires acondicionados, equipos de iluminación eficiente, ventanas térmicas, envolventes térmicos, películas de control solar	Vigente
FIRCO/SAGARPA	Fideicomiso de riesgo compartido	Impulsar proyectos enfocados a la producción y el uso de energías renovables en el campo mexicano, en cuatro prioridades de trabajo: biofertilizantes, cuidado de los acuíferos, agricultura de plantación social –cultivos perennes	Vigente
SEDESOL	Programa para el Desarrollo de Zonas Prioritarias	Elaboración de estudios o proyectos ejecutivos de producción, ampliación, mejoramiento, equipamiento o rehabilitación de redes o sistemas de energía eléctrica a municipios, localidades, personas o familias con alto grado de marginación. El programa dará prioridad a las	Vigente

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
		obras que incluyan participación financiera de estados y municipios.	
BANOBRAS	Fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía	Garantías de crédito y apoyos financieros para proyectos que cumplan con la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.	Vigente
BANOBRAS	Fondo de aportaciones para la infraestructura social (FAIS)	Financiamiento consistente en un crédito hasta por el 25% de los recursos que reciba el municipio del Fondo de Aportaciones para la Infraestructura Social. Es para obra pública destinada a la población en situación de pobreza extrema, y entre cuyas obras se encuentran el alumbrado público y el saneamiento	Vigente
NACIONAL FINANCIERA	Créditos para inversión pública productiva a municipios	Apoyo para proyectos de ahorro de energía. Proyectos de energía renovable. Fomento de proyectos de innovación tecnológica. El Proyecto de Eficiencia y Sustentabilidad Energética en Municipios financiará el mejoramiento de equipos de alumbrado público, agua potable y residual así como edificaciones.	Vigente
NACIONAL FINANCIERA	Programa de apoyo a proyectos sustentables	Apoyo financiero a largo plazo a empresas que promuevan proyectos orientados al uso y conservación sustentable de los recursos naturales, que promuevan el desarrollo de energías renovables, eficiencia energética y el uso de energías limpias para hacer frente al cambio climático.	Vigente
BANOBRAS	Créditos para inversión pública productiva a municipios	Financiamiento y asistencia técnica para proyectos de infraestructura o servicios públicos que las administraciones estatales y municipales lleven a cabo.	Vigente
FIDE-SENER/SE/ BD/CFE	Programa Eco-Crédito Empresarial Masivo	Apoyo a las micro, pequeñas y medianas empresas con financiamiento con tasas preferenciales para otorgarles asesoría técnica para la adquisición de tecnologías eficientes que les permitan disminuir el costo de facturación de su recibo de energía	Vigente
IIE	Financiamiento para Acceder a Tecnologías de Energías	Canalización acelerada del crédito interno hacia los sectores de usuarios con mayor potencial de utilización de las tecnologías renovables de Generación Eléctrica Distribuida (GED) en México.	Vigente

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
CONAGUA	Renovables de Generación Eléctrica Distribuida (FATERGED) Programa de Tratamiento de Aguas residuales (PROSAN)	Apoyar financiera y técnicamente a los organismos operadores de los municipios y de las entidades federativas para el incremento y rehabilitación de su capacidad instalada y para que traten sus aguas residuales, obras de infraestructura de tratamiento de lodos y de lagunas anaerobias que incluyan la producción y captación de biogás, y a partir de éste, la cogeneración de energía eléctrica para autoconsumo.	Vigente
Unidad de Utilización del Suelo para Proyectos en Energía e Inversiones Físicas de los Fondos Mineros.	Fondo para el desarrollo regional sustentable de estados y Municipios Mineros	Fondo para el Desarrollo Regional Sustentable para la realización de obra de infraestructura social.	Vigente
Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018	Optimizar la coordinación de esfuerzos para la generación de infraestructura energética, asegurando así el desarrollo adecuado de la misma, a efecto de contar con energía suficiente, de calidad y a precios competitivos.	Vigente
SENER	Proyecto de electrificación rural con energía renovables, servicios integrales de energía	Dotar de energía eléctrica a través de energías renovables a 36 comunidades remotas, que por su alto grado de dispersión no pueden ser integradas a la red.	Vigente
BANOBRAS FONADIN	Fondo para el financiamiento de estudios para proyectos de infraestructura	Fondo creado por el Fondo Nacional de Infraestructura y el Sector Privado, para apoyar al gobierno federal y gobiernos estatales y municipales en el desarrollo de estudios de proyectos de infraestructura.	Vigente

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
FINTEGRA	Créditos a proyectos sustentables	Productos y servicios financieros, consultoría y asistencia técnica para entidades de gobierno, para proyectos de alta rentabilidad social, de infraestructura, de educación, mejorar los servicios municipales, incrementar la seguridad, proyectos productivos, etc.	Vigente
INTERACCIONES	Créditos a proyectos sustentables	Financiamiento para gobiernos estatales o municipales inversión pública productiva, reestructuraciones de pasivos, capital de trabajo (gasto corriente), emisiones de deuda, arrendamiento de proyectos de infraestructura, diversos esquemas de asociación público privada.	Vigente
CONUEE	Proyecto Nacional de Eficiencia Energética en el Alumbrado público municipal	Apoyos financieros para promover que los municipios se adhieran a este esquema de financiamiento a través de la banca de desarrollo y con coordinación de diferentes entidades federales. Este Proyecto utiliza recursos del FOTEASE y ofrece un incentivo de un 10% a fondo perdido una vez demostrados los ahorros.	Fecha de término: Agosto de 2016
FIDE	Programa Nacional de sustitución de lámparas incandescentes por fluorescentes compactas autobalastradas en localidades de hasta 100,000 habitantes	Entrega de lámparas fluorescentes compactas autobalastradas (LCFA), dirigido a la población de bajos ingresos que radica en las zonas rurales y urbano-marginadas y son usuarios del servicio de energía eléctrica en la tarifa doméstica 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, y 1F.	Fecha de término: diciembre 2015
FIDE	Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos para el Ahorro de Energía	Apoyos directos y de financiamiento a las familias de escasos recursos para la sustitución de refrigeradores y aires acondicionados viejos por nuevos para lograr ahorro en el consumo de energía en los hogares y reducir la emisión de gases efecto invernadero.	Fecha de término: 17 de enero de 2013
Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF), Banco Mundial	Proyecto Servicio Integral de Energía	Instalación de granjas solares fotovoltaicas en las zonas rurales de la red eléctrica y reducir el porcentaje de la población rural que no cuenta con servicios de energía	Fecha de término: Agosto 2016

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
Comisión Federal de Electricidad (CFE)		eléctrica en comunidades de origen indígena dentro de los municipios de menor índice de Desarrollo Social.	

Fuente. Elaboración propia con información de SENER, SEMARNAT Y SEGOB

Tabla 9.3. Fuentes de financiamiento internacionales para proyectos en materia de energía

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
Banco Interamericano de desarrollo (BID)	Créditos para inversión pública productiva a municipios	Donaciones a los países en desarrollo y países con economías en transición para proyectos relacionados con la biodiversidad, el cambio climático, aguas internacionales, degradación de la tierra, la capa de ozono y los contaminantes orgánicos persistentes.	Vigente
<i>Global Environment Facility (GEF)</i>	Créditos para Inversión Pública productiva a municipios	Donaciones a los países en desarrollo y países con economías en transición para proyectos relacionados con la biodiversidad, el cambio climático, aguas internacionales, degradación de la tierra, la capa de ozono y los contaminantes orgánicos persistentes. Este crédito está dirigidos a proyectos de mitigación o resiliencia, debe hacerse claro el vínculo entre proyectos de energías limpias o eficiencia energética y la reducción de emisiones de GEI.	Vigente
Grupo Banco Mundial/Corporación financiera internacional	Financiamiento para Municipios	Financiamiento a empresas con algún grado de propiedad estatal referente al sector energético, siempre y cuando exista participación privada y las actividades se desarrollen conforme a principios comerciales.	Vigente
Ministro Alemán de Cooperación y Desarrollo Económico/ Banco de Crédito para la reconstrucción y el desarrollo	Financiamiento para proyectos de energías renovables y eficiencia energética	Línea de crédito para proyectos de Energías Renovables y Eficiencia Energética (a través de Nacional Financiera).	Vigente
Banco Mundial- Banco Internacional de Reconstrucción y	Financiamiento para la promoción del	El BIRF es un organismo multilateral de financiamiento que tiene por objetivo reducir la pobreza en los países de ingreso mediano y los países pobres con capacidad	Vigente

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
Fomento (BIRF) & Asociación Internacional de Fomento (AIF)	desarrollo sostenible	crediticia mediante promoción del desarrollo sostenible. Por su parte, la AIF concede préstamos sin interés, o créditos, así como donaciones a gobiernos de los países más pobres.	
Fondo de Capitalización e Inversión del Sector Rural (FOCIR), Fideicomisos Instituidos con la Relación a la Agricultura, Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero	Proyecto Bioeconomía	Apoyo para contribuir al uso y manejo sustentable de los recursos naturales utilizados en la producción primaria mediante la otorgación de apoyos que permitan una nueva estructura productiva a base de biocombustibles, del aprovechamiento sustentable de la energía y del uso de energías renovables.	Vigente
Corporación Financiera Internacional (IFC)	Financiamiento para proyectos de energías renovables y eficiencia energética	Institución multilateral de financiamiento que se otorga para inversiones a proyectos de energía renovable y de eficiencia energética.	Vigente
Fondo para la Eficiencia Energética Global y las Energías Renovables	Financiamiento para proyectos de energías renovables y eficiencia energética	Fondo que también invierte en América Latina y los países vecinos de la UE. Se da prioridad a la inversión en los países con políticas y marcos regulatorios en materia de eficiencia energética y las energías renovables.	Vigente
Banco Mundial	Proyecto de Servicios Integrales de Energía	Su objetivo fue el de electrificar comunidades rurales mediante la generación de energía solar en diversos estados de la República como Durango, Sonora, Coahuila, Guerrero, Nayarit, San Luis Potosí, Baja California Sur y Nayarit.	Fecha de término: Octubre de 2015
Banco Mundial (BM) y Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	Proyecto de Desarrollo de Energía Renovable a Gran Escala (PERGE)	Financiamiento de proyectos de desarrollo de energías renovables a gran escala para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por la generación de energía eléctrica con fuentes convencionales.	Fecha de término: 2015

Fuente. Elaboración propia con información de SENER, SEMARNAT Y SEGOB

Tabla 9.4 Financiamientos específicos en otros estados de la República Mexicana

Organismo/ Institución	Nombre del programa	Tipo de apoyo	estado
Secretaría del Medio Ambiente del estado de Aguas Calientes	Por un estado verde, sustitución del parque vehicular	Otorgar recursos para la adquisición de 15 vehículos eléctricos y la implementación de un sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda de los autos para cumplir con la meta del autoabastecimiento del 70% de energía limpia.	Vigente
CONUE, BANOBRAS, CFE	Proyecto para mejorar la eficiencia de los servicios públicos municipales en la heroica ciudad de Juchitán, Oaxaca	Otorgar recursos para dirigirlos hacia acciones de eficiencia energética, en los servicios públicos enfocándose en el bombeo de agua y el alumbrado público.	Vigente
Instituto de Energías Renovables del estado de Chiapas	Implementación del Programa de Electrificación para centros Ecoturísticos no conectados al Sistema Eléctrico Nacional a través de energías renovables	Dotar a los centros ecoturísticos El Madresal, El aguacero, y El Arcotete con equipamiento y menaje que aprovechen las fuentes de energía renovable de la región satisfaciendo el 100% de sus necesidades de energía eléctrica.	Vigente
FOTENASE, Energía Sonora PPE, S.C.	Energía Sonora	Instalación y puesta en marcha de un aerogenerador en el municipio de Puerto Peñasco, mediante el cual se generarán ganancias por la venta de electricidad que serán repartidas entre 20 familias de escasos recursos para el pago de su recibo de luz.	Vigente
Gobierno Estatal de Tamaulipas	Parque Fotovoltaico Bicentenario en Victoria	Instalación de 15 sistemas de generación de electricidad mediante celdas fotovoltaicas.	Vigente
Secretaría de Educación y Cultura del Gobierno del estado de Quintana Roo	Celdas fotovoltaicas en Escuelas de Educación Básica	Instalación en 20 escuelas estatales de sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad con la finalidad de disminuir su facturación, generar concientización sobre la mitigación del cambio climático, medioambiente y sustentabilidad.	Vigente

Fuente. Elaboración propia con información de SENER, SEMARNAT Y SEGOB

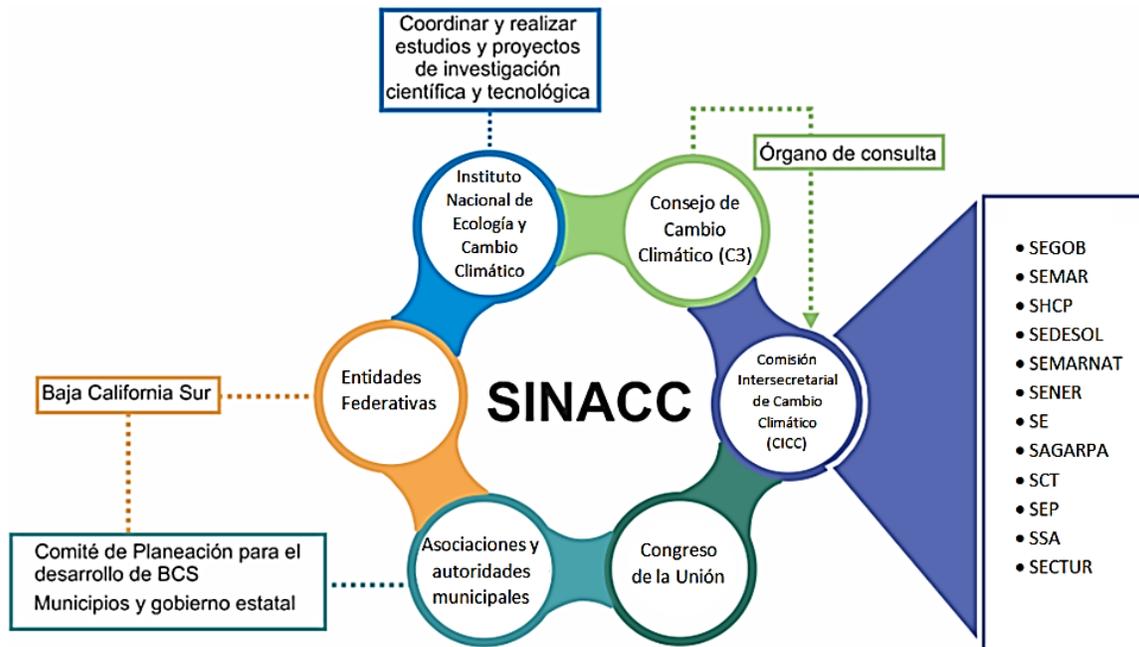
9.3 Seguimiento a la disminución de GEI y contaminantes criterio con SEMARNAT: inventario de emisiones

México tiene la responsabilidad y el compromiso para elaborar y fortalecer las herramientas que promuevan el desarrollo sustentable y así garantizar el cuidado del medio ambiente tales como llevar a cabo las acciones relacionadas a la disminución de Gases Efecto Invernadero (GEI) y el seguimiento de las mismas a nivel nacional, estatal y municipal. El 6 de junio de 2012 se publicó la Ley General de Cambio Climático (LGCC) que establece la creación de diversos instrumentos de política pública, entre ellos, el Registro Nacional de Emisiones (RENE) y su reglamento, que permitirán compilar la información necesaria en materia de emisión de Compuestos y Gases de Efecto Invernadero (CyGEI) de los diferentes sectores productivos del país, para lograr:

- Regular, fomentar y posibilitar la instrumentación de la política nacional de cambio climático e incorporar acciones de adaptación y mitigación con un enfoque de largo plazo.
- Determinar el alcance y contenido de la política nacional de cambio climático.
- Definir las obligaciones de las autoridades del estado y las facultades de los tres órdenes de gobierno.
- Establecer los mecanismos institucionales necesarios para enfrentar este reto.

El Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC), que es un mecanismo creado a partir de la LGCC para llevar a cabo la comunicación, colaboración, coordinación y colaboración de las distintas instancias nacionales, estatales y municipales en materia de políticas de cambio climático, está integrado de la forma que se muestra en el Gráfico 9.6.

Gráfico 9.6 Estructura del SINACC



Fuente. Elaboración propia con información de SEMARNAT, 2013

La LGCC especifica obligaciones vinculantes a los gobiernos estatales y municipales para actuar ante los impactos ya palpables del cambio climático y mandata herramientas como los Planes Estatales de Cambio Climático y los Programas Estatales de Cambio Climático que, con ayuda de los Inventarios de Emisiones (GEI), conforman la base para evaluar y elaborar planes para la disminución de contaminantes a nivel nacional, estatal y municipal. En Gráfico 9.7 se muestran los distintos instrumentos en materia de control. De los instrumentos de planeación estatal, Baja California Sur elaboró en el año 2012 el Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático para Baja California Sur (PEACC de BCS) en la que se plantean líneas de acción en el eje estratégico de mitigación de gases efecto invernadero (GEI) y las instancias o entidades responsables de cumplir con las **acciones** descritas en el documento (ver Tabla 9.5).

Gráfico 9.7 Instrumentos de política en los distintos niveles de gobierno

	Federal	Estatal	Municipal
Marco Jurídico 	Ley General de Cambio Climático	Leyes estatales en materia de Cambio Climático	-----
Planeación 	Estrategia Nacional de Cambio Climático Programa especial de cambio climático	Programas estatales de cambio climático	Programas municipales de cambio climático
Arreglos Institucionales 	SINACC INECC Comisión Intersectorial de Cambio Climático Consejo de Cambio Climático	Comisiones estatales intersectoriales de Cambio Climático	-----
Instrumentos 	Registro nacional de emisiones (RENE) Inventario Nacional de Emisiones Atlas Nacional de Riesgos Normas Oficiales Mexicanas	Inventarios Estatales de Emisiones Atlas estatales de riesgos	Atlas de riesgo de municipios vulnerables
Evaluación 	Coordinación de Evaluación INECC	Procedimientos de evaluación del programa estatal	Procedimientos de evaluación del programa municipal
Financiamiento 	Fondo de Cambio Climático	Fondo de Cambio Climático y Fondos Estatales	Fondo de Cambio Climático y gestión de otros recursos

Fuente. Elaboración propia con información de la Estrategia Nacional de Cambio Climático, 2013

Tabla 9.5 Acciones de mitigación de Gases Efecto Invernadero (GEI)

Área	Línea de acción	Instancias involucradas
Energías convencionales	Mejorar la eficiencia en el uso de tecnologías desarrolladas	CIBOR, IIE, SENER
Energías renovables	Sustitución de energías convencionales por renovables	SENER, IIE, CIBNOR, Gobierno de estados y municipios
	Promover el desarrollo de proyectos de producción de energía renovables en el estado	SENER, IIE, CIBNOR, Gobierno del estado y municipios, UABCS
	Fortalecer el papel de las energías renovables en los diferentes subsectores	SENER, IIE, CIBNOR, UABCS. FABRICANTES Y DISTRIBUIDORES, BANCAS
	Rellenos sanitarios controlados y aprovechamiento sustentable para la producción de energías renovables	MUNICIPIO Y GOBIERNO ESTATAL
Transporte	Realizar diagnóstico de sistemas de transporte.	CIBNOR, Municipios
	Establecer un sistema de revisión anual de vehículos.	SENER, SEMARNAT, Municipios
	Introducción de vehículos más eficientes en el consumo de combustibles en los sistemas de transporte público y privado.	Protección civil
	Reconversión del parque vehicular de los Municipios.	Protección civil, Municipios y gobierno estatal.

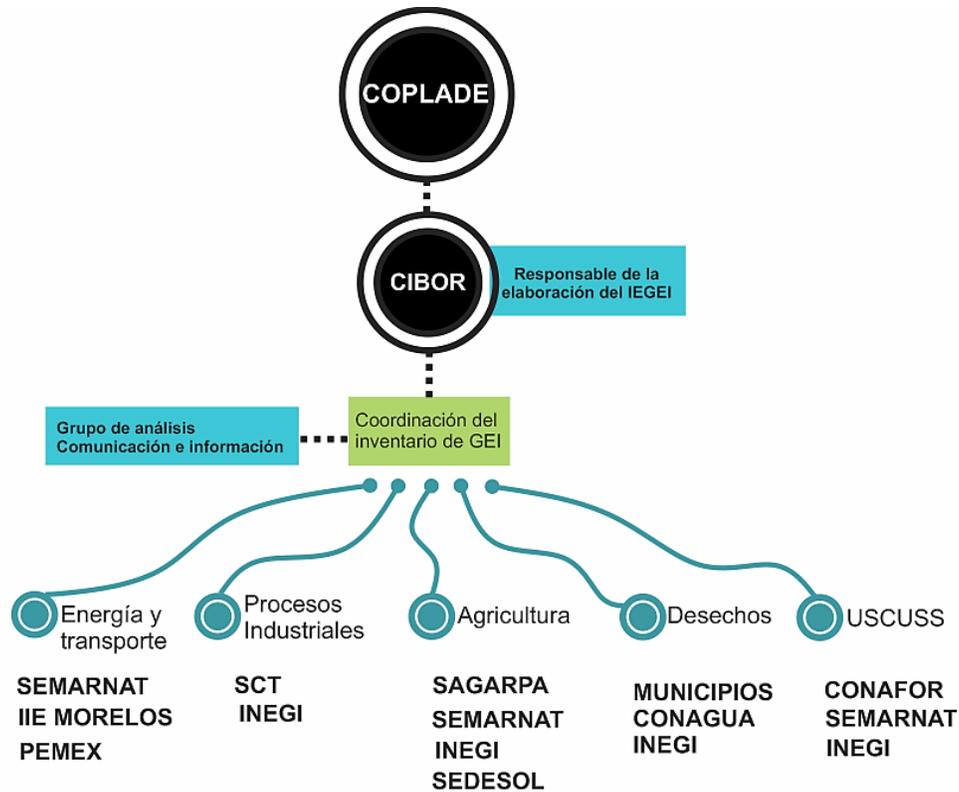
Fuente. Elaboración propia con información de Alba E. Gómez, 2012

Para el caso de Baja California Sur, con base en la convocatoria de fondos mixtos para el desarrollo de los Programas de Acción Estatales contra el Cambio Climático, se conformó el Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático (PEACC) de Baja California Sur, el cual se creó con el apoyo oficial del gobierno del estado bajo una estructura del COPLADE que se inició en noviembre de 2010. Dentro de la estructura del PEACC se crearon 14 módulos, el primero de ellos referente al Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur (Melo, Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005, 2011).

Dentro del PEACC se resalta la importancia de la participación del gobierno, sector académico, sector social y los sectores privados para realizar el monitoreo de GEI permanentemente y determinar así los riesgos a la población para la incorporación de medidas de mitigación y adaptación en los planes del

estado. El organigrama para la elaboración de los Inventarios de Gases de Efecto invernadero en el estado se muestra en el Gráfico 9.8, en donde instancias estatales y federales participan para su elaboración.

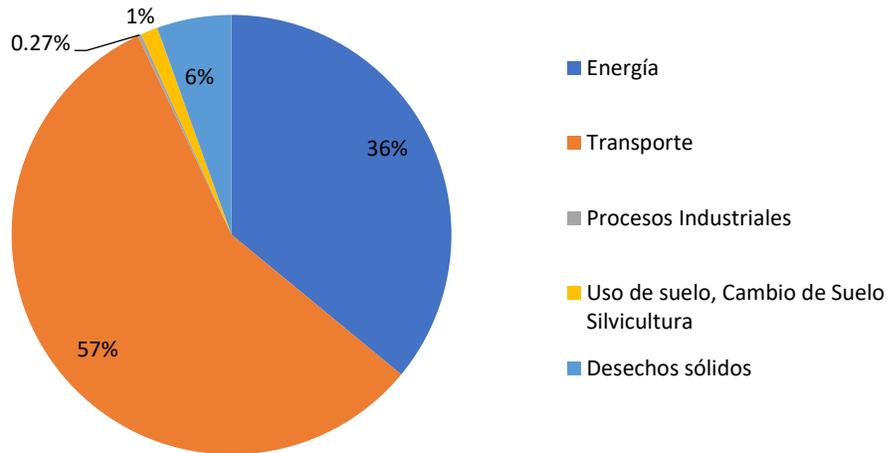
Gráfico 9.8 Organigrama de integración para la elaboración del IEGEI



Fuente. Elaboración propia con información de Melo, Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005, 2011

El Inventario de Gases Efecto Invernadero (IEGEI) de Baja California Sur (Gráfico 9.9) muestra las principales fuentes de emisiones del estado. Destaca en gran medida el transporte y el sector de generación de energía, éste último debido a que las tecnologías de generación actualmente trabajan con diésel y combustóleo, que son combustibles líquidos con un alto potencial de generación de GEI. Con base en los resultados obtenidos, se elaboraron las acciones de mitigación que se muestran en la Tabla 9.6.

Gráfico 9.9 Contribución porcentual sectorial a las emisiones totales de CO₂eq en BCS



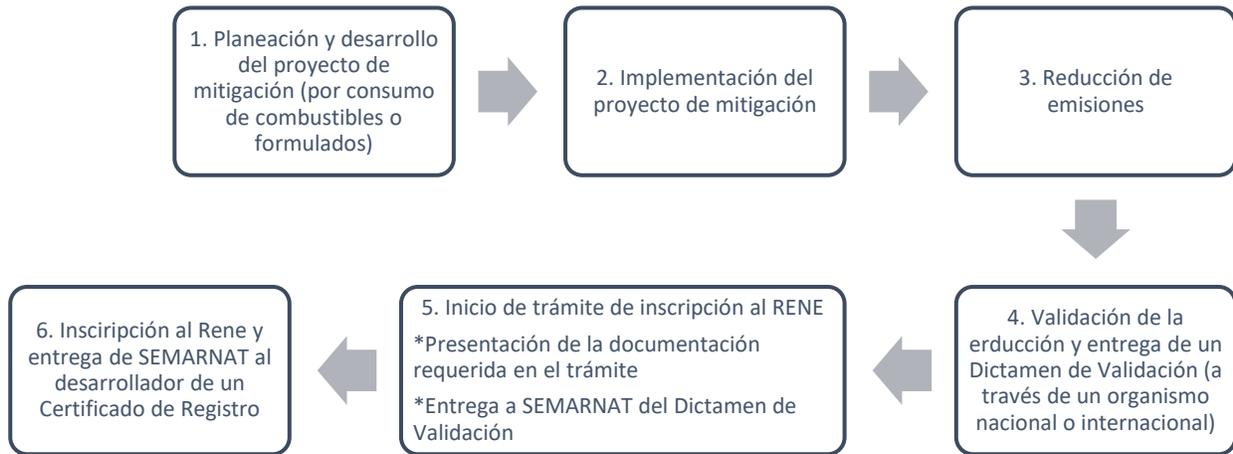
Fuente. Elaboración propia con información de Melo, Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005, 2011

El Registro Nacional de Emisiones (RENE) es un instrumento de política pública federal para recabar información sobre los gases efecto invernadero de los sectores productivos (energía, industria, transporte, agropecuario, residuos, comercio y servicios en todo el territorio nacional) para la evaluación de tendencias y establecer estrategias nacionales de mitigación. El registro les permitirá a las empresas e industrias identificar sus fuentes principales de emisión con el objetivo de reducir su huella de carbono, generar oportunidades de negocio y ser más competitivos (SEMARNAT, 2015). Todos los establecimientos que emitan cantidades iguales o mayores a 25,000 toneladas de CO₂ equivalente al año están obligados a presentar ante la SEMARNAT el reporte de sus emisiones de acuerdo con el artículo 6 del reglamento de la LGCC. De los distintos sectores que están sujetos a reporte, el subsector de generación, transmisión y distribución de electricidad genera principalmente los siguientes compuestos:

- Bióxido de Carbono CO₂
- Metano CH₄
- Óxido Nitroso N₂O

El registro tiene una sección en la cual los interesados pueden inscribir proyectos o actividades que tengan como resultado la mitigación o reducción de las emisiones como se muestra en el Gráfico 9.10. Los beneficios para los establecimientos que adopten medidas de mitigación o reducción de emisiones son distintos de acuerdo con su naturaleza, tales como compensaciones del impuesto al carbono mediante la entrega de bonos de carbono, seguridad energética asociada al uso eficiente de energía y energías renovables y la incorporación a programas de reducción de emisiones de contaminantes locales provenientes del sector energético.

Gráfico 9.10 Inscripción de un proyecto de mitigación validado por organismos nacionales



Fuente. Elaboración propia con información de SEMARNAT, 2015

Respecto a la calidad del aire, a través de la NOM-156-SEMARNAT-2012 se establece la operación de los sistemas de monitoreo con la finalidad de captar, identificar y analizar la calidad del aire. De acuerdo con la Coordinación General de Contaminación Ambiental, Baja California Sur es uno de los dos estados que no cuenta con un sistema de monitoreo de la calidad del aire (INECC, 2015); las unidades administrativas en el estado son las encargadas de organizar los recursos humanos, técnicos y administrativos para cumplir con la norma, además que la Secretaría de Desarrollo Económico, Medio Ambiente y Recursos Naturales así como la Secretaría de Salud deberán de poner este tema en la agenda. Recientemente se emitió la Estrategia Nacional de Calidad del Aire (ENCA) que implementa una gestión donde la calidad del aire forma parte integral de la planeación del territorio y coordina acciones entre distintas instancias del gobierno para mejorar la calidad del aire, prevenir riesgos a la salud y conservar los ecosistemas. El INCA establece los ejes estratégicos que se muestran en la **Error! Reference source not found.**

Gráfico 9.11 Ejes Estratégicos de la Estrategia Nacional de Calidad del Aire (ENCA)



Fuente. Elaboración propia con información de la Estrategia Nacional de Calidad del Aire, 2017

Actualmente el estado lleva a cabo el Programa de Gestión para Mejorar la Calidad del Aire (ProAire) con colaboración de los tres órdenes de gobierno, junto con el sector industrial, académico y la sociedad civil (Gobierno de la República, 2017). Dicho programa trazará el panorama actual y dará información para proponer objetivos, metas y acciones que prevengan los altos niveles de contaminación del aire en el estado, lo cual se tendrá que alinear con la Estrategia Nacional de Calidad del Aire para cumplir con los objetivos y generar un seguimiento, información y evaluación de los contaminantes presentes en los distintos municipios del estado.

Referencias

- Alba E. Gomez, A. G. (2012). *Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático para Baja California Sur*. Baja California Sur: Antonia Ivanova y Alba E. Gémz .
- Anaya, D. C. (2015). *Generación distribuida, solución al subsidio eléctrico*. México.
- Aquini Robles, J. A. (2013). *Comparando requisitos para generar energía eléctrica vía renovables entre empresas y particulares en México*. México.
- ENCC. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40*. México: Gobinero de la República.
- Gobierno de Baja California Sur. (2015). *Plan Estatal de Desarrollo 2015-2021*. Baja California sur.
- Gobierno de Baja California Sur. (2016). *Baja California Sur*. Recuperado el 02 de 03 de 2017, de <http://www.gbcssrv.com/gobierno/organigrama>
- Gobierno de la República. (2017). *Estrategia Nacional de Calidad del Aire*. México.
- Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos. (2015). *Anexos del 3° Informe de gobierno*. México. Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/cuartoinforme/>
- INECC. (2015). *Informe Nacional de Calidad del Aire* . México.
- INECC. (12 de 2015). *Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Registro Nacional de Emisiones (RENE): <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene-17015>
- Melo, A. M. (2005). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- Melo, A. M. (2011). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- OCDE. (2013). *Evaluaciones de la OCDE sobre el desempeño ambiental: México 2013*. México: OECD Publishing.
- Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. Ciudad de México.
- SEGOB. (2016). *Catálogos de Programas Federales para Municipios 2016*. México.
- SEMARNAT. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5301093&fecha=03/06/2013
- SEMARNAT. (2015). *Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*. México.
- SEMARNAT. (2015). *Guía de usuario Registro Nacional de Emisiones (RENE)*. México.
- SEMARNAT. (s.f.). *Guía de Fomento de Energías Renovables*. México.

SENER. (2016). *Fondo para la Transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía (FOTENASE)*. México.

SENER. (2016). *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor que 0.5 MW*. México.

SENER. (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030 (PRODESEN). México.

SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. México.

USAID/MÉXICO. (2001). *Manual sobre Permisos Ambientales para Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica en México*. México.

Presidencia de la República (2015). *Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI)*. México.

SECCION 3.

Acciones

10.0 Potencial de inversiones

Retomar las inversiones calculadas en el Capítulo 8.

11.0 Acciones gubernamentales a nivel estatal

planes estatales.

12.0 Acciones gubernamentales a nivel municipal

planes municipales.

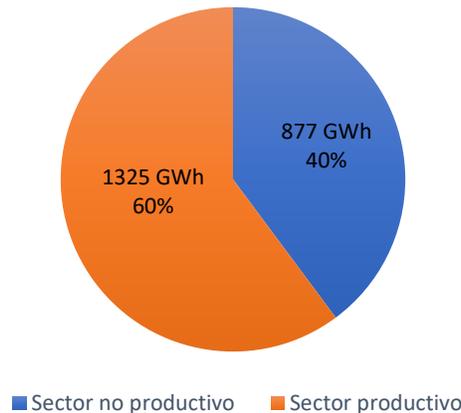
13.0 Acciones de los sectores productivos de BCS

Los sectores productivos de BCS albergan múltiples oportunidades para bajar el costo de sus energéticos y descarbonizar sus actividades a través de medidas de eficiencia energética, uso de energías renovables y la cogeneración, entre otras.

En el presente apartado se analiza el consumo eléctrico del sector productivo de BCS. Dicho consumo se estimó con base en la información desagregada municipal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2016), tomando al año 2015 como base salvo cuando se hacen análisis históricos. Los usuarios de las tarifas 2, 3, 9CU, 9M, 9N, OM, HM y HS conforman el padrón de los subsectores económicos productivos de la economía tales como la agricultura, el comercio, la manufactura, la minería y la hotelería, entre otras, y juntos sumaron en 2015 un consumo de **1,325 GWh** (CFE, 2016), es decir, el 60% del consumo eléctrico de todo el estado (ver Gráfica 3.1).

El producto interno bruto (PIB) estatal está compuesto en un 4% por actividades primarias, en un 23% por actividades secundarias y en un 73% por actividades terciarias. El atractivo turístico del estado posiciona al subsector de *alojamiento temporal y preparación de alimentos y bebidas* como el segundo contribuyente más importante al PIB, solamente rebasado por el subsector comercial que es el más prominente del estado. A estos les siguen la construcción, los servicios financieros, inmobiliarios y de alquiler para englobar a más del 50% del PIB.

Gráfica 13.1 Magnitud del consumo eléctrico del sector productivo de Baja California Sur



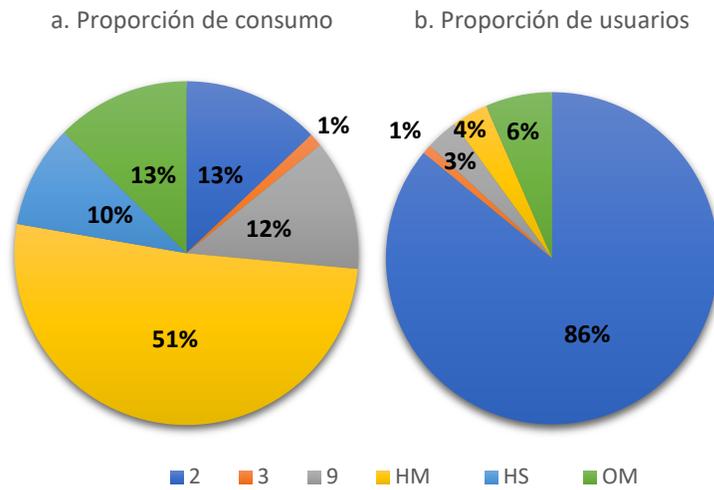
Los sectores no productivos representan a las tarifas domésticas (1 y DAC), así como a la de servicios públicos tales como alumbrado (tarifa 5) y bombeo de agua urbana (tarifa 6). Los sectores productivos están representados por las tarifas comerciales 2, 3, OM, HM, 9CU, 9M, 9N y HS.

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

El PIB estatal es un buen indicador de actividades de importancia para el estado, pero es insuficiente para dimensionar el tamaño del consumo energético de los subsectores productivos que lo conforman al sector. Por ejemplo, aunque los servicios inmobiliarios y de alquiler tienen una gran participación en el PIB, su consumo energético no muestra indicios de ser elevado. Por otro lado, el subsector agrícola, que apenas representa un 4% del PIB estatal, tiene una intensidad energética alta, lo que se traduce en un mayor consumo eléctrico.

Desde la perspectiva del número de usuarios por grupo tarifario, por otro lado, el 87% pertenecen a las tarifas 2 y 3, mientras que los usuarios de media tensión (tarifas OM y HM) representan poco menos del 10%, y los usuarios agrícolas (tarifas 9), un 3%. En mucha menor proporción se encontró que sólo hay 3 usuarios en alta tensión (tarifa HS) que representan menos del 1% del padrón del sector (CFE, 2016). No obstante, la distribución del consumo eléctrico no es proporcional al número de usuarios por tarifa. Si bien se tiene un mayor número de usuarios en las tarifas 2 y 3, éstos sólo consumen un 14% de la energía total del sector productivo, mientras que los usuarios de media tensión tienen el mayor consumo con un 64% del total. Los usuarios de tarifa agrícola tienen un consumo del 12% y, por último, los tres usuarios de alta tensión representan el 10% del consumo total. El Gráfico muestra la desproporción entre consumo y usuarios.

Gráfico 13.2 Comparación entre la proporción de usuarios y consumos finales de los sectores productivos

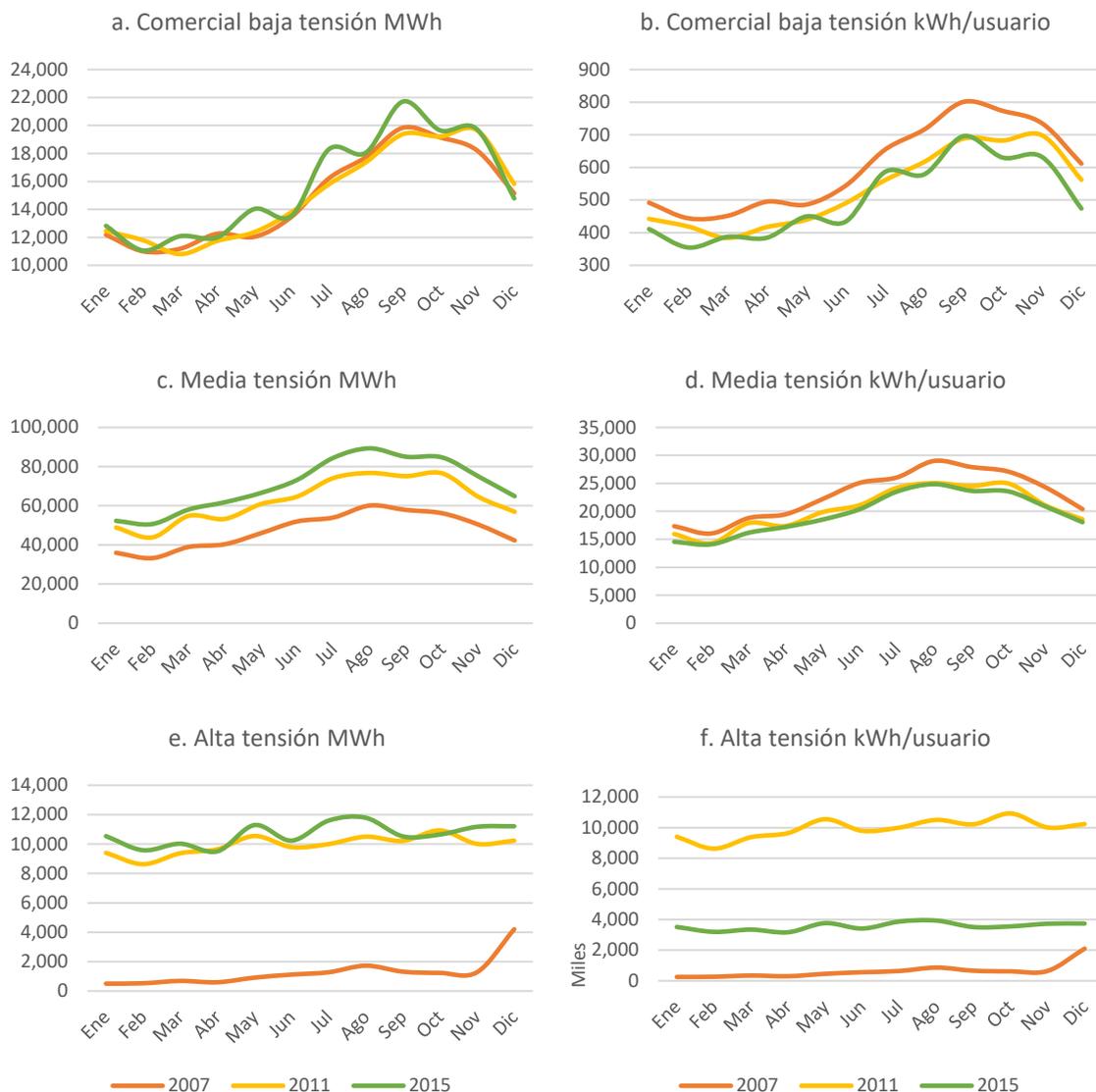


Fuente: Elaborado con información de CFE, 2016.

Agrupando los consumos en los cuatro grandes grupos tarifarios, a saber, agrícola, comercial baja tensión, comercial media tensión y alta tensión, permite analizar la evolución de las tendencias del consumo entre 2007 y 2015, a nivel estatal, tanto 1) del consumo global (MWh al año) como 2) del consumo por usuario (kWh por usuario), que para los efectos de este análisis es más importante. Salvo el caso del grupo de alta tensión, se observa que los consumos tienen una estacionalidad: el agrícola responde, desde luego, a los ciclos agrícolas de los cultivos, mientras que los comerciales de baja y media tensión responden completamente a los ciclos de verano-invierno. En el Gráfico 13.3 se muestran ambas dimensiones del consumo para tres grupos tarifarios.

Es muy interesante observar que, en general, mientras el consumo global ha aumentado o se ha mantenido, debido al crecimiento poblacional y económico, el consumo por usuario ha tendido a disminuir. En todos los grupos, los usuarios han aumentado, siendo el comercial de media tensión quien registra la TMCA más elevada con 6.3%, y el agrícola la menor con 1%, lo que demuestra que ha habido una mejora de la eficiencia energética por parte de los privados, posiblemente como un efecto de las normas de eficiencia energética, así como de mejores prácticas de consumo. No obstante, la diferencia tan grande entre el valle y la cresta en el consumo debido a la estacionalidad representa un problema para la sustentabilidad del sistema de generación eléctrica estatal.

Gráfico 13.3 Consumos eléctricos de los sectores productivos de Baja California Sur por grupo tarifario



El grupo tarifario agrícola contiene las tarifas 9CU, 9M y 9N; el grupo comercial de baja tensión, las tarifas 2 y 3; el grupo comercial de media tensión, las tarifas OM y HM; y el grupo de alta tensión, las tarifas HS y HSL. La tarifa HM puede incluir usos no comerciales sino de equipamiento tales como hospitales, aeropuertos, universidades, entre otros.

Fuente: Elaborado con información de CFE, 2016.

13.1 Caracterización de los consumos de energía de los subsectores productivos

El análisis por grupo tarifario presentado arriba, y como oficialmente se reporta, no es suficiente para definir cuáles son los subsectores más importantes y con mayores oportunidades de mejora debido a que no reportan el giro específico del usuario. Por ello, utilizando información estadística de diferentes fuentes, se estima a continuación la cantidad de usuarios y su consumo por subsector productivo para dimensionar el tamaño y la prioridad de las acciones a ejecutar para los más intensivos en consumo de energía eléctrica que tendrían las oportunidades de ahorro más eficaces, independientemente de su tarifa.

Tabla 13.1 Número de establecimientos mercantiles por subsector productivo

	Industria	Comercio	Servicios	Total
Comondú	5	555	67	627
Mulegé	8	640	147	795
La Paz	100	2,585	1,120	3,805
Los Cabos	37	3,811	3,126	6,974
Loreto	3	25	56	84
Estado	153	7,616	4,516	12,285

Fuente: Elaborado con información de SIEM, 2017.

De acuerdo con el Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM), en el estado existen 12,285 establecimientos mercantiles⁶⁸, de los cuales el comercio tiene el 62%, los servicios el 37% y la industria apenas el 1%. El análisis regional también revela los desbalances en la distribución de dichos establecimientos: La Paz y Los Cabos agrupan el 88% de los establecimientos (31 y 57% cada uno), mientras que Loreto no alcanza el 1%. La Tabla muestra el número de establecimientos por subsector y municipio, mientras que la Tabla 13.2 muestra los mismos establecimientos clasificados por subsector de acuerdo con el Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN). La industria agropecuaria solo registra 17 empresas, mientras que la minería 4 unidades y el suministro de gas y agua 10. La industria de la construcción registra 110 empresas, y la industria manufacturera apenas 14, la mayoría de las cuales son alimentaria y del vestido.

El comercio al por mayor, o de productos intermedios, suman 1,080 establecimientos, mientras que el comercio al por menor, suma 6 500 unidades, tanto grandes como pequeños. El sector servicios suma 4 516 establecimientos, de los cuales destacan los pequeños locales de servicios de barrio (estéticas, tintorerías, reparaciones, etc.) que agrupan cerca de 2 mil unidades; los servicios profesionales, 870; los servicios inmobiliarios, 315; los servicios educativos, 110; los servicios financieros y de seguros, 160; los servicios de información, 136; servicios de salud, 92; y servicios de entretenimiento, 51, entre otros menores. Vale la pena separar el sector de alojamiento y preparación de alimentos, que conforma una gran parte del sector turístico del estado, el cual registra 247 unidades hoteles y 284 restaurantes y bares.

En el Gráfico y en la Tabla 13.2 se muestra la distribución de consumos eléctricos por subsector de acuerdo con estimaciones hechas con la información anterior del SIEM, INEGI y CFE. Los datos presentados son el resultado de estimaciones propias a partir de las fuentes públicas y conllevan un grado de incertidumbre variable en función de la información disponible. Por esta razón, no fue posible caracterizar a todos los subsectores con un grado de desagregación más puntual. Será necesario mejorar, en el curso de la implementación de este programa, la información aquí presentada para poder tener una caracterización más completa para monitorear el progreso en el cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética en cada subsector, de los cuales a continuación se detallan el hotelero, restaurantero, comercial, agrícola, minero y manufacturero.

⁶⁸ Consultado en <https://www.siem.gob.mx/siem/> el día 15 de mayo de 2017.

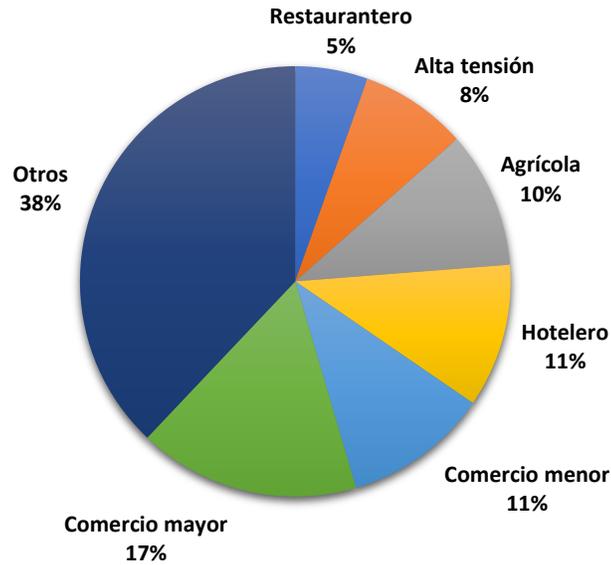
Tabla 13.2 Número de establecimientos por subsector del SCIAN

SCIAN	Subsector SCIAN	Comodú	La Paz	Loreto	Los Cabos	Mulegé	Estado
115	Servicios relacionados con las actividades agropecuarias y forestales	1	5		8	3	17
212	Minería de minerales metálicos y no metálicos, excepto petróleo y gas					4	4
222	Suministro de agua y suministro de gas por ductos al consumidor final		1		8	1	10
236	Edificación	2	37		4		43
237	Construcción de obras de ingeniería civil		44		7		51
238	Trabajos especializados para la construcción		8		8		16
311	Industria alimentaria	1	3				4
315	Fabricación de prendas de vestir		2	1	1		4
323	Impresión e industrias conexas				1		1
332	Fabricación de productos metálicos				1		1
333	Fabricación de maquinaria y equipo	1					1
334	Fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos			2			2
335	Fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica				1		1
431	Comercio al por mayor de abarrotes, alimentos, bebidas, hielo y tabaco	11	138		434	30	613
432	Comercio al por mayor de productos textiles y calzado	1	15		55	1	72
433	Comercio al por mayor de productos farmacéuticos, de perfumería, artículos para el esparcimiento, electrodomésticos menores y aparatos de línea blanca		23		65	3	91
434	Comercio al por mayor de materias primas agropecuarias y forestales, para la industria, y materiales de desecho	10	59	2	108	21	200
435	Comercio al por mayor de maquinaria, equipo y mobiliario para actividades agropecuarias, industriales, de servicios y comerciales, y de otra maquinaria y equipo de uso general	2	24		41	2	69
436	Comercio al por mayor de camiones y de partes y refacciones nuevas para automóviles, camionetas y camiones		12		9	1	22
437	Intermediación de comercio al por mayor	1	3		10		14
461	Comercio al por menor de abarrotes, alimentos, bebidas, hielo y tabaco	289	1375	11	1162	368	3205
462	Comercio al por menor en tiendas de autoservicio y departamentales	18	103		531	33	685
463	Comercio al por menor de productos textiles, bisutería, accesorios de vestir y calzado	56	125	2	321	55	559
464	Comercio al por menor de artículos para el cuidado de la salud	9	46		146	12	213
465	Comercio al por menor de artículos de papelería, para el esparcimiento y otros artículos de uso personal	41	208	4	346	49	648
466	Comercio al por menor de enseres domésticos, computadoras, artículos para la decoración de interiores y artículos usados	19	81		256	27	383

SCIAN	Subsector SCIAN	Comodú	La Paz	Loreto	Los Cabos	Mulegé	Estado
467	Comercio al por menor de artículos de ferretería, tlapalería y vidrios	29	121	4	164	12	330
468	Comercio al por menor de vehículos de motor, refacciones, combustibles y lubricantes	69	251	2	165	26	513
469	Comercio al por menor exclusivamente a través de Internet, y catálogos impresos, televisión y similares		1		3		4
483	Transporte por agua		3		1		4
484	Autotransporte de carga		6		2		8
487	Transporte turístico		1		23	1	25
488	Servicios relacionados con el transporte		16		37	3	56
492	Servicios de mensajería y paquetería	1	10	1	6		18
493	Servicios de almacenamiento		5		11		16
511	Edición de periódicos, revistas, libros, software y otros materiales, y edición de estas publicaciones integrada con la impresión		1				1
512	Industria filmica y del video, e industria del sonido				2		2
515	Radio y televisión	3	4		3	7	17
517	Telecomunicaciones	1	8		17		26
519	Otros servicios de información	1	11	47	25	6	90
522	Instituciones de intermediación crediticia y financiera no bursátil	6	38		66	3	113
523	Actividades bursátiles, cambiarias y de inversión financiera		5		17		22
524	Compañías de fianzas, seguros y pensiones	3	12		8	3	26
531	Servicios inmobiliarios		24	3	180		207
532	Servicios de alquiler de bienes muebles	7	27		67	7	108
541	Servicios profesionales, científicos y técnicos	9	354	2	471	34	870
551	Corporativos				1		1
561	Servicios de apoyo a los negocios	3	36		156	8	203
562	Manejo de residuos y desechos, y servicios de remediación		1				1
611	Servicios educativos	2	30	1	76	1	110
621	Servicios médicos de consulta externa y servicios relacionados	2	21		39	2	64
623	Residencias de asistencia social y para el cuidado de la salud				1		1
624	Otros servicios de asistencia social	3	6		18		27
713	Servicios de entretenimiento en instalaciones recreativas y otros servicios recreativos	4	20		27		51
721	Servicios de alojamiento temporal	14	41		173	19	247
722	Servicios de preparación de alimentos y bebidas	1	30		248	5	284
811	Servicios de reparación y mantenimiento	2	5		13	1	21
812	Servicios personales	5	405	2	1431	47	1890
	Total	627	3805	84	6974	795	12285

Fuente: Elaborado con información de SIEM, 2017.

Gráfico 13.3 Consumos finales por subsector productivo en 2015



A diferencia de la clasificación comercial del SCIAN; aquí comercio menor significa el comercio al por mayor y al por menor, así como a los diversos servicios de barrio que contratan su tarifa en baja tensión. Comercio mayor se refiere al comercio al por menor en grandes y medianas cadenas departamentales, supermercados y de conveniencia, así como otros servicios, que contratan la tarifa en media tensión (excepto los servicios del sector turístico que están separados).

Fuente: Elaborado con información de CFE, 2016.

Tabla 13.3 Consumos por tarifa de los subsectores productivos

Subsector	Consumo por tarifa							
	2 y 3		OM y HM		9		HS	
	Consumo (GWh)	Porcentaje	Consumo (GWh)	Porcentaje	Consumo (GWh)	Porcentaje	Consumo (GWh)	Porcentaje
Manufacturero y Minero			68	8%			128	100%
Restaurantero			86	10.2%				
Agrícola			0		163	100%		
Hotelero	15	8%	157	18.6%				
Comercio menor	173	92%						
Comercio mayor			264	31.2%				
Hospitales			7.4	0.9%				
Aeropuertos			4.5	0.5%				
Otros			259.1	30.6%				
Total	188	100%	846	100%	163	100%	128	100%

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, INEGI, CONUEE, CMM y SECTUR.

Subsector Hotelero

Se consideraron los hoteles de todo el espectro de clasificaciones, desde hoteles sin clasificación oficial hasta hoteles de Gran Turismo, y cuyo registro es público (INEGI, 2016). A través del Indicador de consumo de energía eléctrica que se tiene para algunos hoteles en Baja California Sur, se estimó un consumo anual de 172 GWh para el conjunto del subsector hotelero estatal (que incluye los restaurantes de los hoteles), lo que representa el 14% del consumo total de los sectores productivos (1 196 GWh/año). Más de la mitad de este consumo puede ser atribuido a los hoteles con clasificación de 4 estrellas en adelante, ya que los de menor categoría menores en cantidad e intensidad en su consumo.

La industria turística representa un motor económico importante para el estado de Baja California Sur. De acuerdo con información de Datatur (SECTUR, 2015), el estado tiene una oferta turística de 329 establecimientos hoteleros con 16,886 habitaciones disponibles. Para el año 2015, se contabilizaron 1.9 millones de turistas que representaron un porcentaje de ocupación hotelera de 63. El consumo de energía eléctrica del subsector hotelero representa cerca del 12% del consumo del sector productivo del estado. Los Cabos y La Paz son los sitios que reciben el mayor número de turistas. Ambos municipios albergan el 60% de los establecimientos de hospedaje del estado y representan el 85% de la oferta de cuartos de la entidad. En la Tabla 13.4 y Tabla 13.5 se muestra dicha distribución por municipio y categoría, número de camas y municipio.

Tabla 13.4 Número de establecimientos de hospedaje en Baja California Sur

Municipio	Total	Cinco estrellas	Cuatro estrellas	Tres estrellas	Dos estrellas	Una estrella	Sin categoría
Comondú	30	0	0	6	3	0	21
La Paz	95	15	16	13	9	7	35
Loreto	38	5	3	9	4	12	5
Los Cabos	99	37	15	10	8	10	19
Mulegé	67	1	3	10	3	5	45
Estado	329	58	37	48	27	34	125

La categoría cinco estrellas incluye establecimientos de categoría especial, gran turismo y clases similares. Los establecimientos sin categoría comprenden hoteles, moteles y trailer parks.

Fuente: Secretaría de Turismo del Gobierno del Estado. Dirección de Planeación y Desarrollo Turístico. 2015

Hacia 2018, el estado proyecta la entrada de inversiones para 16 nuevos hoteles e incorporar así cuatro mil habitaciones adicionales en Los Cabos. En 2017, diez proyectos ya se encuentran en construcción (BCS Noticias, 2016). Bajo este escenario, y dado que los establecimientos hoteleros constituyen una pieza clave de la economía de Baja California Sur, el subsector requiere técnicas dirigidas a optimizar sus recursos y configurar instalaciones de calidad y más eficientes. Los establecimientos hoteleros utilizan una gran cantidad de energía para lograr el suministro de los servicios y el confort que buscan ofrecer a sus huéspedes. Es importante que los hoteles tengan el control de la demanda pues se presume que cuentan todavía con un gran potencial para el ahorro energético. Los hoteles con mayor categoría y cantidad de servicios ofertados presentan una mayor ocupación y consumo energético que los hoteles de menor categoría y servicios.

Tabla 13.5 Número de camas en Baja California Sur

Municipio	Total	Cinco estrellas	Cuatro estrellas	Tres estrellas	Dos estrellas	Una estrella	Sin categoría
Estado	16,886	9,115	2,583	1,698	650	612	2,228
Comondú	557	0	0	142	83	0	332
La Paz	3,202	506	961	561	228	141	805
Loreto	1,033	418	178	155	65	145	72
Los Cabos	11,052	8,180	1,399	590	204	272	407
Mulegé	1,042	11	45	250	70	54	612

Fuente: Secretaría de Turismo del Gobierno del Estado. Dirección de Planeación y Desarrollo Turístico. 2015

En general, las estadísticas de Baja California Sur en materia turística indican que predominan los hoteles de mayor categoría, por ejemplo, en 2015, los hoteles de cinco estrellas presentaron una ocupación del 70% anual contra categorías menores a tres estrellas que tuvieron una ocupación del 33 al 53% (SECTUR, 2015), y que naturalmente son hoteles que ofrecen más prestaciones (5 estrellas, 70%; 4 estrellas, 51%; 3 estrellas, 53%; 2 estrellas, 46%; 1 estrella, 33%; promedio, 62%).

Subsector Restaurantero

El análisis del subsector restaurantero contempla a los restaurantes ubicados dentro de los hoteles como aquéllos que no se encuentran afiliados a los mismos y que no cuentan con un padrón público oficial. Por esta razón, con base en estimaciones propias y con sensibilidad en los sistemas de información geográfica y turística disponibles, se estimó que en el estado existen alrededor de 280 establecimientos no afiliados a hoteles a los que se les asigna un área de entre 550 y 600 m² por establecimiento en promedio⁶⁹, que en Baja California Sur tienen un consumo aproximado de 590 kWh/m² al año (CMM, 2011).

Teniendo en cuenta lo anterior, se estimó que los restaurantes consumen aproximadamente 86 GWh anuales, lo que representa 6% del consumo de los sectores productivos. Cabe aclarar que aquí se incluyen restaurantes gourmet, de especialidad, establecimientos de comida rápida y de cadena, etc., cuya demanda supera los 100 kW y, por tanto, están en tarifas de media tensión (OM o HM). Se asume que los establecimientos más pequeños tienen una demanda menor a 100 kW, por lo que pertenecen a las tarifas 2 y 3 y no están incluidos en este cálculo (fondas, cocinas económicas, etc.), sino en el subsector comercial de baja tensión.

Subsector Comercial y de Servicios en baja tensión

El subsector comercial y de servicios presenta niveles de consumo entre los distintos actores del gremio muy variables, por lo que se distinguen aquí, a diferencia de la clasificación comercial del SCIAN; dos subgrupos: el primero es el comercio menor que se refiere al comercio al por mayor y al por menor, así como los servicios de barrio, que contratan su tarifa en baja tensión, mientras que el segundo es el comercio mayor que agrupa al comercio al por menor pero que está en almacenes grandes y medianos, así como otros servicios, que contratan la tarifa en media tensión (excepto los servicios del sector turístico que están analizados arriba). El subsector comercial, en conjunto, tiene una participación importante en el consumo eléctrico de los sectores productivos, con casi el 30% del total (ver Gráfica).

⁶⁹ Se estimó con información paramétrica de la industria de la construcción y otros análisis previos *in situ* del Centro Mario Molina.

El comercio mayor está compuesto por las grandes cadenas comerciales que si bien ofrecen sus productos al por menor, lo hacen en grandes almacenes que requieren media tensión tales como supermercados, tiendas departamentales, centros comerciales y tiendas de conveniencia, de electrodomésticos, de electrónicos, etc. Así, se estimó que en conjunto consumen alrededor de 264 GWh anuales, es decir, el 60% del total del subsector, pero concentran solo el 8% de los usuarios comerciales, es decir, alrededor de 850 establecimientos (que es una estimación propia a partir de los inventarios comerciales del estado). Cabe apuntar que el SCIAN reporta 685 unidades que solo incluye supermercados y departamentales (SCIAN 462), mas no de conveniencia y otras.

El comercio menor, usuario de las tarifas 2 y 3 (baja tensión), incluye pequeños comercios tales como tiendas de abarrotes, farmacias, fondas, etc., así como servicios de barrio (SCIAN 811 y 812) tales como estéticas, tintorerías, lavanderías, sastres, talleres, etc. Además, se incluyen otros comercios al por mayor y servicios especializados educativos y de salud (SCIAN 611 y 621) que también están en baja tensión. Con la información de unidades económicas de INEGI⁷⁰, se estimó que en conjunto el comercio menor agrupa unos 10 mil comercios y servicios pequeños, lo cual coincide con la información del SIEM, que estima alrededor de 10,700 establecimientos, pero contrasta con el número de usuarios que reporta CFE, que son alrededor de 30 mil.

En resumen, el consumo del comercio mayor es de 264 GWh (60% del consumo comercial), y el consumo medio anual por usuario es de 310 MWh anuales (considerando 10 usuarios). Mientras que el comercio menor consume un total de 173 GWh al año (40% del consumo comercial), lo que por usuario significa un promedio de 17 MWh anuales (considerando 10 mil). La Gráfica muestra la diferencia en la intensidad de consumo entre media y baja tensión, así como la estacionalidad del subsector que es importante durante el verano y el otoño. Nótese la magnitud del consumo entre ambos grupos que tiene una diferencia aproximada de 11 veces.

Gráfica 13.4 Perfil de consumo promedio anual del subsector comercial en baja y media tensión (2007-2015)



A diferencia de lo presentado en el Gráfico 13.3b, donde se usó el número de usuario de CFE (30 mil), aquí se usa el número de usuarios del SIEM (10 mil), por lo que el consumo de baja tensión es mayor por usuario.

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE y SIEM, 2016

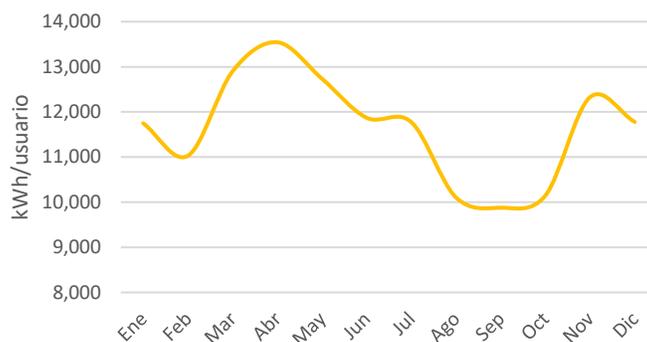
⁷⁰ Consultado en mayo de 2017 en el Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (INEGI, 2016).

Subsector Agrícola

La actividad agrícola del estado se concentra principalmente en el valle de Santo Domingo en el municipio de Comondú, en el centro del estado. El consumo durante 2015 sumó 163 GWh para todas las modalidades de la tarifa 9 (10% del consumo del sector productivo), pero solo en Comondú se consumió el 63%. En el Gráfico 13.5 se muestra el perfil de consumo promedio por usuario entre 2007 y 2015 a nivel estatal. En Baja California Sur existen 1 128 usuarios de tarifa 9, lo cual contrasta con las 17 unidades económicas reportadas en el SIEM. Los principales cultivos de Baja California Sur son los de alfalfa, jitomate, maíz blanco y naranja. Es importante notar la sobreexplotación de las reservas de agua en el estado, principalmente debido al uso de la agricultura.

En 2015, la superficie destinada al cultivo de jitomate, alfalfa, maíz blanco y naranja fue, en conjunto, de 16 mil hectáreas sembradas, de las cuales se cosecharon 15 500. Lo anterior generó una producción de 238 mil toneladas. El consumo de energía eléctrica ascendió a 684 kWh por cada tonelada producida y alrededor de 10 MWh por cada hectárea trabajada. La mayor parte de los productores agrícolas utilizan equipos de bombeo antiguos que requieren de diésel (SAGARPA, 2016), que no solamente son ineficientes, sino que representan un gasto considerable en la compra del combustible. En la o se muestra el perfil del consumo por usuario promedio de la última década, y destaca que el mayor consumo sea en primavera, a diferencia del resto de los sectores.

Gráfico 13.5 Perfil de consumo promedio anual del subsector agrícola de BCS (2007-2015)



Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

Subsector Minero

La actividad minera del estado está enfocada en la explotación de cuatro minerales, principalmente: sal (marina y de mesa), yeso, fosforita y, agregados para la construcción (arena, grava, piedra), entre otros de mucho menor volumen como cobre, cobalto, zinc, manganeso, plomo, plata y oro. Existen tres distritos mineros activos actualmente, dos de ellos en Mulegé, y uno en La Paz, los cuales albergan las cuatro principales minas activas, mismas que cuentan con infraestructura minero metalúrgica de transformación. La Tabla muestra la distribución de las minas, los concesionarios, la tecnología y el volumen de producción. La mayoría de los distritos y minas activas están en Mulegé, al norte del estado, no obstante, el Distrito de San Juan de la Costa, La Paz cuenta con los principales yacimientos de fosforita.

La mayoría de los distritos y minas cuenta con permisos de autoabastecimiento o de usos propios para generar su propia electricidad, y una de ellas (Minera y Metalúrgica del Boleo) cuenta con un permiso de cogeneración eficiente cuya electricidad excedente vende a la red eléctrica. Sin embargo, la empresa

Rofomex S.A., ubicada en La Paz, no cuenta con registro de permiso de generación ante la CRE. Aunque sólo existen tres usuarios de electricidad en alta tensión (HS) en todo el estado, con la información disponible no es posible afirmar que las compañías mineras estén conectadas a la red ni que sean las usuarias de la electricidad en alta tensión. Un análisis de los usuarios existentes en alta tensión en los municipios de La Paz y en Los Cabos permite estimar que su consumo es de aproximadamente 128 GWh anuales en tarifa HS (alta tensión) y solo en La Paz es de 113 GWh.

Tabla 13.6 Concesionarios de minas activas de Baja California Sur

Nombre	Municipio	Capacidad instalada t/día	Sistema de operación	Sustancia Beneficiada	Distrito minero	Permiso de generación CRE	Modalidad	Capacidad (MW)
Exportadora de Sal, S.A. de C.V.	Mulegé	22,230	Salting Out Lavado	Sal industrial y sal de mesa	Guerrero Negro	Exportadora de Sal, S.A. de C.V.	Usos propios continuos	22.053
Carbón Mexicano, S.A. de C.V.	Mulegé	6,400	Trituración	Yeso	Santa Rosalía			
Cía. Occidental Mexicana, S.A. de C.V.	Mulegé	8,200	Trituración	Yeso	Santa Rosalía	Compañía Occidental Mexicana, S.A. de C.V.	Usos propios continuos	8.75
Roca Fosfórica Mexicana, S.A. de C.V.	La Paz	6,000	Flotación, Concentrado, Lavado, Secado	Fosforita	San Juan de la Costa			
Minera y Metalúrgica del Boleo S.A.P.I. de C.V.	Mulegé	-	-	Cobre Cobalto Zinc	Santa Rosalía	Minera Y Metalúrgica del Boleo, S.A.P.I. de C.V.	Auto abastecimiento	30.85

Fuente: Secretaría de Economía, Servicio Geológico Mexicano, 2015.

Subsector Industrial de la Manufactura

De acuerdo con el DENUE (INEGI, Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas, 2016), en el estado existen más de 2 500 unidades económicas bajo la denominación de industria manufacturera. Sin embargo, dicha cifra contrasta abismalmente con la que proporciona el SIEM de 14 empresas manufactureras. La falta de un padrón organizado y público de la industria, su producción y sus ventas anuales, hace difícil establecer el consumo de este subsector, pero dada su baja participación en el PIB estatal (apenas 2.3% en 2013) es muy probable que sólo sean las 14 reportadas en el SIEM, que son cuatro unidades de la industria alimentaria y cuatro del vestido, dos establecimientos de manufactura de electrónicos y uno de electrodomésticos, productos metálicos, de maquinaria y equipo y de impresión.

Además de ellas, sabemos que existen cuatro concreteras en el estado, las cuales en el SIEM están clasificadas como comercio al por menor, pero que deben ser consideradas como industria ya que su consumo es intensivo y con tarifa de media tensión (aunque debido a que desconocemos su producción, no es posible estimar su consumo), con lo cual sumarían 18 unidades en el subsector. Tampoco se puede establecer el consumo del subsector de la manufactura en su conjunto debido a la incertidumbre sobre los consumos de los usuarios y a que, al igual que en el minero, se desconoce si los usuarios en alta tensión corresponden a este grupo. En cualquier caso, la alta tensión consumió 130 GWh en 2015, es decir, 8% del consumo del sector productivo, pero solo son tres usuarios, por lo que la mayoría de la manufactura debe estar en media tensión con un consumo desconocido.

Otras consideraciones

La distribución de la actividad económica en el estado es dispersa en diversos municipios, lo que permite referirnos a focos de actividad productiva, y consecuentemente, de consumos energéticos diversos. Por ejemplo, debido a una mayor población y al atractivo turístico, los municipios de La Paz y Los Cabos reúnen la mayor parte de unidades económicas pertenecientes al subsector comercial, hotelero, y restaurantero; el municipio de Comondú cuenta con la mayor parte de la actividad agrícola agrupando a casi el 70% de los usuarios de las diferentes modalidades de la tarifa 9, mientras que Mulegé concentra la mayor actividad minera del estado.

Si bien el comercio en baja tensión tiene el consumo más alto entre los subsectores productivos caracterizados, la cantidad de usuarios para las tarifas 2 y 3 lo hace un subsector muy fragmentado, mientras que los comercios en tarifas de media tensión (OM y HM) concentran mayores consumos en mucho menos usuarios y tienen un potencial mayor de ahorro de energía. No obstante, el subsector hotelero es más intensivo en el uso de energía, es decir, son relativamente pocos usuarios con un consumo que representa cerca de la octava parte del total del sector productivo, lo que representa grandes oportunidades de ahorros en la energía consumida con acciones dirigidas a un gremio que además está organizado.

Además de los hoteles, los restaurantes y comercios (como subsectores) tienen una mayor oportunidad de ahorro debido al número de usuarios y sus niveles de consumo. Los subsectores con menor impacto en relación con los demás son los de la manufactura y la agricultura, pero en este último hay acciones que pueden resultar en una mayor eficiencia energética. En el otro extremo se encuentran el subsector minero que contaría con probablemente un solo usuario conectado a la red eléctrica pero que representa cerca del 8% del consumo de electricidad de la red, donde quizá no existan muchas opciones de eficiencia por la misma naturaleza de la actividad.

Un factor importante a considerar es la estacionalidad presentada en el consumo de Baja California Sur con un clima cálido seco en la mayor parte de su territorio. El cambio de temperaturas tiene una fuerte influencia en el consumo energético; al aumentar la temperatura, el uso de aire acondicionado para mantener ciertos niveles de confort es más intensivo, lo cual, como ya se dijo, compromete la sustentabilidad y eficiencia del sistema de generación eléctrica al obligar a que durante las puntas se recurra a tecnologías flexibles pero que generan con fuentes fósiles (combustóleo y diésel), encarecen el precio de la electricidad y son muy contaminantes.

Además de los giros descritos antes, se sabe que existen numerosas plantas desalinizadoras de agua, principalmente del sector privado turístico, que podrían consumir grandes cantidades de energía (CMM, Estrategias Regionales y Sectoriales para lograr un Desarrollo Sustentable y de Baja Intensidad de Carbono en México. Región Golfo de California. , 2010). En principio, dichas plantas operarían en tarifa 3, y la única planta pública es la Desaladora de Cabo San Lucas, que abastece al sistema de agua potable al Organismo Operador Municipal (OOMSAPAS) bajo un esquema de concesión que opera desde 2006. La tecnología con que opera esta planta es de ósmosis inversa, que está entre las más comunes para plantas de esta magnitud, con una capacidad de 0.6 m³ por segundo capaz de satisfacer una demanda de alrededor de 20 millones de metros cúbicos por año. Si se asume que el consumo promedio de una planta desalinizadora es de 4 kWh/m³ (CMM, Estrategias Regionales y Sectoriales para lograr un Desarrollo Sustentable y de Baja Intensidad de Carbono en México. Región Golfo de California. , 2010), esta planta debe consumir aproximadamente 80 GWh al año, lo que representaría el 42% del consumo de las tarifas 2 y 3 juntas.

Es posible que la planta del servicio municipal de Los Cabos opere en tarifa 6, pero no sería el caso para las plantas privadas que probablemente estén en tarifa de media tensión. Si se considera que existen alrededor de 84 plantas privadas, 23 en La Paz y 61 en los Cabos, que en promedio desalinizan entre 100 mil y 400 mil m³ al año, estamos ante un subsector relevante del que no tenemos datos certeros ni actualizados y que debe estar en crecimiento constante debido a la demanda y escasez de agua en la península. Bajo los supuestos antes mencionados, dichas 84 plantas podrían estar desalinizando hasta 40 millones de m³ anuales, lo que significaría un consumo anual de 162 GWh, equivalente al 7% del consumo de energía del sector productivo en su conjunto.

13.2 Acciones de eficiencia energética por subsector productivo

Dado la heterogeneidad y dispersión del sector productivo, más allá de acciones generales que se sabe que son comunes a la mayoría de las actividades y edificios, no es posible sugerir acciones específicas que garanticen resultados homogéneos, pues incluso las acciones generales podrían no ser recomendables o rentables en ciertos casos. Por ello, es necesario impulsar un sistema de gestión de energía (SGEn) como un esfuerzo sistemático para obtener el máximo rendimiento de la energía con el menor costo técnico y humano en la medida de las capacidades y necesidades de cada organización, lo cual es una acción en sí misma y la más importante como un proceso de mejora continua.

Sistemas de gestión de energía

Para llevar a cabo las acciones de mejora, a nivel federal la CONUEE impulsa el Programa Nacional para Sistemas de Gestión de la Energía (PRONASGEn, 2016), que promueve la implantación de los SGEn por razones estratégicas a nivel nacional: seguridad energética, competitividad y desarrollo, cambio climático y salud pública. El marco legal es la norma mexicana de aplicación voluntaria NMX-J-SAA-50001-ANCE-IMNC-2011 que, inspirada a su vez en la Norma Internacional ISO 50001, especifica los requisitos que reconocen la validez de un SGEn como un conjunto de elementos interconectados que conforman los objetivos energéticos y las políticas que darán lugar a los procesos y procedimientos para lograrlos.

El marco general de actuación se trata de un proceso lógico, iterativo y sencillo conceptualmente que permite implementar de manera gradual las mejoras en el uso de la energía en forma armonizada con las características, actividades, posibilidades y objetivos de cada organización. Al igual que el resto de normas de gestión no se establecen objetivos pues éstos son autoimpuestos por cada organización de acuerdo con sus capacidades. Si se cumplen por medio del protocolo establecido, puede obtenerse una certificación independiente (denominada de tercera parte), a través de los clientes (de segunda parte) o incluso una autoevaluación. El marco general de actuación es el siguiente:

1. Planificar. El proceso inicia con conocer el estado real del consumo de energía a través de una auditoría energética (regida a su vez por la norma NMX-J-SAA-50002-ANCE-IMNC-2015), en donde se identifican los procesos para establecer una línea base de consumo. Con dichos resultados, se diseña el plan de acción o política para un uso más eficiente de la energía priorizando las medidas que den los mayores resultados al menor esfuerzo y costo. Se desarrollan los indicadores de energía más adecuados para medir el fenómeno acotado, y se establecen los objetivos y alcances de eficiencia energética y reducción de consumos.
2. Hacer. Iniciar la implantación del plan de acción a través de los recursos humanos y materiales designados en el plan de acción, ya sea a través de las modificaciones en las instalaciones o a

través de la modificación de los hábitos de consumo en la organización. Las primeras acciones son de bajo costo de implementación y alta implementación.

3. Verificar. Se lleva el registro de la evolución de los indicadores establecidos en el plan de acción en un medio transparente que se pueda comunicar para definir si el rendimiento está en línea con los objetivos de la organización.
4. Actuar. A diferencia del paso hacer, aquí se deben tomar las decisiones para mejorar el plan de acción en forma continua basados en los resultados obtenidos, sea actualizando los objetivos del plan de acción para hacerlo más exigente, o modificando los procesos para poder cumplir con los objetivos ya establecidos.

La aplicación de la norma puede ayudar a una empresa u organización a:

- Identificar, seleccionar y priorizar acciones según el potencial de ahorro y el costo de implementarlas
- Aumentar la productividad con el mínimo de energía
- Contar con más y mejor información sobre el uso de la energía que permita ir tomando las decisiones necesarias antes y durante el proceso
- Generar una cultura organizacional en general y fortalecer competencias en el uso de la energía en particular

En general, es válido afirmar que a mayor nivel de madurez de un SGEEn, mayores recursos humanos y económicos son necesarios para que las acciones rindan ahorros energéticos. Para garantizar la certeza del proceso de mejora de los sectores productivos, lo más recomendable es realizar certificaciones de tercera parte a través de un organismo certificador acreditado bajo la norma ISO 50001:2011. Con base en los análisis presentados arriba, se eligieron cuatro sectores productivos estratégicos hacia donde deberá enfocarse el esfuerzo de la administración pública local y estatal. A continuación, se especifican las acciones más comunes que podrían servir de referencia para mejorar el desempeño energético de los sectores hotelero, restaurantero, comercial y agrícola.

Subsector hotelero

El consumo de energía representa un costo considerable para la operación de un hotel. Aun así, buena parte de los establecimientos de categorías menores pueden presentar niveles de eficiencia energética relativamente bajos, siendo el desconocimiento técnico una de las causas fundamentales. Dependiendo de la naturaleza, dimensiones y fase del proyecto turístico, existe una serie de acciones posibles para mejorar el comportamiento energético, aumentando la competitividad y reduciendo el impacto ambiental asociado a su operación.

Se ha identificado que las principales oportunidades de ahorro de energía del subsector en otras ciudades del país están en el aire acondicionado y la envolvente térmica (CMM, 2015). La adecuada elección de los sistemas de aislamiento y, en consecuencia, de aire acondicionado y calentamiento de agua, así como una correcta gestión de la energía impactan en la competitividad de los establecimientos. A continuación, se propone una serie de recomendaciones generales para el subsector que podrían ser una referencia al momento de realizar el diagnóstico energético o la evaluación de desempeño energético para implantar un SGEEn.

Envolvente térmica:

Establecer de forma explícita en los reglamentos locales de construcción y demás aplicables a la operación de los hoteles, el cumplimiento de la NOM-008-ENER-2001 sobre eficiencia energética en la envolvente de edificios no residenciales, lo que permitirá disminuir lo más posible las ganancias y pérdidas de calor, que es el fenómeno que incide en el confort térmico y, por lo tanto, en el consumo de energía de los equipos de acondicionamiento.

Aire acondicionado:

- Instalar equipos de aire acondicionado de volumen variable (VAV) o individuales (divididos) por habitación (previo estudio de viabilidad) en hoteles nuevos, una vez satisfecha la mejor envolvente térmica posible.
 - En el caso de los divididos con condensadora vertical, se recomienda instalar un sistema *inverter* por recinto a acondicionar con una temperatura preestablecida que garantice la máxima eficacia del sistema.
- Apagar un par de horas el sistema (el *chiller* y sus equipos auxiliares) durante las madrugadas (previo estudio que determine las épocas del año y las horas con menor afectación) en establecimientos existentes con equipo centralizado de acondicionamiento. Lo anterior podría llegar a representar hasta un mes de ahorro (CMM, 2015).
- Sustituir equipos centrales por equipos individuales. Ello implica maniobras complejas e inversiones altas, aunque en el largo plazo podría tener un ahorro. Este proceso implica también una reconfiguración de las instalaciones existentes, por lo que deben realizarse los análisis técnicos y económicos de factibilidad.
- Recuperar el calor de desecho del *chiller* para precalentamiento de agua de servicios o albercas, en caso de contar con un sistema central.
- Sustituir equipos individuales de aire acondicionado de operación continua con una antigüedad mayor de 10 años (cuando los haya) por equipos tipo divididos con *inverter* que cuenten con un coeficiente de rendimiento (COP, por sus siglas en inglés) acorde con la NOM-023-ENER-2010 o la NOM-026-ENER-2015. La opción menos recomendable es instalar equipos tipo ventana ya que, generalmente, son menos eficientes.
- Contar al menos con un variador de velocidad para reducir la carga y mejorar la eficiencia parcialmente (ya que aún con ello, los equipos auxiliares permanecerán encendidos). Los sistemas centrales (*chillers*) están encendidos 24 horas al día, y los equipos auxiliares siempre permanecen encendidos a plena carga, por lo que la eficiencia de los *chillers* centrífugos disminuye y el consumo acumulado del sistema central puede ser muy elevado (CMM, 2015). Dichos sistemas deben cumplir con la NOM-011-ENER-2006.
- Favorecer el uso de los equipos individuales divididos (*mini Split* con *inverter*) o centrales de volumen variable (VAV) dado que responden a la demanda y ocupación variables. Con estos equipos, el consumo acumulado es menor respecto al de un sistema central convencional, aunque su eficiencia global pueda ser menor, pero gracias a su versatilidad, la carga y el consumo pueden responder de mejor forma a las necesidades naturalmente variables de un hotel (CMM, 2015).

Iluminación:

- Sustituir lámparas T12, T8, dicroicas e incandescentes convencionales por tecnologías que permitan una densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA en W/m²) menor a la estipulada en la NOM-007-ENER-2014 y con el mismo nivel de iluminación. Debido al rápido desarrollo de nuevas tecnologías, es posible incorporar en los programas específicos requerimientos más estrictos que la propia norma federal que exijan eficiencias 10% superiores a la norma. Adicionalmente, incorporar sistemas con control de iluminación en áreas comunes que permitan apagar las luces de dichas áreas cuando no son utilizadas o durante el día.
- Seleccionar la temperatura del color adecuada de las lámparas eficientes que sustituyan a las incandescentes. En los hoteles y restaurantes es muy importante que las habitaciones, la zona de comensales, los bares y las áreas comunes cuenten con luz cálida, es decir, una temperatura de color de 3 000 a 3 500°K.

Refrigeración de alimentos:

- Promover la sustitución continua de refrigeradores, congeladores y cuartos de frío con más de 10 años de antigüedad por equipos más eficientes que cumplan la NOM-015-ENER-2012 o la NOM-022-ENER/SCFI-2014, y que cuenten con el sello FIDE. Estos equipos representan entre el 5 y 7% del consumo final de la energía eléctrica en hoteles (CMM, 2015).

Motores eléctricos y energía térmica:

- Sustituir motores que promedian más de 8 horas de uso al día o con más de 10 años de antigüedad (bombeo de agua y auxiliares en sistemas centrales). No se recomienda el rebobinado de motores viejos, sino adquirir equipos nuevos de alta eficiencia de acuerdo con las normas NOM-004-ENER-2008, NOM-001-ENER-2000, NOM-006-ENER-1995 y NOM-016-ENER-2010.
- Reducir el uso de gas LP. Si bien no se hizo una caracterización del consumo de energía térmica generada con gas LP, su consumo puede representar un alto costo e impacto al ambiente, principalmente para el calentamiento de agua de los servicios sanitarios y, en algunos casos, de albercas.
- Sustituir los calentadores de almacenamiento con eficiencia menor al 80% por nuevos que cumplan con la norma NOM-003-ENER-2011. Preferir el uso de calentadores de paso industriales (con termotanque) en el caso de grandes edificios, ya que presentan una alta eficiencia y una modulación automática. Una buena práctica es fijar la temperatura media del agua caliente para suministro en habitaciones entre 45 y 48°C. No es necesario calentarla por encima de los 55°C.
- Favorecer el uso de Calentadores solares. Esta tecnología tiene aplicaciones rentables en hoteles de tres estrellas o menores, donde es factible instalar entre el 30 y 40% del requerimiento de agua caliente sanitaria, además de ser una buena opción para satisfacer la demanda de los hoteles pequeños, aunque siempre con el respaldo de un calentador a gas eficiente (NOM-003-ENER-2011).

Capacitación y mantenimiento:

Favorecer acciones de capacitación y mantenimiento para los usuarios. Los hoteles de 4 y 5 estrellas generalmente cuentan con departamentos de mantenimiento especializado que pueden llevar a cabo los trabajos adecuados, no así los hoteles de 3 estrellas o menores. Por ello, éstos deben mantener un acercamiento constante con instancias de gobierno que les exijan y faciliten una capacitación constante

y adecuada de los jefes de mantenimiento para el correcto aprovechamiento de la energía. Los hoteles de 3 estrellas o menores (hoteles PYME) son un subsector con menores posibilidades económicas que requiere de transferencia de capacidades técnicas y apoyos financieros. En el sentido del financiamiento, el principal instrumento se encuentra con el FIDE⁷¹.

Subsector restaurantero y comercial

El subsector comercial, como ya se mencionó, tiene su principal oportunidad en el 8% de comercios que consumen el 60% de la energía del subsector comercial, es decir, las grandes cadenas comerciales. Este 8% de usuarios son aquellos que están en tarifas de media tensión (OM y HM), y son principalmente centros comerciales, tiendas departamentales o de autoservicio, cadenas de tiendas de conveniencia, farmacias, electrónicos, etc. Los restaurantes con tarifas OM y HM, por su parte, representan el 6% del consumo del sector productivo con relativamente pocos usuarios. En general, se considera que estos sectores pueden implementar un SGE en sus instalaciones de una manera sistemática, y algunos de las acciones más probables a atender podrían ser las siguientes:

Envolvente térmica y películas en vidrios:

- Establecer de forma explícita en los reglamentos locales de construcción y demás aplicables a la operación de los locales comerciales el cumplimiento de la NOM-008-ENER-2001 sobre eficiencia energética en las envolventes de edificios no residenciales, ya que el clima extremo de la península así lo amerita. De igual manera, dado que el uso de vidrio es muy generalizado, podría ser conveniente instalar películas que reduzcan la ganancia de calor o instalar vidrios que cumplan la NOM-024-ENER-2012.

Aire acondicionado y refrigeración:

- Sustituir los equipos individuales de aire acondicionado de operación continua con una antigüedad mayor de 10 años por equipos tipo divididos con *inverter* que cuenten con un coeficiente de rendimiento (COP, por sus siglas en inglés) acorde con la NOM-023-ENER-2010 y NOM-026-ENER-2015. Los sistemas centrales, por otro lado, deben contar con un variador de velocidad para reducir la carga y mejorar su eficiencia y cumplir con la NOM-011-ENER-2006.
- Priorizar la sustitución de equipos con más de 10 años de antigüedad por equipos más eficientes que cumplan la NOM-015-ENER-2012 o la NOM-022-ENER/SCFI-2014.

Iluminación:

- Sustituir lámparas T12, T8, dicróicas e incandescentes convencionales por tecnologías que permitan una densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA en W/m²) menor a la estipulada en la NOM-007-ENER-2014 y con el mismo nivel de iluminación. Debido al rápido desarrollo de nuevas tecnologías, es posible incorporar normativas locales más estrictas que la propia norma federal que exijan eficiencias 10% superiores.

⁷¹ El FIDE cuenta con un programa denominado Eco Crédito Empresarial orientado a la sustitución de equipos obsoletos por aquellos de alta eficiencia. El programa aplica para usuarios de tarifa 2, 3 y OM, e incluye un diagnóstico energético gratuito por parte del FIDE. Se trata de un crédito simple con interés ordinario, con plazo de cuatro años para pagar por medio del recibo de electricidad del propietario del establecimiento. Los ahorros generados con la sustitución ayudan a pagar el crédito, el cual cubre el costo de los equipos y su instalación.

- Incorporar sistemas con control de iluminación en áreas comunes que permitan apagar las luces de áreas no utilizadas o durante el día.
- Seleccionar la temperatura del color adecuada de las lámparas eficientes que sustituyan a las incandescentes de acuerdo con el uso esperado.

Cambio de equipos de fuerza:

- Iniciar la sustitución de equipos instalados con una antigüedad mayor a 10 años. No se recomienda la práctica de rebobinado de motores viejos, sino adquirir equipos nuevos de alta eficiencia de acuerdo con las normas NOM-004-ENER-2008, NOM-001-ENER-2000, NOM-006-ENER-1995 y NOM-016-ENER-2010.

Subsector agrícola

La CFE define a la tarifa 9, y sus distintas modalidades (9, 9-N, 9-CU, 9M), como servicio para bombeo de agua para riego agrícola (ya sea en baja o media tensión, ya sea riego diurno o nocturno, etc.) y la iluminación de los cuartos de máquinas de las bombas. Así, el consumo eléctrico registrado debería de depender exclusivamente del manejo de agua de estos usuarios. Se han identificado acciones generales que tendrían un impacto directo en el uso del agua y, por lo tanto, en el de la energía. La implantación de un SGE en este subsector podría ser más complicada que en los casos urbanos y requerirá de un programa específico.

Sustitución de equipos:

- Buscar el cambio de equipos de bombeo que se hayan instalado hace más de 10 años. Además, se recomienda cambiar equipos que no sean adecuados para el sistema de cultivo, es decir, utilizar tecnologías eficientes aun cuando los equipos tengan menos de 10 años de antigüedad de acuerdo con las normas NOM-004-ENER-2008, NOM-001-ENER-2000, NOM-006-ENER-1995 y NOM-016-ENER-2010. Es necesario analizar qué tipo de bombas (de accionamiento positivo, de diafragma, centrífugas, etc.) y motores (corriente directa o corriente alterna) se ajustan a cada caso específico para lograr la mayor eficiencia posible en el bombeo de agua para riego.
- Adoptar tecnologías de riego por goteo y por aspersores, pues utilizan una menor cantidad de agua para obtener los mismos resultados o incluso mejores que otras tecnologías más comunes (riego rodado, riego por inundación). Dada la escasez y sobreexplotación de agua en el estado de Baja California Sur, la adopción de estas tecnologías representa un curso de acción importante. A su vez, el riego por goteo y por aspersores requiere de una menor presión y cantidad de agua, por lo que se usaría menos energía para su bombeo.

Uso de paneles solares para el bombeo de agua:

- Integrar el uso de paneles solares para el bombeo de agua como un sistema auxiliar de acuerdo con la configuración de cada sistema. La implementación de estos equipos reduciría el uso de sistemas que funcionan a base de diésel y también el consumo de electricidad, expandiendo la adopción de generación distribuida más allá del sector urbano, donde es más difícil entregar la energía.

13.3 Casos de éxito de eficiencia energética en el sector productivo y promoción de su instrumentación

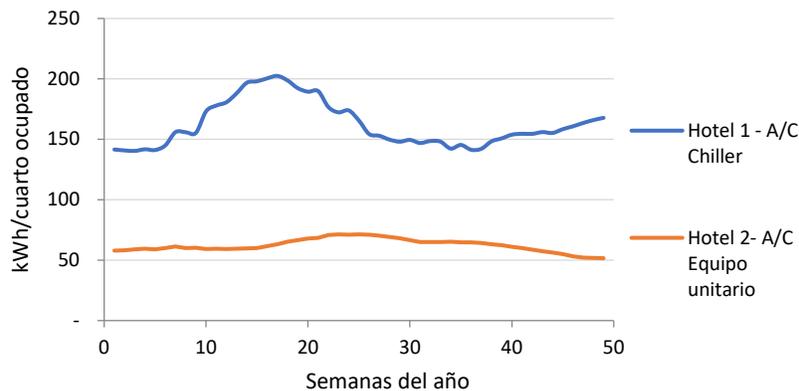
En esta sección se exponen algunos de los casos más relevantes a nivel nacional sobre empresas y organizaciones que han tenido éxito en la implementación de sistemas de gestión de consumo de energía a través de una combinación de políticas administrativas y de la implementación de tecnologías acorde con las posibilidades y necesidades de cada ellas. Se incorporan ejemplos para los sectores relevantes que se identificaron, hotelero, comercial, restaurantero y agrícola,

Subsector hotelero

Comparativa de dos hoteles cinco estrellas en Los Cabos

En el municipio de Los Cabos se tiene a estos dos hoteles de cinco estrellas que, si bien pertenecen a la misma cadena, tienen una configuración distinta. Mientras que uno de ellos cuenta con un *chiller* para cumplir con las necesidades de aire acondicionado en un edificio, el otro utiliza equipos unitarios ya que es una villa. Como se observa en la Gráfica, el consumo eléctrico por cuarto ocupado del hotel con sistema central es casi tres veces mayor al del hotel con equipos divididos, e incluso en su pico llega a ser casi cuatro veces mayor. También se observa un consumo por cuarto uniforme a lo largo del año para el hotel tipo villa, mientras que para el hotel en edificio hay una fluctuación considerable.

Gráfico 13.6 Consumo anual de kWh por cuarto ocupado hoteles cinco estrellas en Los Cabos

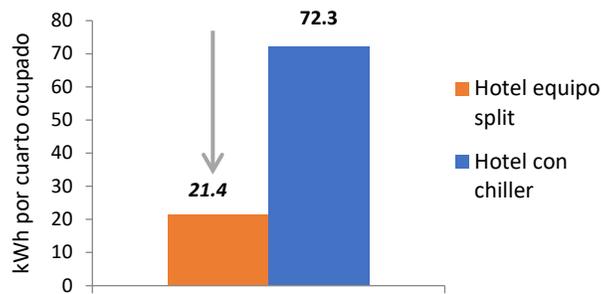


Fuente. Elaboración propia con información de cadena hotelera, 2014

Ejemplos nacionales de mejoras en el subsector hotelero

En la ciudad de Veracruz, un hotel de 4 estrellas que cuenta con *chiller* como unidad de aire acondicionado (70% de ocupación) presenta un índice de consumo de 72 kWh por cuarto ocupado, muy superior al que presenta un hotel de la misma categoría (con un 65% de ocupación) con equipos individuales en áreas comunes y habitaciones que presenta un índice de 21 kWh por cuarto ocupado (ver Gráfica).

Gráfica 13.7 Consumo anual de kWh por cuarto ocupado hoteles cinco estrellas Veracruz



Fuente. Elaboración propia CMM, 2015.

Subsector restaurantero

Grupo Alsea

Con la meta de reducir en 10% su consumo de energía eléctrica para el 2018, Grupo Alsea (que agrupa varias cadenas de restaurantes y cafeterías a nivel nacional) ha implementado distintos proyectos de eficiencia energética para disminuir su consumo. De acuerdo con su informe anual 2015, reporta haber logrado un ahorro del 70% en su consumo de iluminación gracias a la sustitución de luminarias incandescentes por luminarias LED (instalación de 23 mil luminarias LED en sucursales nuevas y cambio de 110 mil luminarias). También han logrado reducir su consumo de gas en un 40% gracias al uso de calentadores eficientes (en 20 sucursales nuevas se instalaron calentadores de alta eficiencia y en sucursales existentes se sustituyeron 140 calderas por calentadores de alta eficiencia) (Alsea, 2016).

El consumo de energía eléctrica anual por restaurante del grupo es de 167 MWh. Se calcula que mediante sus proyectos de conservación de energía han logrado un ahorro anual de 22 GWh, desglosado en 9 GWh por sustitución de luminarias, 6 GWh por sustitución de calderas y 7 GWh por la implementación de mejoras en nuevas sucursales. Poner en práctica estos cambios es resultado de contar con un programa de gestión energética con el esquema de monitoreo, control y automatización en sus actividades.

Arcos Dorados

La operadora de restaurantes Arcos Dorados fijó como objetivo lograr una reducción del 20% en su consumo eléctrico para el 2020. La gestión de energía ha sido su iniciativa más importante, para lo cual ha implementado sus propias guías sobre gestión de la energía que tratan sobre el aprendizaje, las herramientas y los enfoques necesarios en la optimización de los consumos.

La empresa ha desarrollado un plan de uso racional de energía que se fundamenta principalmente en dos acciones: la mejora de los procesos de encendido y apagado de equipos, y el correcto mantenimiento de los mismos. Para lograr esto es fundamental la capacitación del personal para el encendido y apagado de los equipos y evitar así pérdidas. Además, utilizan un Sistema de Administración de Energía para el control de sistemas de calefacción, aire acondicionado e iluminación en los locales. Gracias a este sistema, los restaurantes han logrado reducir en un 5% el consumo energético en las actividades controladas.

Corporación Mexicana de Restaurantes (CMR)

CMR desarrolló el Programa “Ahorro de Energía” con el que busca alcanzar una mayor eficiencia energética mediante el monitoreo y control del gasto de energía. Con el fin de complementar el programa, ha capacitado a sus marcas subsidiarias en el uso correcto de aparatos electrónicos. Han realizado labores de monitoreo en algunos de sus restaurantes de la siguiente manera:

1. Se define un periodo de línea base que equivale a los 12 meses anteriores a la implementación del sistema de monitoreo;
2. Para el cálculo del ahorro, se comparan los kWh y kW (demanda) del mes en curso con el mes correspondiente de la línea base;
3. El ahorro resultante de kWh y de kW se multiplica por la tarifa en curso de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Subsector comercial

FEMSA Comercio

Este grupo, que cuenta con alrededor de 14 mil tiendas de conveniencia en el país, estableció el Programa Integral de Eficiencia Energética (PIEE) con el objetivo de fomentar el consumo eficiente de energía en sus tiendas. Este programa busca mejoras constantes en la gestión del consumo energético y también en el mantenimiento y optimización de los equipos para aumentar la eficiencia energética. El PIEE es un programa integral que cuenta con acciones para mejorar la eficiencia tales como programas de capacitación, adopción de normas y estándares de eficiencia y ahorro energético, así como investigación y desarrollo de nuevas tecnologías. A la implementación de medidas le siguen acciones de monitoreo de indicadores de desempeño para verificar los resultados de sus acciones.

Una parte esencial del PIEE es el uso del Sistema Inteligente de Automatización y Control de Energía. Con éste se monitorea y optimiza el consumo de energía eléctrica en sus unidades. El sistema utiliza sensores, alarmas y controles para regular de forma continua la operación de los equipos de refrigeración, aire acondicionado y circuitos de iluminación, que además deben cumplir con las normas mexicanas de eficiencia correspondientes. El uso eficiente de energía se ha traducido en una reducción de más del 19% en el consumo respecto de su año base 2009. Al cierre de 2015, el grupo había implementado el uso de este sistema en más de 11 mil tiendas, lo que representa casi 80% de todas sus unidades de conveniencia en el país.

Otra práctica implementada en las tiendas es la de instalación de películas de control solar en puertas y ventanales, las cuales pueden representar una importante fuente de ganancia de calor de acuerdo con el clima de la localidad y la orientación de la tienda. Con dichas películas se reduce la ganancia de calor y se mejora el confort en las tiendas, lo que disminuye el uso de energía para climatización. A finales de 2015 se habían instalado estas películas en el 44% de las tiendas, en donde la orientación era más crítica (oriente-poniente). Desde 2011 han implementado un programa para el uso de luminarias LED en sus gasolineras, que son otra línea de negocios. Para principios de 2016, el 66% de ellas contaba con este tipo de lámparas y reportan haber reducido un 14% el consumo de energía eléctrica respecto del año base 2012 (FEMSA Comercio, 2016).

Wal-Mart de México

En el 2013 se fijó como objetivo reducir el consumo de energía por metro cuadrado de construcción en un 20% en relación con su consumo en 2010. Para esto, han diseñado un Programa para la Eficiencia Energética con el que han logrado reducir su consumo energético en un 1.3% en relación con tiendas comparables en los últimos 5 años, que es un ahorro equivalente a 24.7 GWh.

El Programa para la Eficiencia Energética se encarga de la implementación de tecnologías que permiten un mejor uso de la energía. El programa actúa por distintos ángulos tales como automatización, monitoreo y cambio de equipos, entre otros. En su informe de sustentabilidad ambiental 2016 (Walmart sustentabilidad, 2016) se ejemplifican 5 iniciativas concretas:

- **Medición.** Instalación de medidores de consumo eléctrico para los principales puntos de consumo en tiendas, como refrigeración, iluminación y climatización. Esta iniciativa se implementó en 259 tiendas con un ahorro total de 4%.
- **Iluminación LED.** Instalación de sistemas de iluminación con lámparas LED en 9 tiendas con un porcentaje de ahorro total estimado de 12%.
- **Puertas en refrigeración abierta.** Se han instalado puertas en las vitrinas de refrigeración en piso de venta. Se instalaron puertas en 104 tiendas exprés con un porcentaje de ahorro total de aproximadamente 12% en dichas tiendas.
- **Puertas automáticas.** En la entrada de 17 tiendas se instalaron puertas automáticas para reducir la pérdida de energía que ocasionan las puertas permanentemente abiertas de locales climatizados. El porcentaje de ahorro total de energía estimado es de 4%.
- **Sistemas de control.** En 15 tiendas exprés se instalaron sistemas de control de niveles de iluminación y climatización de acuerdo con las condiciones de luz y temperatura externas. El

Subsector agrícola

Riego por goteo. En 2006 un campo de cultivo de garbanzo localizado en el Valle de Santo Domingo, Comondú, cambió su sistema de riego rodado por sistema de riego por goteo de bajo flujo. Este campo tiene una superficie de 30 hectáreas y usa agua de un pozo que se bombea mediante una bomba vertical para pozo profundo. El sistema de riego por goteo de baja presión llevó a múltiples mejoras en el cultivo de garbanzo. Se logró un aumento en la producción al pasar de 2 750 kg/Ha con riego rodado a 4 180 kg/Ha con riego por goteo. Además, se usa 50% menos agua en todo el ciclo en comparación con el riego rodado (Netafim, 2006).

Pero no sólo fue un aumento de cantidad sino también de calidad. Se alcanzó una calidad de exportación del 92% de la producción a diferencia de un 80% con el riego rodado. Esto se tradujo en un incremento en el ingreso bruto de aproximadamente 1 204 USD/Ha en 2006. Con este cambio se adquiere una eficiencia considerable al usar menos recursos para obtener una mayor producción de mejor calidad. Aunque no es cuantificado por el reporte de la empresa instaladora, el utilizar un menor flujo de agua a una presión menor lleva consigo un ahorro de energía.

Bombeo con equipos solares fotovoltaicos

A través del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO SAGARPA) se han realizado varios proyectos de apoyo para la instauración de paneles fotovoltaicos en el subsector agrícola. Con una experiencia de 25 años, se ha observado un periodo de retorno de inversión de entre 4 y 6 años. Además de apoyos para

equipos, la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) y FIRCO han desarrollado manuales de entrenamiento para actividades que apoyen a los sistemas fotovoltaicos para riego. Entre 2009 y 2014, específicamente en Baja California Sur, FIRCO ha apoyado 40 proyectos de energías renovables y eficiencia energética en el subsector agropecuario con una inversión de doce millones de pesos.

De estos 40 proyectos, 12 fueron para la adquisición de sistemas fotovoltaicos en sistemas de bombeo de agua con una inversión de 1.2 millones de pesos. Este proyecto de apoyo de FIRCO fue presentado en el Taller Internacional de Sistemas Solares para riego en países en vías de desarrollo organizado por la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO, por sus siglas en inglés) y la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ, por sus siglas en alemán) (FAO, 2015). En este taller se determinó que, debido a la alta inversión inicial de sistemas fotovoltaicos, éstos eran más recomendables para productores de media a gran escala. Sin embargo, apuntan que mediante el uso de subsidios inteligentes es posible que esta tecnología sea utilizada por productores pequeños.

Facilitación y seguimiento documentado de procesos de mejora de eficiencia y de generación renovable en el sector productivo

La aplicación de las acciones propuestas en el marco de un SGEEn conlleva un seguimiento necesario para comprobar su efectividad. Lo primero que se tiene que definir son las variables a supervisar, para lo que hay que tener en cuenta los indicadores que se utilizarán. La variable esencial involucrada en todos los indicadores es el consumo energético y, como parte de una buena gestión de la misma, es imperativo iniciar su monitoreo. Se debe buscar un refinamiento progresivo para no sólo saber cuánto se consume sino también en qué se consume. El propio protocolo ISO 5001 establece la forma de encontrar y reportar dichas variables para cada caso particular.

Sin embargo, para poder llevar un registro de los gremios o sectores involucrados, es necesario establecer indicadores comunes que permitan estandarizar el registro y medir el progreso de las diferentes acciones implementadas por cada usuario en particular. Para ellos es necesario que el estado diseñe y gestione una plataforma en línea de carácter voluntario con un formato lo suficientemente flexible para acoger a cualquier tipo de giro comercial, turístico, agrícola o manufacturero para comunicar sus resultados, y, en segundo lugar, debe ser lo suficientemente específico para que todos reporten sus resultados en un formato comparable y homogéneo.

Existen unidades de medida que pueden ser comunes a una amplia gama de usuarios productivos tales como el ICEE, que reporta el consumo por unidad de área construida (kWh/m² año) cuando la actividad depende de las instalaciones. Por ejemplo, los hoteles, los comercios grandes y pequeños, los restaurantes, bancos, oficinas, etc., incluso sectores de servicios como hospitales y clínicas, aeropuertos, escuelas, etc. Además del uso de energía global de un edificio o negocio, es crucial registrar la información por usos finales, y la plataforma deberá ser capaz de solicitar directamente y de estimar indirectamente dichos usos tales como la iluminación, la climatización, la refrigeración, los equipos de fuerza y bombeo, los electrónicos, electrodomésticos y computadoras, entre otros.

Para sectores cuya actividad no depende directamente o en lo absoluto de edificaciones, tales como industrias manufactureras, minería, agricultura, ganadería, centros de recreación al aire libre, etc., el consumo debe reportarse en relación con su producción (toneladas) o con sus ingresos brutos. Adicionalmente a estos indicadores base, puede recabarse información útil que permita hacer

verificaciones cruzadas o de tercera parte para validar la información de la plataforma, tal como número de habitaciones (para el subsector hotelero), número de empleados, inventario de equipos de acondicionamiento, área total construida y área de superficie de lote, tarifa y demanda contratada ante el suministrador eléctrico, entre otros más generales como nombre y giro de la empresa, ubicación y otros datos de identificación que deberán ser protegidos.

La información debe estar disponible para fines estadísticos al público en general, manteniendo la confidencialidad de los participantes en forma agregada. Los administradores del sistema serán responsables de mantener y gestionar la plataforma, así como de salvaguardar la información y su confidencialidad, de realizar reportes periódicos sobre la información recabada y de la evolución de los consumos en los sectores relevantes a través de los indicadores clave que se definan por subsector, tanto energéticos como económicos, que sean relevantes para ver en qué manera han influido las acciones tomadas por los sectores productivos en la transición energética del estado.

Seguimiento de variables energéticas y sus correspondientes variables económicas en los sectores productivos

Primero, se propone a la intensidad energética como un indicador que relaciona el aspecto energético con el económico (MWh por unidad de PIB generada). Este indicador señala cuánta energía se consume para generar una unidad de PIB. Se busca que la intensidad energética disminuya, lo que señalaría que se está utilizando menos energía para obtener el mismo PIB, es decir, que se estaría siendo más eficientes en el uso de la energía en términos de producción económica. Aunque esto no necesariamente significa que el consumo bruto de energía disminuya.

Se recomienda medir el consumo energético por usos finales para obtener información aún más detallada acerca de las tendencias energéticas de cada subsector en relación con su actividad. Para el subsector agrícola, por ejemplo, se identifica a la cantidad de energía consumida por tonelada de producto y también al consumo energético por hectárea trabajada como indicadores de utilidad. En el sector económico terciario es más complicado tener un desglose de usos finales, sin embargo, en el los hoteles y comercios, el consumo por climatización puede revelar información útil.

Esto permitiría entender mejor la distribución del consumo en los diferentes subsectores llevando a un mejor enfoque de las acciones a desarrollar. Un indicador que permitirá generalizar el consumo de muchos sectores será el ICEE, que como se dijo arriba, señala la cantidad de energía consumida por superficie de construcción. Para los hoteles y comercios se convertirá en una referencia de desempeño energético. En el caso específico de hoteles se puede utilizar el consumo por habitación para obtener más detalle y complementar al ICEE.

La demanda de electricidad requiere de cierta capacidad de generación instalada. Si hay una modificación en las tendencias de consumo, la capacidad requerida cambiará. Las medidas de eficiencia energética deberán provocar una menor generación de energía. El primer indicador que verificará esto será la cantidad de combustibles para uso en plantas de generación, que darían indicios de que las medidas están funcionando. También, haciendo uso de estimaciones de consumo reducido a partir de medidas de eficiencia energética, se puede aproximar la ampliación de capacidad evitada. Es decir que, tomando como referencia un escenario en el que no hubiera habido reducciones, es posible aproximar la capacidad de generación que no se tuvo que instalar.

14.0 Acciones en el sector residencial para disminuir el consumo de energía e impulsar la generación distribuida

De acuerdo con el último conteo de población y vivienda, se estima que en el estado hay cerca de 210 mil viviendas particulares habitadas⁷², es decir, viviendas que forman hogares. Los municipios con la mayor población, y la mayor proporción de viviendas, son La Paz y Los Cabos con casi 40% de las mismas en cada uno; Mulegé y Comondú tienen cerca de 10% cada uno, mientras Loreto sólo alcanza 3%. Esta diferencia coincide con la proporción de población urbana: La Paz, San José del Cabo y Cabo San Lucas son las ciudades más pobladas del estado con 250 mil, 93 mil y 81 mil habitantes respectivamente; ciudad Constitución cuenta con 43 mil; Loreto apenas alcanza 17 mil; y ciudad Insurgentes, Guerrero Negro y Santa Rosalía tienen cada una aproximadamente 13 mil (INEGI, Encuesta Intercensal 2015, 2015). El resto de las ciudades está por debajo de los diez mil habitantes.

Caracterización de las viviendas en el estado

En el estado, cerca del 90% de las viviendas son de tipo aisladas, mejor conocidas como casas solas o viviendas en un solo lote con o sin muros compartidos con viviendas adyacentes, en contraste con viviendas en edificios de departamento o en vecindad. Comondú es el municipio que más proporción alcanza con casi 97% de sus viviendas como aisladas, y Mulegé el que menos con 81%. La siguiente tipología más común es la vivienda en vecindad, la cual alcanza el 5% a nivel estatal, pero en Mulegé alcanza hasta el 15%. Con mucha menos penetración está la tipología de apartamento en edificio, o departamento, la cual alcanza menos de 3% en el estado. La Tabla 14.1 muestra la distribución de las tipologías de vivienda por municipio.

Tabla 14.1 Distribución de las viviendas particulares habitadas por tipología

Municipio	Total	Casa	Departamento	En vecindad	Otro tipo	No especificado
Comondú	21,436	97.4%	0%	1.4%	0.2%	0.9%
La Paz	83,027	93.1%	3.2%	3.0%	0.1%	0.5%
Loreto	5,975	90.4%	0.8%	3.6%	1.9%	3.3%
Los Cabos	81,089	87.8%	3.8%	6.4%	0.6%	1.4%
Mulegé	18,307	81.3%	0.3%	15.1%	0.6%	2.6%
Estado	209,834	90.4%	2.8%	5.2%	0.4%	1.1%

Fuente: INEGI, 2015

El tamaño promedio de las viviendas no es un dato público disponible y normalmente es confidencial en los catastros municipales. Por ello, aquí se hace una estimación con base en el número de dormitorios por vivienda reportados en el último conteo (INEGI, Encuesta Intercensal 2015, 2015). En todos los municipios prevalecen las viviendas con dos dormitorios, aunque las de un dormitorio también son numerosas. En menor medida encontramos a las de tres, y menos aún a las de cuatro o más (ver Tabla 14.2). Con base

⁷²Vivienda que en el momento de la entrevista tiene residentes habituales que forman hogares. Incluye cualquier recinto, local, refugio, instalación móvil o improvisada, que esté habitado. INEGI en: <<<http://www.beta.inegi.org.mx/app/glosario/default.html?p=eic2015>>> el 24 de febrero de 2017.

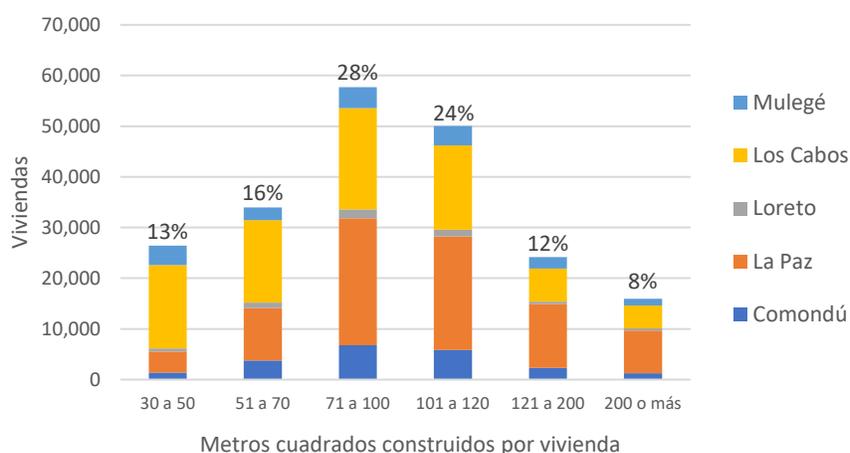
en lo anterior, se estimó el tamaño de las viviendas (m²) con una asignación aleatoria dentro de un rango con las áreas construidas más comunes para cada tipo de vivienda en función del número de dormitorios (BIMSA, 2014), según se muestra en la Gráfico 14.1.

Tabla 14.2 Distribución de las viviendas particulares habitadas por número de dormitorios

	Viviendas	1 dormitorio	2 dormitorio	3 dormitorio	4 dormitorio
Comondú	21,384	31%	47%	18%	3%
La Paz	82,919	28%	49%	19%	4%
Loreto	5,865	37%	43%	16%	3%
Los Cabos	80,615	42%	38%	17%	3%
Mulegé	18,189	41%	34%	20%	4%
Estado	208,972	35%	43%	18%	4%

Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI, 2015.

Gráfico 14.1 Distribución probable de viviendas por área construida por municipio

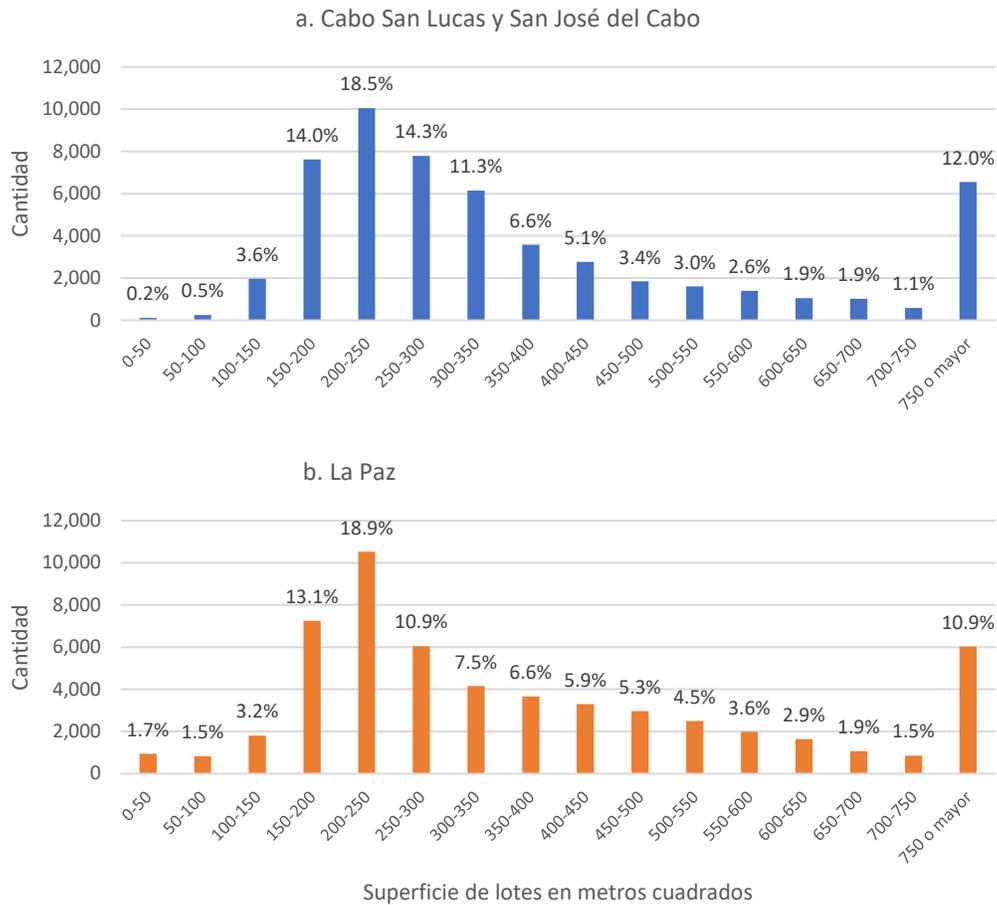


Es probable que las viviendas con 1 cuarto estén entre 30 y 50 m² construidos; las de 2 dormitorios, entre 50 y 70 m²; las de 3, entre 71 y 100 m²; y las de cuatro o más, por encima de 100 y hasta 800 m².

Fuente. Elaboración propia con base en número de cuartos por vivienda de INEGI y BIMSA

Se hizo una estimación también de la superficie de los lotes típicos habitacionales en las tres principales ciudades del estado, La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo (Gráfico). Como se mencionó arriba, dicha información también se encuentra en los catastros pero se considera sensible y confidencial, por lo que aquí se hizo una estimación con base en una muestra representativa a partir del número de viviendas por manzana reportadas por INEGI (2015), así como el área de las mismas manzanas, utilizando únicamente las de uso habitacional exclusivamente. El error que se tiene con este análisis tendería a corregirse debido al tamaño suficientemente grande de la muestra (55 mil lotes habitacionales por municipio), que propendería a homogeneizar las inconsistencias. La Tabla y Tabla 4 muestran las características de tenencia y propiedad de las viviendas por municipio.

Gráfico 14.2 Distribución de lotes habitacionales por rangos de superficie en Los Cabos y La Paz



La distribución de la muestra por rangos de área en La Paz y Los Cabos muestra que los lotes habitacionales en su mayoría están por encima de los 150 m² (94%), y los de mayor abundancia son los del rango de entre 200 y 250 m² (18%), mientras que todos los lotes con rangos superiores a 250 m² representan más del 60%. En las zonas menos urbanizadas es probable que los lotes sean más grandes todavía. Es difícil establecer una relación absoluta entre el tamaño de las viviendas (área total construida) y el tamaño del lote, pero se puede asumir una relación directa.

Fuente. Elaboración propia con base en información de INEGI, 2015

Tabla 14.3 Viviendas particulares habitadas según forma de tenencia por municipio

Municipio	Viviendas particulares habitadas ¹	Forma de tenencia				
		Propia	Alquilada	Prestada	Otra situación	No especificado
Comondú	21,384	73.6%	11.6%	12.1%	2.3%	0.5%
La Paz	82,919	70.8%	16.4%	11.2%	1.3%	0.3%
Loreto	5,865	70.0%	16.9%	9.3%	2.6%	1.2%
Los Cabos	80,615	61.1%	26.6%	10.2%	1.6%	0.6%
Mulegé	18,189	58.1%	15.6%	20.7%	4.3%	1.3%
Estado	208,972	66.2%	19.8%	11.7%	1.8%	0.5%

Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI 2015

Tabla 14.4 Viviendas particulares habitadas propias por condición de existencia de escrituras o título de propiedad por municipio

Municipio	Viviendas particulares habitadas propias ¹	Existen a nombre del dueño residente	Existen a nombre de otra persona no residente	No existen	Se desconoce	No especificado
Comondú	15,736	64.9%	25.5%	6.6%	1.8%	1.1%
La Paz	58,745	79.1%	13.9%	5.2%	0.8%	1.0%
Loreto	4,103	67.9%	15.1%	13.3%	1.7%	1.9%
Los Cabos	49,247	58.4%	12.6%	25.9%	1.1%	2.0%
Mulegá	10,570	69.6%	15.6%	10.6%	1.2%	3.0%
Estado	138,401	69.1%	14.9%	13.4%	1.1%	1.6%

Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI 2015

14.1 Acciones en el sector residencial para disminuir el consumo de energía

Consumo de energía eléctrica en el sector residencial

La distribución del porcentaje de viviendas que dispone de energía eléctrica en el estado es alta, pues el 98.4% cuenta con el servicio, apenas por debajo de la media nacional (98.7%). Sin embargo, cuando se analiza desde la perspectiva del consumo por usuario, en promedio en el estado se consumen 3,300 kWh al año por vivienda, que es más del doble de la media nacional (1 600 kWh/viv.). No obstante, lo anterior, hay regiones del estado que están rezagadas en materia de cobertura eléctrica residencial, como Loreto que solo alcanza 96%, o incluso algunas localidades rurales que no cuentan con electricidad. La Tabla muestra la cobertura del servicio eléctrico a nivel estatal, municipal y nacional para su comparación.

Tabla 14.5 Disponibilidad de energía eléctrica y consumos eléctricos en Baja California Sur por municipio

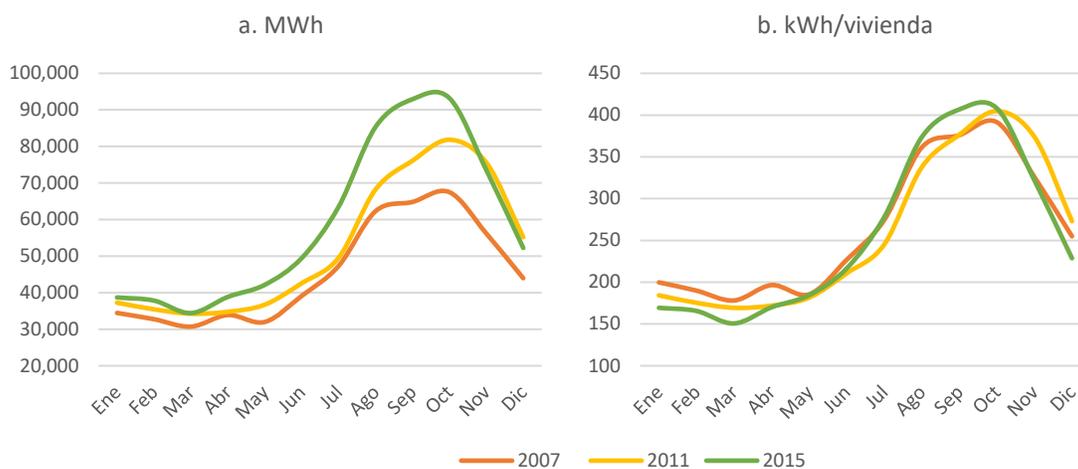
	Viviendas particulares habitadas ¹	Disponibilidad de energía eléctrica (INEGI)		Consumos eléctricos (CFE)		
		Disponen	No disponen	Usuarios	kWh	kWh/vivienda año
Comondú	21,384	97.0%	2.8%	22,269	54,289,735	2,438
La Paz	82,919	98.6%	1.4%	95,648	328,751,334	3,437
Loreto	5,865	95.8%	3.4%	6,211	26,025,730	4,190
Los Cabos	80,615	98.9%	0.9%	86,769	301,302,521	3,472
Mulegá	18,189	97.9%	1.6%	17,541	44,412,128	2,532
Estado	208,972	98.4%	1.4%	228,436	754,781,730	3,304
Nacional	31,924,863	98.72	1.02	35,076,603	55,985,978,983	1,596

La cantidad de usuarios de CFE no corresponde con la cantidad de viviendas particulares habitadas de INEGI debido a que CFE no contabiliza viviendas sino usuarios, es decir, contratos con consumo, por lo que este número es mayor ya que existen viviendas que solo se usan por temporadas y no están censadas en el último conteo como viviendas habitadas.

Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI y CFE

Cuando se analiza el consumo del sector residencial entre 2007 y 2015, el incremento ha sido también superior al nacional con una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 2.9% frente al 2.2% nacional. Ello se acentúa aún más cuando se analiza el consumo estacional de verano, cuyo incremento puede atribuirse a la climatización: el Gráfico 14.3 muestra en la figura izquierda (MWh) el crecimiento tan significativo del consumo en los meses de junio a noviembre (comparado con el periodo de octubre a mayo), cuya TMCA es de 3.6% (septiembre llega incluso a 4%). Por otro lado, la tasa de crecimiento del número de usuarios residenciales ha sido de 3.1% en el mismo periodo (2007-2015). Por otro lado, al analizar el consumo por vivienda (Gráfico 14.3, figura derecha) se encuentra algo muy interesante: en los meses de octubre a mayo el consumo en promedio se ha reducido en 1.3%, mientras que de junio a octubre ha incrementado hasta en 1% (septiembre).

Gráfica 14.3 Evolución del consumo del sector residencial de Baja California Sur (2007-2015)



Solo incluye los consumos de las tarifas subsidiadas, no a las tarifas domésticas de alto consumo (DAC).

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

Esto se explica porque el consumo base, es decir el consumo presente durante todo el año como iluminación, refrigeración, electrodomésticos, electrónicos, etc., ha disminuido debido a las normas de eficiencia, pero el consumo de verano por climatización ha aumentado. El consumo global por climatización ha incrementado casi 6% cada año: en 2007 representaba el 23% del consumo residencial total mientras que en 2015 llegó al 30%. De hecho, en el consumo por usuario (Gráfico 14.3 figura derecha) se observa que en invierno el consumo de 2015 está por debajo del consumo que se tenía en 2007, pero en verano está por arriba, lo que provoca que el consumo global (Gráfico 14.3 figura izquierda) registre un crecimiento exponencial en verano, lo que contribuye a llevar al límite el sistema de generación estatal en las horas punta de verano.

De lo anterior se deduce que el principal problema del consumo residencial en el mediano y largo plazo muy probablemente sea la climatización, cuya demanda cada vez más grande de energía ha crecido conforme la población tiene más posibilidades de adquirir equipos de acondicionamiento, aunque no siempre de la mejor tecnología disponible. Este acelerado incremento en la demanda de verano indica que existe una necesidad **no cubierta** en las viviendas con respecto al nivel de confort que deberían prestar, lo cual, al no suceder, debe ser subsanado con equipos de climatización ineficientes o mal instalados. La Tabla 14.6 muestra que el clima de la península, en prácticamente todas las localidades, es

cálido seco con temperaturas máximas medias de verano de 36°C y máximas diarias de hasta 44°C en algunas⁷³.

Tabla 14.6 Climas predominantes en las principales localidades de Baja California Sur

Municipio	Localidad	Población	Clave Clima	Tipo Clima
Comondú	Ciudad Constitución	40,935	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Comondú	Ciudad Insurgentes	8,741	BWhw(x')	Muy seco semicálido
Comondú	Puerto San Carlos	5,538	BWhs(x')	Muy seco semicálido
Mulegé	Santa Rosalía	11,765	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Mulegé	Bahía Tortugas	2,671	BWhs(x')	Muy seco semicálido
Mulegé	Guerrero Negro	13,054	BWhs(x')	Muy seco semicálido
Mulegé	Heroica Mulegé	3,821	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Mulegé	Villa Alberto	6,902	BWhs(x')	Muy seco semicálido
La Paz	La Paz	215,178	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
La Paz	Todos Santos	5,148	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
La Paz	El Centenario	4,696	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Los Cabos	San José del Cabo	69,788	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Los Cabos	Cabo San Lucas	68,463	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Los Cabos	San José Viejo	7,222	BS0(h')hw	Seco cálido
Los Cabos	Las Veredas	10,478	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Los Cabos	Colonia del Sol	48,032	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Los Cabos	Las Palmas	11,562	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido
Loreto	Loreto	14,724	BW(h')hw(x')	Muy seco cálido

Fuente. Elaboración propia con datos de INEGI, 2010

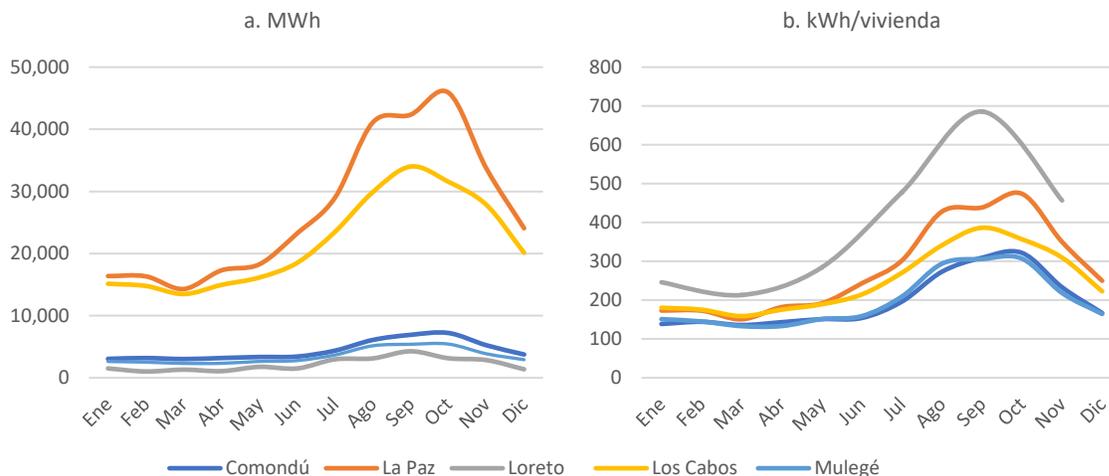
Desde luego deben evaluarse las diferentes regiones en que se divide el estado por separado. El Gráfico 14.4 figura izquierda se muestran los consumos residenciales (MWh) durante 2015 para los cinco municipios y se observan órdenes de magnitud muy grandes entre ellos, por lo que los esfuerzos deberían concentrarse al principio en La Paz y en Los Cabos, es decir, en las tres ciudades más pobladas que representan el 83% del consumo del sector residencial. El mismo fenómeno de consumo de verano se repite prácticamente en la misma proporción en todos los municipios, aunque la escala no permita apreciarlo en Mulegé, Comondú y Loreto. Al mismo tiempo, no debe descuidarse otro aspecto que es el más importante en el largo plazo: el **consumo por vivienda a lo largo del año**. El Gráfico 14.4, figura derecha (kWh/viv), muestra también los consumos por usuario, siendo Loreto la que presenta los mayores aun cuando es el municipio con el menor consumo global.

El consumo individual de Loreto ilustra la importancia que tiene el enfriamiento en las viviendas durante el verano. Dado que ha sido una ciudad con un gran incremento poblacional reciente (TMCA de 4.8%), solo después de los Cabos (5.8%), es probable que la demanda de viviendas no haya permitido su adecuada construcción o adaptación bioclimática, como ha sucedido en otras ciudades del país (Hirata, 2014). Del crecimiento tan acelerado del consumo residencial en verano se puede deducir que el principal

⁷³ Datos climáticos diarios del CLICOM del SMN a través de su plataforma web del CICESE (<http://clicom-mex.cicese.mx>).

problema de la vivienda es el confort térmico, pues si los materiales con que están hechas no pueden asegurar un nivel mínimo de confort, los habitantes, como ya se mencionó, deben subsanar dicha deficiencia con sistemas de aire acondicionado.

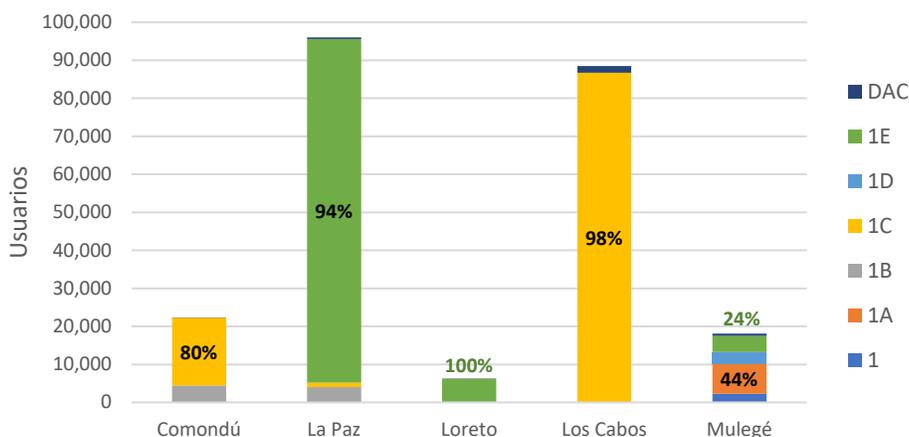
Gráfico 14.4 Consumo del sector residencial por municipio (2015)



Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

Cabe decir que Loreto es el único municipio donde todos los usuarios están contratados con la tarifa adecuada a su clima (1E); en La Paz ésta solo rige al 94%. La Tarifa 1C, por su lado, se aplica en Los Cabos al 98% de los usuarios y en Comondú sólo al 80%. Sorprende que en Mulegé el 56% de los usuarios cuente con una tarifa propia de climas templados (1 y 1A) cuando el clima amerita tener por lo menos tarifa 1C (ver Gráfico), por lo que es necesaria la corrección tarifaria de los contratos residenciales. Por otro lado, los usuarios en tarifa doméstica de alto consumo (DAC), quienes no gozan de subsidio dado su consumo, solo representan el 1.2% de los usuarios domésticos, lo cual es muy bajo y no genera los incentivos suficientes entre la población de mayor consumo para invertir en tecnologías y medidas de ahorro en sus viviendas.

Gráfico 14.5 Distribución de usuarios por tipo de tarifa doméstica en Baja California Sur por municipio



El porcentaje no incluye a la tarifa DAC.

Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

Adecuación de los códigos de construcción municipales para incorporar medidas de eficiencia energética y ahorro de energía en el sector residencial

Como se vio en la sección anterior, la relación entre el consumo del sector residencial durante el verano es de hasta más de dos respecto al consumo de invierno⁷⁴. Ello indica que el esfuerzo debe ponerse, en primera instancia, en reducir dicha diferencia, la cual es provocada principalmente por la climatización para el enfriamiento interior en los meses de mayo a octubre. Con base en estudios precedentes del Centro Mario Molina (CMM, Análisis de costos, beneficios y factibilidad de una estrategia de bajo carbono para el sector eléctrico hacia el mediano plazo, 2016), sabemos que en las regiones con clima cálido seco donde rigen las tarifas 1C a 1F, el aislamiento térmico es el principal elemento tecnológico pasivo capaz reducir el consumo por climatización en viviendas existentes que no fueron diseñadas con un enfoque bioclimático, lo que brinda co-beneficios paralelos al ahorro de energía tales como elevar las condiciones de confort térmico de los habitantes sin aumentar el consumo de electricidad durante un periodo de al menos 20 años. Las viviendas nuevas, además de incorporar un aislamiento térmico de origen que es más eficaz que uno adaptado, deberían tomar en cuenta estrategias bioclimáticas propias del clima cálido seco del estado.

Dadas las condiciones climáticas del estado, el aislamiento térmico debe ser el elemento principal a exigir en las construcciones a través de los códigos de construcción locales, lo cual es una medida administrativa que deben emprender los municipios. Se debe hacer alusión específica a las normas de eficiencia, tales como las normas de aislamiento térmico, las normas sobre eficiencia energética para instalaciones y las de equipos domésticos. Esta actualización, en conjunto con medidas de verificación adecuadas, permitirá que todas las viviendas nuevas que se integren al parque habitacional a partir de 2018, así como las remodelaciones que se autoricen a partir del mismo año, garanticen un ahorro energético y mejores prestaciones para los habitantes. A continuación, se enlistan las normas que deben ser obligatorias en viviendas en los códigos municipales:

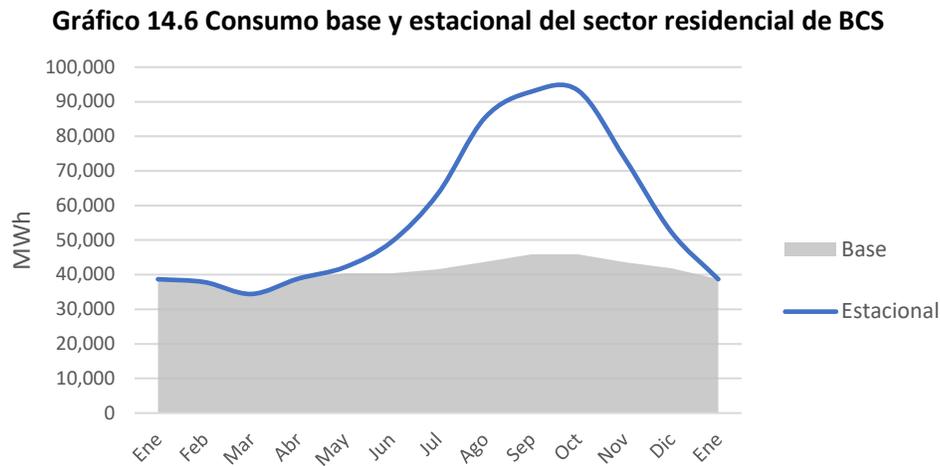
- NOM-020-ENER-2011 de eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios para uso habitacional.
- NOM-004-ENER-2014 Eficiencia energética para el conjunto motor-bomba, para bombeo de agua limpia de uso doméstico, en potencias de 0.180 kW (¼ HP) hasta 0.750 kW (1 HP). Límites, métodos de prueba y etiquetado.
- NOM-005-ENER-2016 Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba y etiquetado.
- NOM-011-ENER-2006 Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
- NOM-015-ENER-2012 Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
- NOM-021-ENER/SCFI-2008 Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
- NOM-023-ENER-2010 Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire. Límites, método de prueba y etiquetado.

⁷⁴ 2.4 veces aproximadamente entre los meses de enero y septiembre.

- NOM-025-ENER-2013 Eficiencia térmica de aparatos domésticos para cocción de alimentos que usan gas L.P. o gas natural. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

Programa para la instalación de aislamientos térmicos en las envolventes de las viviendas existentes en las principales localidades del estado como una medida de eficiencia energética

La primera acción que debe implementarse en el sector residencial dirigido al parque habitacional existente es la instalación de aislamiento térmico en la mayor cantidad posible de viviendas, principalmente de los segmentos económico a residencial medio, con las características técnicas adecuadas al clima extremo que presenta el estado. En Baja California Sur los ahorros potenciales por esta acción son muy altos tanto para los usuarios en su consumo diario como para el Estado que subsidia esas tarifas de manera intensiva durante el verano. Para poder dimensionar el tamaño del consumo estacional de verano, y su potencial de ahorro, se calcula el consumo excedente respecto al consumo medio de los meses de invierno (diciembre a marzo), y se expresa como porcentaje del consumo total anual (ver la Gráfico .6).



Fuente. Elaboración propia con datos de CFE, 2016

El consumo total anual residencial a nivel estatal durante 2015 fue de cerca de 700 GWh, de los cuales 70% fue consumo base y 30%, consumo estacional (principalmente climatización), lo cual se presenta en el Gráfico .6 como la curva que se eleva sobre el área gris que representa el consumo base. De esta manera se hace una estimación de los ahorros probables con base en un escenario de viviendas intervenidas con aislamiento térmico tanto por vivienda promedio como a nivel estatal. La tarifa doméstica que corresponde con el clima de Baja California Sur es la tarifa 1E que está subsidiada por el Estado (aunque existen contratos con tarifas 1 o 1A). De esta manera, las características técnicas de los aislamientos térmicos deben ser tales que permitan un potencial de ahorro de hasta 35% de los consumos mensuales por vivienda⁷⁵. Se analiza un porcentaje de penetración al programa del 33% de las viviendas existentes y 100% en todas las viviendas nuevas (ver la Tabla 14.7).

El ahorro mensual en los meses más cálidos puede ser de hasta 35% por vivienda, que se considera que se alcanzaría de julio a septiembre. En el resto de los meses cálidos, el ahorro sería proporcionalmente menor mientras que en los meses de invierno sería virtualmente cero, de tal modo que el ahorro

⁷⁵ Durante los meses de verano con un aislamiento tipo EPS de 25mm en muros y 38mm en cubierta.

anualizado alcanzaría aproximadamente 20% por vivienda beneficiada. Para poder proponer un escenario, fue necesario definir las características del parque de vivienda que podría participar y el costo de aislarlas térmicamente. De acuerdo con la información presentada en el Gráfico 14.2, fue posible realizar una distribución probable de las áreas construidas de las viviendas aisladas más comunes a partir del número de cuartos y que, partiendo de la premisa de elegir las más pequeñas, resultaron el grupo con entre 60 y 90 m² construidos, que además corresponde con los niveles medios que podrían ser candidatos a recibir un financiamiento para la instalación, y que sumadas representan aproximadamente 44% del parque habitacional.

Para estimar el costo de instalación de los aislantes se utilizaron varios modelos de viviendas horizontales de niveles bajo, económico y medio de entre 60 y 90 m². Partiendo de dicho rango, se realizó un análisis técnico de los tipos comerciales de aislantes térmicos de donde el poliestireno expandido (EPS) es el mejor económicamente, y es el propuesto para el clima predominante de la península con un arreglo que combina dos espesores diferentes: uno para cubierta de 38mm y otro para muro de 25mm. Las áreas para aislamiento en muro están en un rango entre 55 y 85 m², y para cubiertas, entre 35 y 70 m², que corresponde con las viviendas seleccionadas. En la Tabla 14.7 se muestra los datos relevantes del escenario propuesto con una penetración del 33% de las viviendas existentes, es decir, el 75% de las viviendas de 60 a 90 m².

Tabla 14.7 Escenario de penetración de aislamiento térmico en el sector residencial

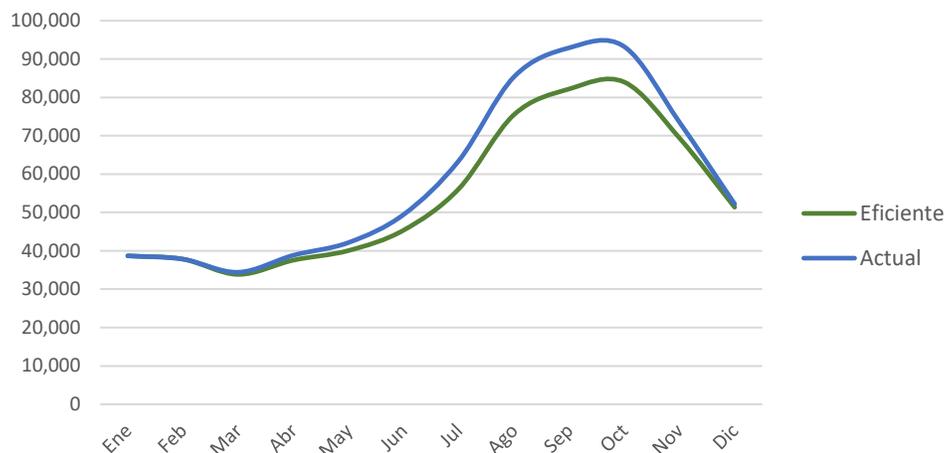
Universo viviendas	Estrategia	Costo total	Ahorro máximo mensual	Ahorro promedio anual
209,000	ATC 38mm	\$19,300 por vivienda	Por vivienda hasta 35% en verano	Por vivienda 20%
	ATM 25mm			
	33% viviendas (68,900)	\$1,330 millones de pesos	Sector 21% en verano	Sector 7% Estatal 2.7%

ATC Aislante térmico en cubierta de poliestireno expandido (EPS) de 38mm de espesor; ATM Aislante térmico en muros de 25mm de EPS. Por Sector entiéndase al sector residencial.

Fuente. Elaboración propia con información de AEAE e INEGI, 2015

Los aislamientos propuestos son de poliestireno expandido o EPS tanto en cubierta (ATC) como en muros (ATM). Los costos incluyen costos directos, indirectos de instalación y utilidad de la empresa instaladora, sin IVA a precios de 2016 de acuerdo con información de AEAE (Asociación de Empresas para el Ahorro de la Energía en la Edificación A.C.). El costo total es una cifra indicativa que deberá ser revisada y actualizada constantemente. La Gráfic muestra la reducción que se lograría a nivel estatal en el sector residencial, que es el área entre las dos curvas (50 GWh en un año), es decir, 7% de ahorro en el consumo del sector residencial actual. Este ahorro se vería reflejado justo en la etapa de mayor consumo del año, entre los meses de mayo a octubre, durante las horas de mayor demanda (picos de consumo de la tarde y de la noche), lo que tendría beneficios adicionales al reducir la demanda de la energía más cara y sucia del sistema de generación.

Gráfico 14.7 Potencial de reducción global del escenario eficiente con aislamiento térmico residencial



Fuente. Elaboración propia con datos de CFE y ALENER, 2015

Complementariamente a lo anterior, es importante verificar que los equipos de aire acondicionado y refrigeradores presentes en las viviendas que sean beneficiadas, y principalmente en aquellas en donde por razones espaciales o técnicas sea imposible o muy caro instalar aislamiento térmico, se instalen o reemplacen gradualmente los refrigeradores y los aires acondicionados con una antigüedad mayor a diez años por equipos que cumplan la norma de eficiencia energética que corresponda y con los estándares de instalación adecuados. Su eficiencia misma se verá mejorará con los aislamientos térmicos instalados cuando sea el caso, ya que el control en la variación de la temperatura interior de las viviendas mejora el funcionamiento de los equipos.

14.2 Acciones en el sector residencial para fomentar la generación distribuida

Programa del gobierno del estado para la promoción de la generación distribuida

La generación distribuida residencial es un mecanismo que permite a las viviendas generar una parte o toda la energía eléctrica que necesitan durante un año a través de sistemas solares fotovoltaicos, principalmente. El periodo de un año se establece en función de que la disponibilidad de electricidad varía a lo largo de un día y a lo largo de las estaciones, de modo que aunque en términos brutos genere la suficiente energía que requiere durante un año, no puede utilizarla en el instante de generarla, o no la puede generar en el momento de consumirla, por lo que requiere de un medio de almacenamiento. En el esquema que aquí se propone, el medio de almacenamiento será la misma red eléctrica, la cual absorberá la energía que no se consuma para otros usos, y entregará a las viviendas la energía necesaria durante la noche o cuando no haya sol.

Para lograr la adopción de la generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial subsidiado, es decir en las viviendas de los usuarios con tarifas 1 a 1E, se plantea la implementación de un programa denominado Bono Solar. El Bono Solar consiste, conceptualmente, en un mecanismo financiero que ayuda a los usuarios domésticos a adquirir un sistema de generación fotovoltaico instalado dentro de su propiedad a través de la re-orientación del subsidio eléctrico para la adquisición de medidas de eficiencia energética y techos solares. En este mecanismo el Estado, con recurso del subsidio re-orientado, aporta parte del costo de medidas de eficiencia energética y de un techo solar. El usuario mediante un esquema de arrendamiento aporta la parte restante. El mecanismo está diseñado para que la aportación mensual

del usuario por el arrendamiento sea 15 o 20% menor que su pago promedio actual. Con la instalación de un techo solar dimensionado para generar al menos el 100% del consumo promedio el usuario ya no paga ni requiere, en términos netos, de electrones subsidiados, sino que paga un precio fijo por el arrendamiento de parte del techo solar (la otra parte la cubre el Estado). De esta forma el mecanismo trae ahorros al usuario final desde luego, pero también al Estado mexicano que podrá re-orientar y en el mediano plazo reducir gradualmente el monto destinado al subsidio doméstico, el cual en 2014 llegó a ser de 100 mil millones de pesos a nivel nacional (Hernández, 2015), aproximadamente 1% del PIB anual. Este mecanismo se definirá en todos sus detalles por las autoridades competentes y las instituciones financieras de desarrollo.

Características de la población con potencial de integrar la generación distribuida en su vivienda en el estado de Baja California Sur

La generación distribuida a nivel doméstico tiene limitaciones técnicas, espaciales, sociales y económicas que deben ser analizadas con el fin de entender el potencial de penetración y, por lo tanto, el potencial de reducción de consumo eléctrico de la red que tendría la generación distribuida residencial en el estado. Ya en un capítulo previo se describieron las ventajas de la generación distribuida y de la aplicación del programa de “Bono Solar” para el estado de BCS. En este apartado veremos cómo se relacionan las características físicas de las viviendas, como su tamaño, con su consumo probable de energía eléctrica, y poder determinar sus requerimientos energéticos y de espacio. En segundo lugar, se analizaremos los aspectos de propiedad y tenencia que podrían limitar el acceso a los beneficios del programa. Con dichas limitantes en consideración, se hace una proyección de la penetración y el potencial probable de reducción de consumo de la red que tendría esta medida en el estado.

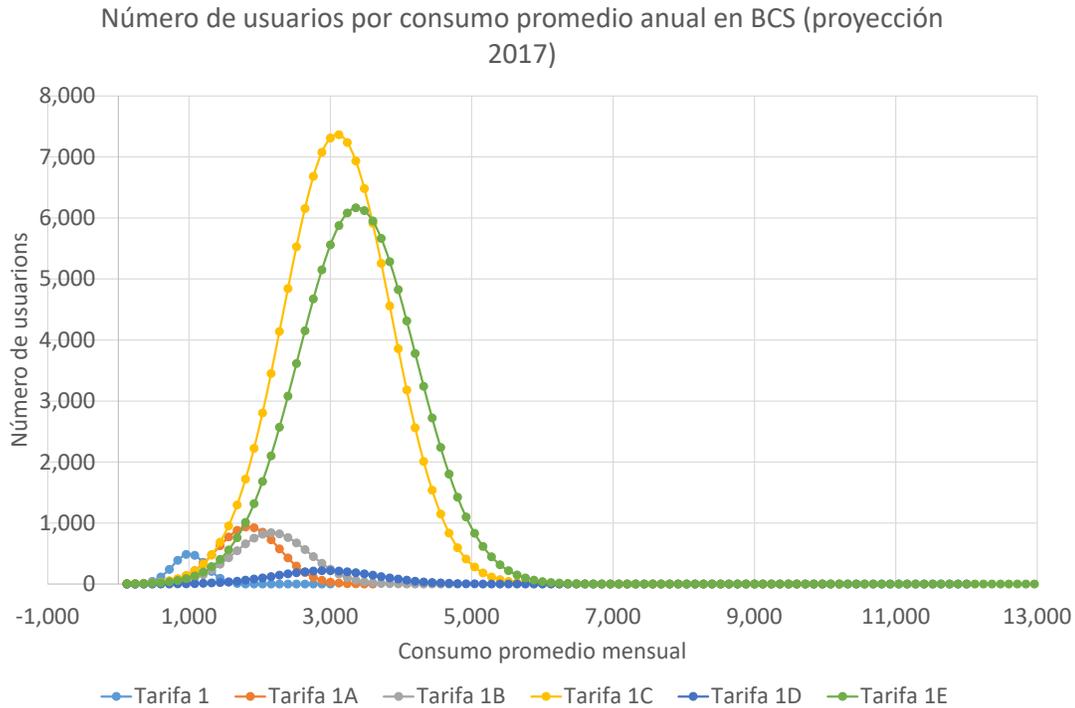
Para establecer los rangos de consumo, se tomó la información de CFE de 2017 hasta agosto y se proyectaron el resto de los meses con base en la información de las curvas de demanda de años anteriores para las diferentes tarifas 1 a 1E en todos los municipios. Con ello, se calculó el consumo promedio por usuario por tarifa para cada mes. Ver tabla a continuación:

Tabla 14.8 consumos promedio por usuario por tarifa eléctrica en BCS proyección para 2017 (kWh/mes)

Tarifa	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio mensual	Promedio Anual (kWh/año)
1	146	121	134	104	126	104	131	122	246	259	214	143	154	1,826
1A	153	114	128	109	127	122	135	139	255	269	223	149	160	1,896
1B	103	173	92	167	94	165	107	238	284	299	247	166	178	2,109
1C	190	165	166	169	182	206	251	342	399	421	348	233	256	3,036
1D	137	140	134	142	153	201	247	398	387	408	338	226	243	2,880
1E	181	175	150	185	189	218	296	458	429	452	374	250	280	3,318

Se observa que el consumo promedio mensual de las tarifas más representativas, es decir 1C y 1E, es de 256 kWh/mes y 280 kWh/mes. En la gráfica a continuación se muestra la distribución estimada de usuarios por nivel de consumo promedio anual y por tarifa para 2017.

Gráfico 14.8 Distribución estimada de usuarios por consumo promedio anual, proyección para 2017 en BCS con base en información de CFE y SIE



Es importante mencionar que para el dimensionamiento de los sistemas para el programa Bono Solar se considera la implementación de medidas de eficiencia energética y el consumo promedio anual por tarifa en el Estado. Con base en los consumos para cada usuario promedio en cada tarifa para BCS, considerando la implementación de medidas de eficiencia energética y un dimensionamiento para cubrir el 110% del consumo anual, se tendrían sistemas desde 5 paneles solares (de 250 Wp cada uno) para usuarios en tarifa 1 hasta sistemas de 9 paneles para usuarios en tarifa 1E. La tabla a continuación muestra los tipos de sistemas promedio para cada usuario por tarifa en el estado.

Tabla 14.9 Características de sistemas de generación distribuida limpia promedio por tarifa en BCS

Grupo tarifario	Consumo promedio antes de implementar medidas de EE (kWh/año)	Consumo promedio después de implementar medidas de EE (kWh/año)	Capacidad del techo solar para satisfacer 1.1 veces el consumo promedio histórico (W)	Área de techo requerida (m ²)	Medidas de eficiencia energética consideradas			
					Iluminación	Refrigerador	AC	Otros
1	1,830	1,785	1250	15	X	X		
1 ^a	1,901	1,856	1500	18	X	X		
1B	2,113	2,068	1500	18	X	X		
1C	3,042	2,997	2250	27	X	X		
1D	2,886	2,776	2000	24	X	X	X	
1E	3,326	3,206	2250	27	X	X	X	X

Así, la mayoría de las viviendas, las cuales se encuentran principalmente en tarifas 1C y 1E requerirían en promedio de 9 paneles estándar con una potencia de 250 W, suficiente para generar la totalidad de la energía necesaria, económicamente viable a través del Bono Solar (con respaldo de la red eléctrica en todo momento como banco de energía). Se estima que 1 kW de paneles solares ocupa un área de 12 m² por lo que para los techos solares promedio de BCS se requeriría un área aproximada de 27m² en una zona con acceso suficiente al sol y disponibilidad en las viviendas participantes (ver la Tabla 14.9).

Es necesario tomar en cuenta la limitación espacial para la instalación de los paneles fotovoltaicos en una vivienda, que depende de tener un acceso suficiente al sol tal que les permita una insolación de al menos 6 horas con la mayor irradiación del día (lo que en la península garantiza un factor de planta de al menos 18%) Considerando los valores medios de consumo expuestos arriba, y el análisis del Gráfico 14.2, se infiere que el tamaño de los lotes no representa un impedimento físico en principio, pues menos del 3% son lotes con menos de 150 m². En cuanto a las áreas construidas de las viviendas, en el Gráfico 14.1 se muestra una posible distribución de las mismas por su tamaño, tanto en La Paz como en Los Cabos, basada en el número de cuartos que reporta INEGI (2015). Se observa con base a este gráfico que el espacio de superficie construida no representa una limitante para el caso de los techos promedio estimados para cada tarifa.

14.3 Participación del gobierno del estado en la selección de viviendas para los programas de acción de mejora energética y potencial de disminución en la demanda de la red eléctrica

El universo de habitantes y viviendas que puede acceder a un programa de generación distribuida o eficiencia energética está en función de varios factores, desde los sociales, legales y económicos hasta los técnicos y espaciales. En esta sección se hará un análisis de las viviendas que tendrían una mayor probabilidad de acceder a un programa en función de una alineación de intereses entre los ciudadanos y el gobierno. El programa de mejora debe dirigirse a los sectores con tarifa eléctrica subsidiada para que el Estado pueda obtener un beneficio económico que permita, además, mejorar las condiciones de financiamiento.

Las viviendas con más probabilidades de adquirir y mantener el compromiso de llevar a cabo las acciones de mejora son aquellas con documentos legales de tenencia y donde su propietario las habita. Lo anterior no significa que las viviendas en renta u otra situación no puedan participar, pero deben incorporarse incentivos adicionales para los propietarios como garantes de los compromisos adquiridos en representación de los inquilinos. El universo de viviendas particulares habitadas en Baja California Sur es de 209 mil en 2015, y se establecen los siguientes criterios de selección para priorizar el acceso al programa del Bono Solar:

Criterios técnicos:

- Para la generación distribuida, dado que el consumo de la vivienda debe ser abastecido en su totalidad por los sistemas fotovoltaicos de generación eléctrica, es necesario que las condiciones físicas de las viviendas provean el área necesaria para su instalación en la cantidad requerida. Así, en una primera etapa se recomienda no incluir los departamentos o vecindades. De acuerdo con el INEGI (2015), el 90% de las viviendas son casas aisladas (Tabla 14.1), por lo que el universo se reduce a 188 mil viviendas.
- La vivienda debe tener acceso al sol durante las horas necesarias que garanticen la generación mínima (factor de planta de 18% mínimo), sea en la cubierta de la construcción o en un patio.

Tanto el tamaño del lote como del área de las cubiertas y su relación con la altura de las construcciones adyacentes, son fundamentales para garantizar esta condición. De acuerdo con la Gráfico 14.2 y 14.1, el tamaño de los lotes y el tamaño de las viviendas no es una limitante espacial.

Criterios administrativos:

- De acuerdo con la Tabla 14.4 de las viviendas propias, el 70% existen a nombre del residente.
- Para la participación en el programa Bono Solar, el contrato de CFE debe corresponder con el del propietario de la vivienda. Para participar en el programa el usuario con vivienda propia deberá llevar a cabo el proceso de actualización de nombre del recibo de luz.
- Adicionalmente es importante considerar que, de acuerdo con INEGI, en el estado el 34% son viviendas en renta, en préstamo o en otra situación. Dado que debe existir un riesgo compartido entre el propietario y el Estado en cuanto a la eventualidad de robo o daño por vandalismo o eventos naturales, las viviendas en renta o préstamo requerirán de la estructuración de contratos específicos que permitan la co-participación de dueño/inquilino con el Estado, por lo que es recomendable que las viviendas en esta situación entren al programa de forma posterior a las viviendas propias donde el residente es el propietario.

De lo anterior se observa que el 37% de las viviendas totales del estado son casas aisladas, propias y donde éstas existen a nombre de uno de los residentes. Este es el universo de viviendas que serían atendidas en los primeros años del programa Bono Solar. Dado que el programa está diseñado para ser desplegado de forma paulatina en un estimado de 15 años, en los años posteriores a los iniciales y una vez que se haya estructurado un modelo de contrato que facilite la co-participación de dueño/inquilino y Estado, se incorporarán al programa las viviendas alquiladas, prestadas o en otra situación, para cubrir a las casas aisladas no-propias que representan un 31% del total. Con base en esto en un periodo de 15 años se podría alcanzar una penetración de 68% (37%+31%) de las viviendas del estado.

El programa Bono Solar está planteado para ser implementado de forma paulatina y creciente atendiendo en el primer año a 2% de las viviendas hasta alcanzar en el año 12 y hasta el año 15 una implementación de 5.5% de las viviendas por año. Esto permitiría alcanzar en el año 15 de implementación el 68% de las viviendas siguiendo el orden lógico considerando los criterios anteriores.

Esta penetración de techos solares resulta en 15 años en una generación total anual por estos de 599,635 MWh al año, que representa el 72% del consumo residencial del 2017. Al mismo tiempo que en términos netos se alimentarían al sistema eléctrico 77,184 MWh de energía solar lo que representa 9.2% del consumo residencial de 2017.

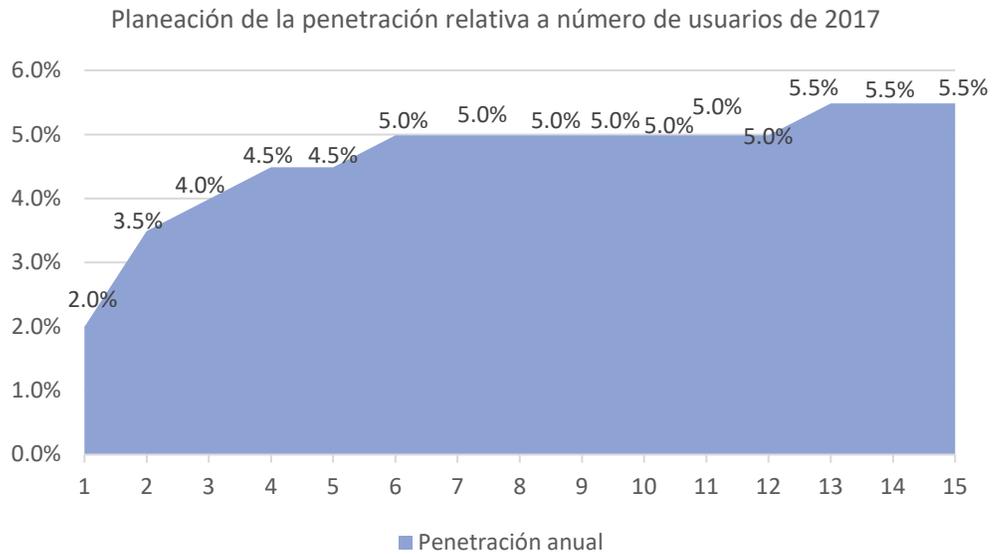


Gráfico 14.9 Proyección de penetración relativa al número de viviendas en 2017

Lo anterior no considera el crecimiento que tendrá el parque habitacional ni el consumo residencial promedio por vivienda durante el periodo de los quince años en el que se implementa el programa. La gráfica a continuación muestra el impacto progresivo en el consumo del sector residencial de la red eléctrica, resultado de la implementación paulatina del programa Bono Solar, tomando como referencia o línea base el consumo de 2017.

Se recomienda incorporar en las legislaciones estatal y municipal el concepto de derecho al sol, así como un mecanismo que compense posibles afectaciones cuando la altura de las edificaciones vecinas limite la cantidad mínima de horas necesarias para las tecnologías fotovoltaicas o fototérmicas en un predio.

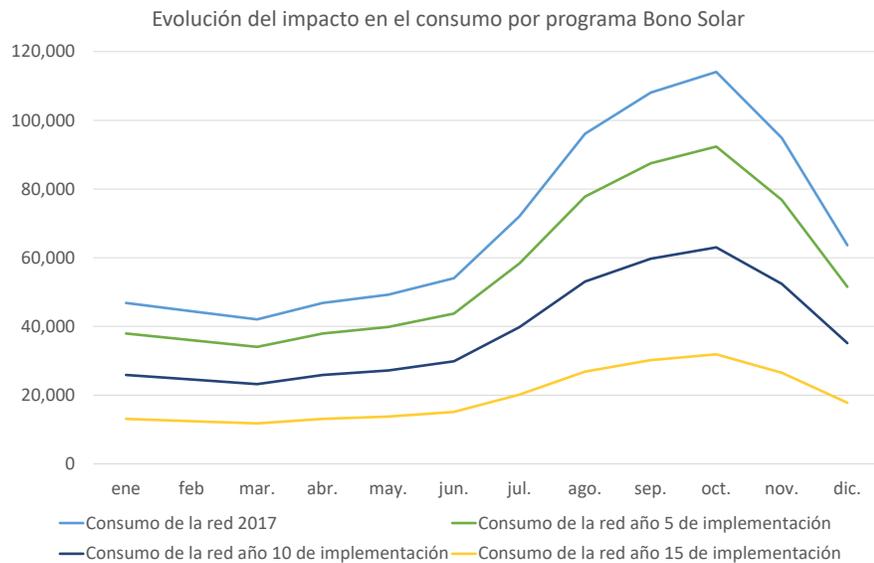


Gráfico 14.10 Potencial de reducción del consumo por Bono comparado con el consumo de 2017

Además, deberá considerarse el nivel socioeconómico de los residentes de las viviendas participantes de tal manera que se atiendan los siguientes puntos:

- Si el consumo actual del usuario se encuentra por debajo de la línea de pobreza energética se dimensionarán los sistemas más allá del 110% del consumo promedio para alcanzar un nivel de generación que permita al usuario salir de esta condición.
- Por el contrario, cuando dicho consumo se encuentre en rangos de consumo excedentes cercanos al límite DAC se recomienda una disminución del porcentaje de bono otorgado de tal forma que siga habiendo un ahorro, pero pudiera ser menor al 15%. La determinación de los umbrales de reducción de bono deben estimarse en forma estadística en una primera instancia, pero también deberá hacerse una validación en campo de dicha información (localidad por localidad).

A través de este tipo de estrategias, que deberán ser definidas con mayor precisión por la autoridad, se busca eliminar la regresividad del subsidio y de la re-orientación del subsidio eléctrico.

Generación Solar Distribuida Mediante el Bono Solar

De acuerdo con el estudio del Banco Mundial denominado “Residential Electricity Subsidies in México”⁷⁶, nuestro país tiene una de las estructuras tarifarias y de subsidio más compleja del mundo. Las tarifas eléctricas residenciales actualmente reciben una ayuda gubernamental o subsidio para cubrir el costo total. Esto implica un gasto importante para el Estado y al mismo una barrera de entrada, en el sector residencial subsidiado, a la generación distribuida y la eficiencia energética. A nivel nacional, con base en el Anexo Estadístico del Tercer Informe de Gobierno 2014-2015⁷⁷, que se reporta que el subsidio eléctrico fue de 101 mil millones de pesos. Debido al incremento en la demanda y el número de usuarios, la tendencia del gasto público en subsidio eléctrico es a incrementarse. En el caso de BCS, se estima que el monto de subsidio eléctrico al sector residencial en 2017 será 756 millones de pesos. Este monto es un subsidio indirecto a los combustibles fósiles y es altamente regresivo.

La propuesta de programa Bono Solar es una alternativa para reducir el gasto por concepto de electricidad a los usuarios finales y atender de forma proactiva el reto que implica para el Estado este creciente gasto por concepto de subsidio eléctrico. A través del programa Bono Solar se re-orienta el actual subsidio eléctrico residencial para convertirlo en parte de los fondos que

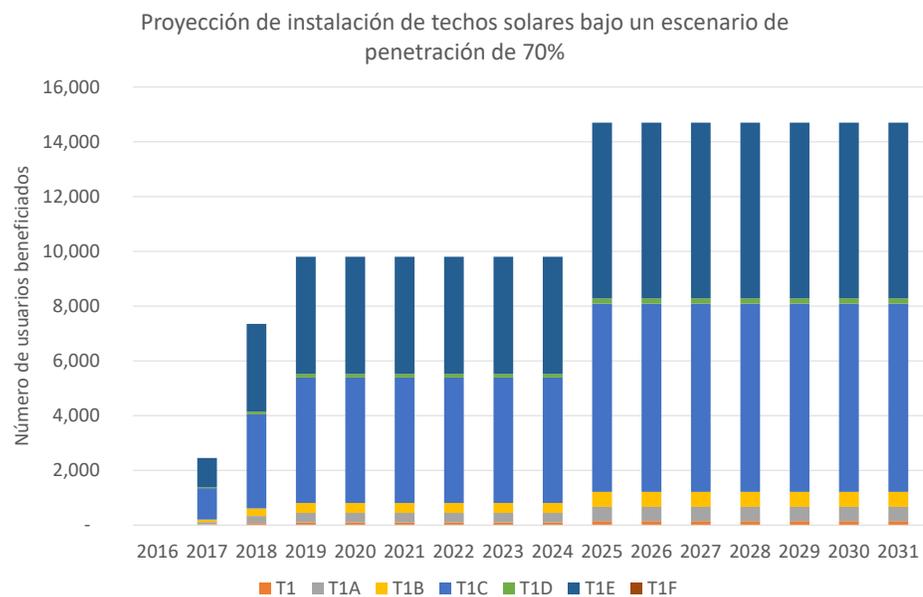


Gráfico 14.11 Proyección de la Instalación de 70% de techos solares

⁷⁶ Komives, K. (2009). *Residential Electricity Subsidies in Mexico*. World Bank.

⁷⁷ REFERENCIA INFORME PRESIDENCIAL

los usuarios, en un esquema de arrendamiento⁷⁸, requerirían para instalar medidas de eficiencia energética y techos solares de suficiente capacidad para satisfacer sus necesidades actuales y generar un volumen adicional para alimentar a la red. La parte medular del programa es que el pago mensual por parte del usuario por concepto de arrendamiento del techo solar a CFE SSB o a un tercero, deberá ser entre 15 a 20% por debajo de su pago actual por concepto de electricidad.

El programa Bono Solar en el estado de BCS propone alcanzar una penetración de 70% de las viviendas del estado en un periodo de 15 años. En el Grafico 7.10 se muestra la hoja de ruta de la instalación de los techos solares para beneficiar a 171 mil usuarios. Se requiere de una inversión total de 5 mil millones de pesos a ser desembolsada paulatinamente en ese periodo, de los cuales aproximadamente el 60% provendría de bono solar provisto por el Estado. Los usuarios no pagarían ninguna cantidad por el techo, solamente la renta mensual equivalente al 80 al 85% de su recibo de luz promedio.

Con el programa de Bono Solar, al final del período se lograrían los siguientes resultados:

- Una capacidad instalada de generación distribuida fotovoltaica de 293 MW
- 171 mil usuarios beneficiados con un techo solar, medidas de eficiencia energética y una reducción en su gasto por concepto de electricidad
- 212 mil toneladas de CO_{2eq} mitigadas al año.
- La generación de 462 GWh al año de electricidad 100% renovable con cero emisiones.

Para el dimensionamiento de los techos solares se considera la implementación de un paquete de medidas de eficiencia energética, y 10% de sobredimensionamiento en la capacidad del techo solar. Esto resultaría en las características técnicas que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 14.10 Características Técnicas de los Techos

Grupo tarifario	Consumo promedio antes de implementar medidas de EE (kWh/año)	Consumo promedio después de implementar medidas de EE (kWh/año)	Capacidad del techo solar para satisfacer 1.1 veces el consumo promedio histórico (W)	Área de techo requerida (m ²)	Medidas de eficiencia energética consideradas			
					Iluminación	Refrigerador	AC	Otros
1	946	901	750	<12	X	X		
1 ^a	1,780	1735	1250	15	X	X		
1B	1,871	1,826	1500	18	X	X		
1C	2,546	2,501	1750	21	X	X		
1D	2,134	2,024	1500	18	X	X	X	
1E	2,585	2,465	1750	21	X	X	X	X

⁷⁸ Arrendamiento a través de Comisión Federal de Electricidad Subsidiaria de Suministro Básico (CFE SSB) o un tercero, quien tendría un rol de operador central del programa y arrendador

Tabla 14.11 Finanzas de los Techos Solares. Fuente ICM

Número de usuarios beneficiados	Inversión				Resultados técnicos	
	Inversión total en EE+FV (M\$)	Composición de la inversión total en EE+FV (M\$)			Máxima capacidad instalada (MW)	Máxima generación anual (GWh/año)
		Bono Solar (M\$)		Aportación de capital del usuario ⁷⁹ (M\$)		
		Fondo de arranque (M\$)	Subsidio evitado en BS (M\$) ⁸⁰			
171,501	5,017	1,147	1,847	2,024	293	462
		2,993				

La inversión en el programa Bono Solar representa beneficios económicos para el Estado, para CFE SSB y para el usuario, con tasas internas de retorno para el Estado y para CFE SSB mayores a 10% y para el usuario un ahorro entre el 15 y 20% respecto a su recibo actual de electricidad.

Otros grupos tarifarios que pueden acceder a la generación distribuida

Bajo un esquema de análisis sobre una tarifa para Generación Solar Distribuida (GSD) de alrededor del equivalente a 81 USD/MWh⁸¹, se filtraron las tarifas eléctricas de CFE para los subsectores agrícola, doméstica de alto consumo (DAC), alumbrado, bombeo e industrial, siendo éstas las más competitivas para el mercado de GSD y dejando fuera a las de consumo doméstico.

En la tabla siguiente, se observan los escenarios de penetración (10%, 50% y 80%) de la tecnología de GSD para BCS basados en los consumos de energía para las diferentes tarifas, así determinando la capacidad (MW) que podrían ser instaladas según el nivel o la tasa de penetración del mercado.

Escenario	Tipo de Tarifa	Tarifa (MWN/kWh)	LCOE GSD (MXN/kWh)	Consumo (MWh/usuario)	Energía (MWh)	Capacidad por tarifa (MW)	Capacidad Total por escenario (MW)
10%	Agrícola	\$ 5.51	\$ 1.50	143	16,251	7.42	66.56
	DAC	\$ 3.43	\$ 1.50	3	983	0.45	
	Alumbrado	\$ 2.68	\$ 1.50	20	3,235	1.48	
	Bombeo	\$ 2.01	\$ 1.50	285	8,994	4.11	
	Industrial	\$ 1.55	\$ 1.50	33	116,299	53.10	
50%	Agrícola	\$ 5.51	\$ 1.50	143	81,253	37.10	332.79
	DAC	\$ 3.43	\$ 1.50	3	4,913	2.24	
	Alumbrado	\$ 2.68	\$ 1.50	20	16,173	7.38	
	Bombeo	\$ 2.01	\$ 1.50	285	44,970	20.53	
	Industrial	\$ 1.55	\$ 1.50	33	581,494	265.52	
80%	Agrícola	\$ 5.51	\$ 1.50	143	130,004	59.36	532.46
	DAC	\$ 3.43	\$ 1.50	3	7,860	3.59	
	Alumbrado	\$ 2.68	\$ 1.50	20	25,876	11.82	
	Bombeo	\$ 2.01	\$ 1.50	285	71,951	32.85	
	Industrial	\$ 1.55	\$ 1.50	33	930,390	424.84	

Tabla 14.12. Escenarios de penetración de Generación Distribuida para BCS

Fuente: INEGI, CFE, Análisis Strategy&

⁷⁹ Recordar que se propone que la aportación de capital del usuario sea indirecta, pues debido a que se hace a través de un esquema de arrendamiento, el usuario no desembolsa capital, sino que es el arrendador quien desembolsa el monto “aportación de capital del usuario” y posteriormente lo recupera a través de los pagos por el arrendamiento

⁸⁰ Monto del subsidio evitado que se reinvierte en bono solar

⁸¹ Se utilizó un tipo de cambio de \$18.5 MXN/USD y un factor de planta de 25%

Puede verse en la tabla anterior que el potencial, en términos de capacidad competitiva de generación distribuida, es muy alto. El costo nivelado de energía solar distribuida (LCOE GSD) resulta más bajo que las tarifas mostradas. Dependiendo del nivel de penetración, la capacidad puede llegar hasta 532 MW, mismas que sumadas a las 293 MW de la generación distribuida, superan los 800 MW. Ello no significa que se vaya a llegar a esos niveles en el corto plazo, pero sí indica el fuerte potencial que se encuentra disponible dadas las condiciones privilegiadas de irradiación que se tienen en el estado de BCS.

Anexo

Análisis de sensibilidad

Es necesario tener en cuenta cierto nivel de incertidumbre en los cálculos realizados debido a la falta de información precisa en algunos aspectos de los sectores analizados. Por lo tanto, se identificaron ciertas variables críticas en el análisis para ser sometidas a una variación con el objetivo de explorar la significancia de éstas en el contexto general.

En el caso del subsector hotelero, los conteos de cantidad de establecimientos son confiables, sin embargo, es difícil contar con el área construida de cada uno de los hoteles. Se considera al área construida como la variable crítica de este subsector. Como se tiene información parcial, aunque representativa de cada clase de hotel (una estrella, dos estrellas, etc.), se estableció una variación de $\pm 10\%$ en el área total de los mismos. Al considerar esta variación, se encuentra un cambio de $\pm 1\%$ en la participación hotelera en el consumo de los sectores productivos, con lo que podemos confiar en que la variación no es significativa.

Para comercios mayores se consideró la posibilidad de haber realizado una subestimación de la cantidad de establecimientos pertenecientes al subsector, específicamente tiendas con tamaños pequeños y medianos del subsector comercial mayor. Se incrementó en 40% la cantidad de establecimientos; a las unidades adicionales se le asignaron características propias de tiendas pequeñas o medianas. La variación en la participación fue de menos del 1%, señalando que la incertidumbre de esta variable crítica (cantidad de establecimientos) tiene un efecto casi despreciable en el consumo eléctrico total.

El conteo de la cantidad de restaurantes tiene una confiabilidad media ya que fue una estimación indirecta a través de sistemas de información geográfica. Además, la incertidumbre en cuanto a la superficie construida sí es significativa, por lo que se estableció una variación de $\pm 30\%$ para en el área construida de cada restaurante. Se encontró un cambio de alrededor del $\pm 2\%$ de la participación en el consumo total de los restaurantes. Estos cálculos muestran que la incertidumbre en el área construida tiene cierta relevancia, pero, al utilizar una variación del 30% y sólo tener un cambio del 2% en el global, permite mantener una confianza razonable en el análisis original.

El consumo de las empresas manufactureras fue calculado mediante el PIB y la intensidad energética. La certidumbre asociada al PIB tiene un nivel de confianza adecuado, pero la situación no se repite para la intensidad energética. El valor original de esta variable se modificó en un $\pm 35\%$. Con estos ajustes se generaron cambios de apenas un $\pm 1\%$ en su participación en el consumo de los sectores productivos.

15.0 Acciones en el sector rural de BCS en el marco de la matriz energética modificada

Baja California Sur es un estado con un comportamiento poblacional muy dinámico. En 2010, el estado tenía un total de 2,850 localidades, de las cuales 2,832 tenían menos de 2,500 habitantes, es decir, son localidades rurales (ver Tabla 15.1). La mayoría de las localidades rurales se encuentran en los municipios de La Paz (37%) y Comondú (23%). Sin embargo, el número de localidades rurales en cada municipio no necesariamente corresponde proporcionalmente a la población en tales localidades (ver **Tabla** 15.2) ya que aunque La Paz sigue encabezando en población rural con un 30% del total estatal (26,849 pobladores rurales), el segundo lugar lo ocupa el municipio de Los Cabos con 26% (22,942 pobladores rurales) de un total estatal de 88,308 habitantes en localidades rurales (13.9% de la población total del estado). Asimismo, al comparar contra la población total en cada municipio, Mulegé encabeza la lista con un 35% de población rural, seguido de Comondú, con un 22%. Esto se corresponde de manera muy cercana con la densidad de población por municipio, donde Mulegé y Comondú tienen cerca de 2 y 4 habitantes por kilómetro cuadrado, respectivamente, es decir, que los estados de mayor porcentaje de población rural son también los de menor densidad de población.

Tabla 15.1 Número de localidades por municipio en Baja California Sur en 2010.

Municipio	Total	1-2,499 habitantes	2,500-4,999 habitantes	5,000-9,999 habitantes	10,000-49,999 habitantes	50,000-99,999 habitantes	100,000-499,999 habitantes	500,000-999,999 habitantes	1,000,000 de habitantes y más
Comondú	651	648	0	2	1	0	0	0	0
Mulegé	459	454	2	1	2	0	0	0	0
La Paz	1,044	1,041	1	1	0	0	1	0	0
Los Cabos	549	543	0	1	3	2	0	0	0
Loreto	147	146	0	0	1	0	0	0	0
BCS	2,850	2,832	3	5	7	2	1	0	0

Fuente: (SDEMARN 2016).

Tabla 15.2 Población total, urbana y rural por municipio en Baja California Sur.

Municipio	Total		Urbana		Rural	
	2010	2015	2010	2015	2010	2015
Comondú	70,816	72,564	55,214	n.d.	15,602	n.d.
Mulegé	59,114	60,171	38,213	n.d.	20,901	n.d.
La Paz	251,871	272,711	225,022	n.d.	26,849	n.d.
Los Cabos	238,487	287,671	215,545	n.d.	22,942	n.d.
Loreto	16,738	18,912	14,724	n.d.	2,014	n.d.
BCS	637,026	712,029	548,718	n.d.	88,308	n.d.

Fuente: (SDEMARN 2016).

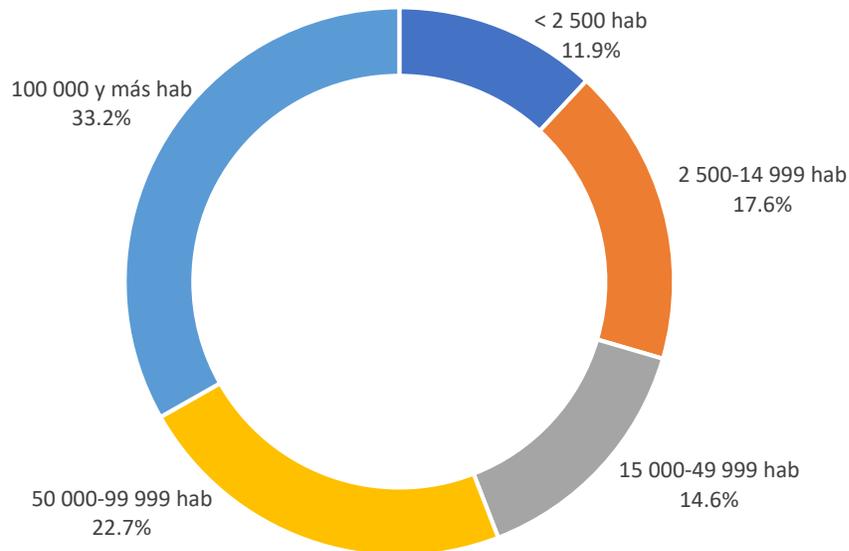
Tabla 15.3 Densidad de población por municipio.

Municipio	Densidad (hab/km2)	
	2010	2015
Comondú	3.9	4.0
Mulegé	1.8	1.9
La Paz	16.3	17.7
Los Cabos	63.6	78.1
Loreto	3.8	4.3
BCS	8.6	9.7

Fuente: (SDEMARN 2016).

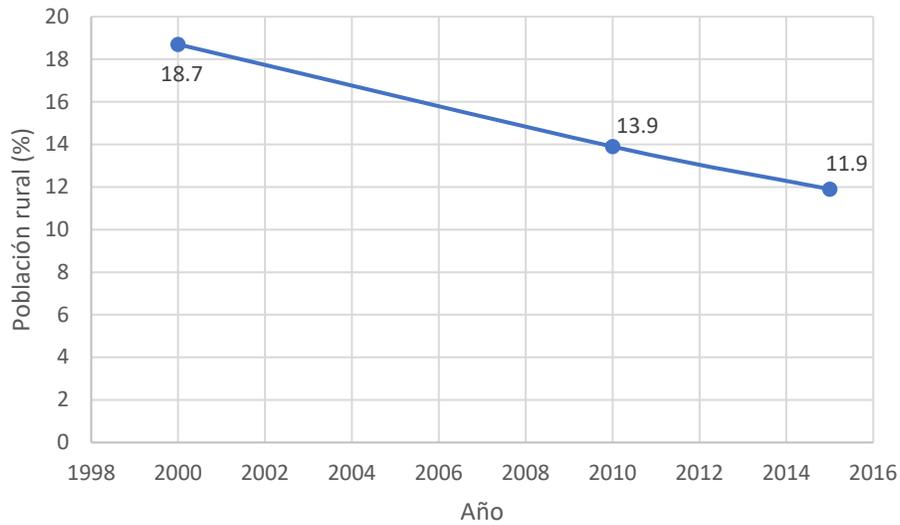
Ya para el año 2015, según los resultados para Baja California Sur de la Encuesta Intercensal 2015 (INEGI 2015b), se estima que en el estado existían 712,029 habitantes. De este total, 84,923 habitantes (11.9%) de la población se encuentra en localidades rurales (ver **Gráfico 1**). Al comparar tanto el número de habitantes rurales como el porcentaje que representa, se encuentra que en ambos hay un descenso, o sea, que la población del estado se está concentrando cada vez más en localidades urbanas. Esta tendencia viene siguiéndose desde el año 2000, en el cual se tenía un 18.7% de población rural (**Gráfico 15.2**).

Gráfico 15.1 Distribución porcentual de la población según tamaño de localidad en 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de (INEGI 2016).

Gráfico 15.2 Porcentaje de población rural en Baja California Sur.



Fuente: Elaboración propia con datos de (INEGI 2015b).

15.1 Energía eléctrica en el entorno rural

En Baja California Sur existen dos redes eléctricas para el suministro estatal. La principal abarca desde Cabo San Lucas en el sur del estado hasta un poco más al norte de Loreto en la porción central. Esta red da cobertura a los municipios de Los Cabos, La Paz, Comondú y Loreto y engloba a la gran mayoría de los usuarios del estado. La otra red da cobertura al municipio de Mulegé en el norte del estado y también a la parte sur del estado de Baja California como se observa en el Gráfico 15.3. Mediante estas redes y algunas pequeñas redes muy locales se abastece de electricidad al 98.44% de las viviendas del estado; a nivel municipal, Los Cabos tiene una mayor cobertura del servicio de energía eléctrica en las viviendas con casi el 99% (ver **Tabla**).

Gráfico 15.3 Redes eléctricas (transmisión) de Baja California Sur 2015.



Fuente: Adaptado de (CENACE 2015).

Sin embargo, a pesar del esfuerzo constante de la Comisión Federal de Electricidad, estas redes aún no dan cobertura eléctrica a todas las localidades del estado. Como podría esperarse, el nivel de cobertura es diferenciado según el tamaño de localidad, siendo las viviendas rurales las de menor cobertura como se observa en la **Tabla 15.4**. Esto se debe en gran medida a la geografía estatal y a la gran dispersión de las localidades rurales, lo cual hace que el balance costo-beneficio de proyectos de extensión de las redes eléctricas sea poco favorable para las muchas comunidades rurales que aún están fuera de la cobertura eléctrica de la red. Como ejemplo de ello, el Gráfico 15.4 presenta las principales localidades costeras del estado, muchas de las cuales no cuentan con electricidad de la red. Aun así, el hecho de que el porcentaje de población rural en el estado (aproximadamente 12%) sea mayor que el porcentaje de viviendas rurales que no cuenta con energía eléctrica (aproximadamente 4%) es indicativo de que una parte importante de las comunidades rurales cuentan con energía eléctrica.⁵

Tabla 15.4 Porcentaje de viviendas con energía eléctrica según tamaño de localidad.

Tamaño de localidad	< 2,500 hab	2,500-14,999 hab	15,000-99,999 hab	> 100,000 hab	Total BCS
Porcentaje de viviendas con energía eléctrica	95.6%	97.1%	99.5%	99.0%	98.4%

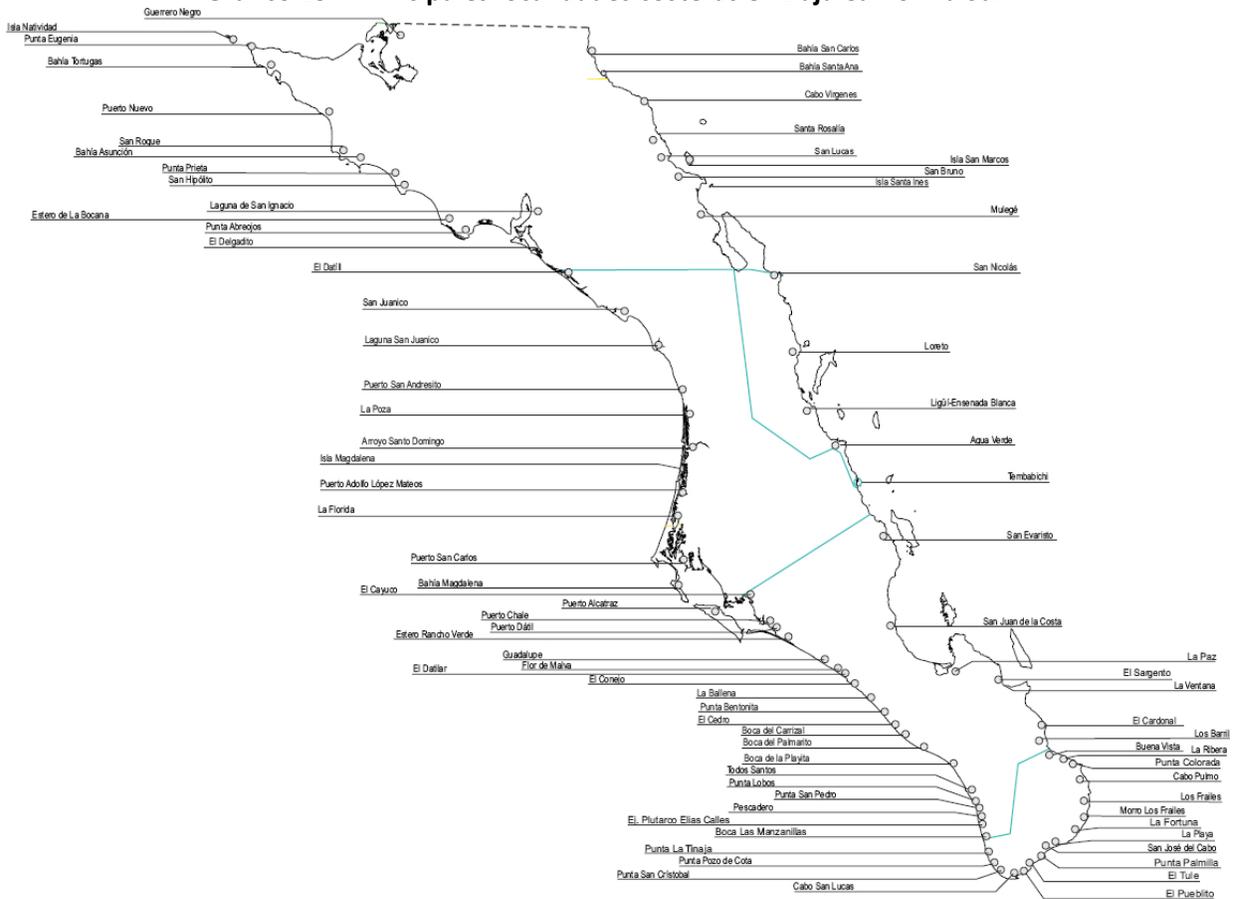
Fuente: (INEGI 2015b).

Tabla 15.5 Disponibilidad de energía eléctrica en viviendas de Baja California Sur.

Municipio	Viviendas particulares habitadas	Disponibilidad de energía eléctrica (%)		
		Disponen	No disponen	No especificado
Comondú	21,384	97.01	2.79	0.20
Mulegé	18,189	97.94	1.57	0.49
La Paz	82,919	98.63	1.36	0.01
Los Cabos	80,615	98.91	0.86	0.22
Loreto	5,865	95.84	3.43	0.73
BCS	208,972	98.44	1.39	0.18

Fuente: (INEGI 2016).

Gráfico 15.4 Principales localidades costeras en Baja California Sur.



Fuente: (Centro Estatal de Información 2005).

Por otro lado, la gran mayoría (97.8%) de los usuarios domésticos del servicio eléctrico en Baja California Sur se encuentran en localidades con climas cálidos a los cuales corresponden tarifas de la 1A a la 1F (SENER 2017). Como se muestra en la **Tabla** , a estos usuarios domésticos también corresponde más del 90% de las ventas de energía eléctrica.

Tabla 15.6 Número de usuarios promedio y volumen de ventas de electricidad en Baja California Sur 2015.

		Clima templado	Clima cálido	Alto consumo
Usuarios (promedio)	(no.)	2,262	226,174	2,799
		1.0%	97.8%	1.2%
Ventas de energía eléctrica	(kWh)	6,059	697,253	51,470
		0.8%	92.4%	6.8%

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

15.2 Acciones

Después de lo expuesto en los apartados anteriores y considerando que en el entorno rural el 95.6% de las viviendas cuenta con energía eléctrica, las acciones presentadas y analizadas en la sección anterior sobre el sector residencial son igualmente relevantes para el sector rural y no serán analizadas aquí nuevamente. Ellas son:

- Adecuación de los códigos de construcción municipales para incorporar medidas de eficiencia energética y ahorro de energía en el sector residencial
- Programa para la instalación de aislamientos térmicos en las envolventes de las viviendas existentes en las principales localidades del estado como una medida de eficiencia energética
- Programa del gobierno del estado para la promoción de la generación distribuida mediante Bono Solar
- Participación del gobierno del estado en la selección de viviendas para participar en los programas de acción de mejora energética y potencial de disminución en la demanda de la red eléctrica

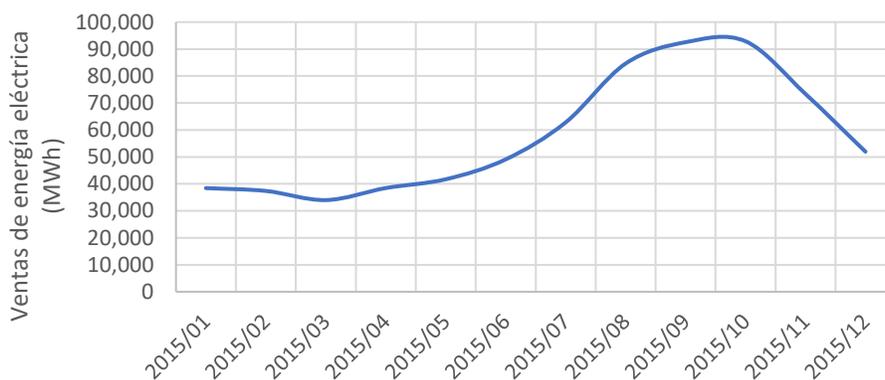
Sin embargo, en el caso particular de la eficiencia energética es necesario analizar algunas cuestiones que son específicas al entorno rural.

Participación del gobierno del estado en la selección de viviendas rurales para participar en los programas de acción de mejora energética y potencial de disminución en la demanda de la red eléctrica

Como ya se expuso anteriormente, al analizar el consumo eléctrico mensual para el sector doméstico en general se puede observar un marcado comportamiento estacional (ver ejemplo para 2015 en el Gráfico 15.5) donde a partir del segundo trimestre del año empieza a presentarse una tendencia incremental debido a los grandes consumos de electricidad resultantes del uso de dispositivos y sistemas de ventilación y acondicionamiento de aire (climatización), los cuales son necesarios para lograr condiciones de confort debido a las altas temperaturas que se experimentan en la entidad durante los meses verano. Al respecto, el INEGI señala que el 44.2% de las viviendas en Baja California Sur disponen de equipo de acondicionamiento de aire (INEGI 2015b). Los porcentajes de otro tipo de equipos en viviendas rurales y viviendas urbanas de más de 100,000 habitantes se muestran en el Gráfico 15.6. En este gráfico se observa que los porcentajes son menores en las viviendas rurales (con excepción de los servicios de televisión de

paga), lo cual sugiere que el consumo eléctrico de las viviendas rurales debe ser menor al de las viviendas urbanas. Según datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH) 2014 del INEGI (INEGI 2015a), se estimó que el gasto anual en energía y combustibles en el entorno rural en Baja California Sur es igual a \$1,220.16 por hogar y en el urbano, igual a \$1,549.43 por hogar. A pesar de ello, al comparar esto con los gastos totales en los hogares de Baja California Sur, los porcentajes obtenidos para energía y combustibles tanto en entornos rurales como urbanos son muy similares en Baja California Sur (ver **Tabla**).

Gráfico 15.5 Venta total de energía eléctrica a usuarios domésticos en localidades con clima cálido 2015.



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

Tabla 15.7 Gasto anual en energía y combustibles en los hogares en Baja California Sur.

	Porcentaje del gasto total	Gasto en energía y combustibles (\$/hogar)
Rurales	4.17%	\$1,220.16
Urbanos	3.97%	\$1,549.43
BCS	4.01%	\$1,493.04

Fuente: Elaboración propia con datos de (INEGI 2015a).

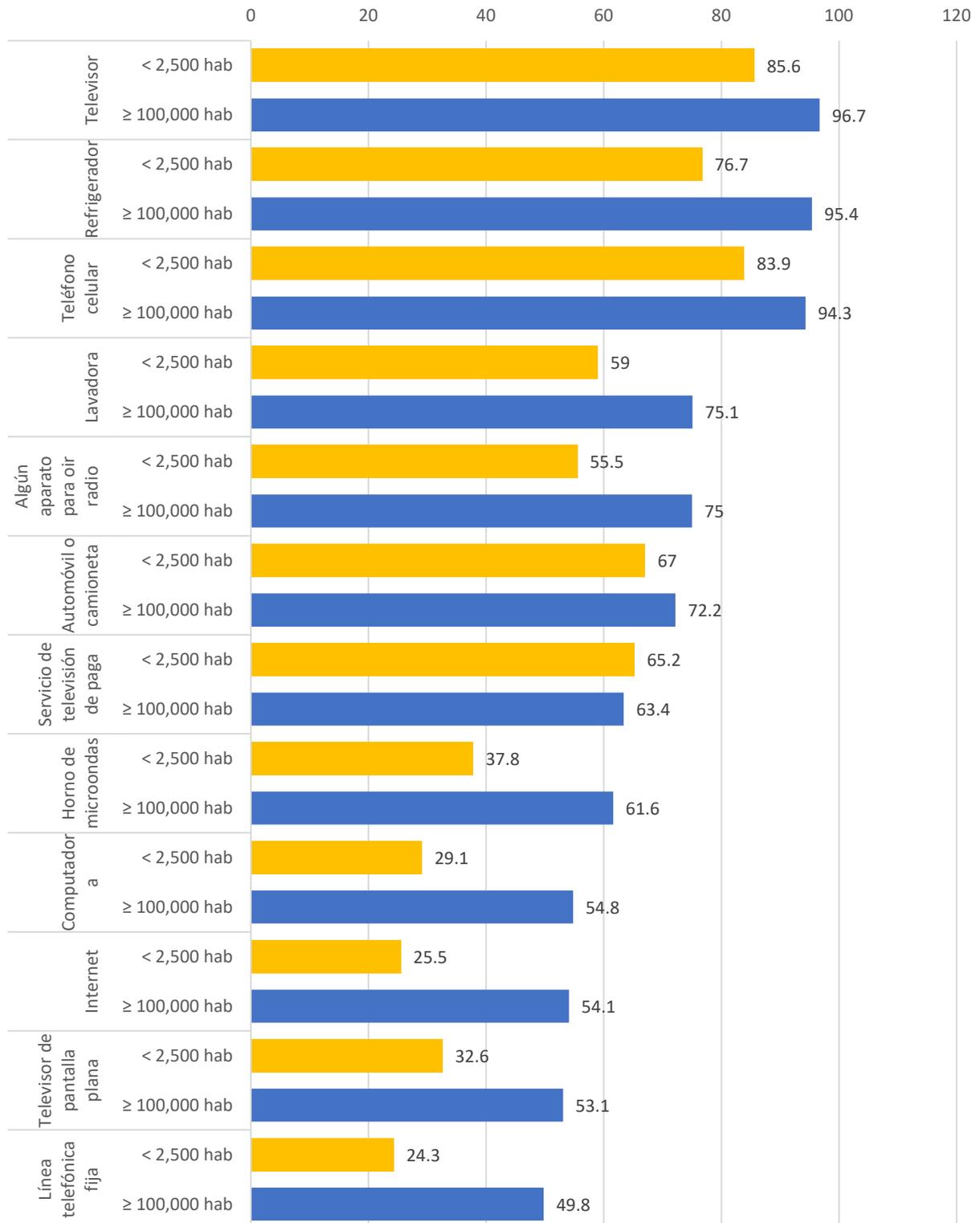
Asimismo, con base en la ENIGH 2014, la Secretaría de Energía (SENER 2017) estima que los hogares rurales en clima cálido tienen en promedio 5.05 lámparas y que hay una saturación de refrigeradores, equipos de aire acondicionado, ventiladores y lavadoras del 69%, 10%, 75% y 45%, respectivamente, en hogares rurales con clima cálido en México. Con base en estos valores, la SENER hace estimados de los ahorros que le representaría a un usuario el sustituir esos equipos por equipos de mejor eficiencia. Los valores obtenidos para hogares rurales de clima cálido se presentan en la **Tabla** . Esto representa un total de energía eléctrica que se dejaría de consumir de 279.7 kWh/año para cada hogar. Considerando un precio promedio (2015) de la electricidad en Baja California Sur de \$1.10/kWh para el sector doméstico en climas cálidos, esto representa un ahorro anual de \$309 al año lo cual representa una cuarta parte del gasto anual en este rubro. Considerando que el 11.9% de la población se encuentra en localidades rurales en Baja California Sur, se puede estimar que, del total de 209,834 hogares en el estado, 24,970 son rurales. De esta manera, el potencial de ahorros de eficiencia energética por sustitución de equipos asciende a

6,984 MWh al año, equivalente al 1% de las ventas de energía eléctrica a todos los usuarios domésticos en localidades de clima cálido en Baja California Sur.

Tabla 15.8 Equipos y ahorros de electricidad anuales por hogar rural en clima cálido.

	Lámparas	Refrigerador	Aire acondicionado	Ventilador	Lavadora
Número de equipos por hogar	5.05	0.69	0.1	0.75	0.45
Ahorros por hogar (kWh/ año)	131.9	54.2	59.9	19.5	14.2

Gráfico 15.6 Porcentaje de viviendas según los equipos y tecnologías de la información de que disponen 2015.



Fuente: Adaptado de (INEGI 2015b).

SECCION 4.

Impactos Potenciales y seguimiento

16.0 Estimación de co-beneficios

Existe una necesidad económica y ambiental urgente para diversificar la actual producción de energía de Baja California Sur ya que se basa, casi en su totalidad, en la quema de combustibles fósiles líquidos, los cuales son actualmente caros y con un alto nivel de emisiones. La modificación de la matriz energética del estado trae consigo una serie de beneficios ambientales y económicos asociados para la población local. El estado cuenta con un parque de generación eléctrica basado en unidades que consumen diésel y combustóleo (97% de la generación), cuyo alto costo de operación e impacto ambiental influyen negativamente en el desarrollo productivo y sustentable de esta región.

Por otro lado, el permanecer aislado del SIN limita la seguridad de abastecimiento al depender únicamente de la carga instalada en el sitio, lo cual ha provocado a lo largo de los años, una sobrecapacidad instalada como *reserva* que encarece el costo de la energía a los usuarios finales del estado. Como desafío adicional, el sistema eléctrico se distribuye a lo largo de 500 km, y con frecuencia se muestra vulnerable ante fenómenos meteorológicos de alto impacto como huracanes y tormentas tropicales que suelen dejar sin el servicio a prácticamente toda la población.

16.1 Cobeneficios climáticos, ambientales y de salud pública

El sistema eléctrico de BCS es vulnerable ante el arribo de huracanes que suelen impactar la región y desconectar a gran parte de la población del servicio eléctrico. Sin embargo, hay que señalar que en 2014 el trabajo por parte de CFE ante el embate del huracán Odile fue notable al restablecer el sistema en pocas horas. La unión con el sistema interconectado nacional (SIN) mediante un cable submarino, mejoraría la entrega de la energía eléctrica, fortalecería el sistema local, y reduciría la probabilidad de cortes de energía que generan importantes pérdidas en la economía estatal.

La instalación del cable eléctrico bidireccional que se proyecta en Baja California Sur (SENER, 2017), permitiría no solo la importación de energía, sino también la posibilidad de exportar los excedentes de energía (principalmente de fuentes renovables) hacia el resto del país.

En el año 2014, el huracán Odile dañó la planta de generación fotovoltaica Aura Solar, la más grande del país en su momento, lo que mostró la necesidad de diseñar con amplios márgenes de seguridad este tipo de tecnología en la península. La parte norte del estado presenta un menor riesgo ante eventos hidrometeorológicos, por lo que el cable permitiría: 1) reducir este riesgo al ofrecer una fuente alternativa de energía fuera de la península; y 2) la posibilidad de instalar plantas de fuentes renovables en la costa del Golfo de California (con menos riesgo que en el Pacífico) para transmitir la energía al sur, hacia los puntos de mayor consumo que son La Paz y Los Cabos.

Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La evolución hacia un parque de generación con menores emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y menos contaminantes “criterio” es un compromiso que requiere de esfuerzos continuos entre las empresas de generación, los reguladores, las autoridades correspondientes y la sociedad como

consumidor final, Baja California Sur tiene una población flotante que duplica a su población local mediante el turismo, incrementar la sustentabilidad del sitio lo hace más atractivo al turismo internacional.

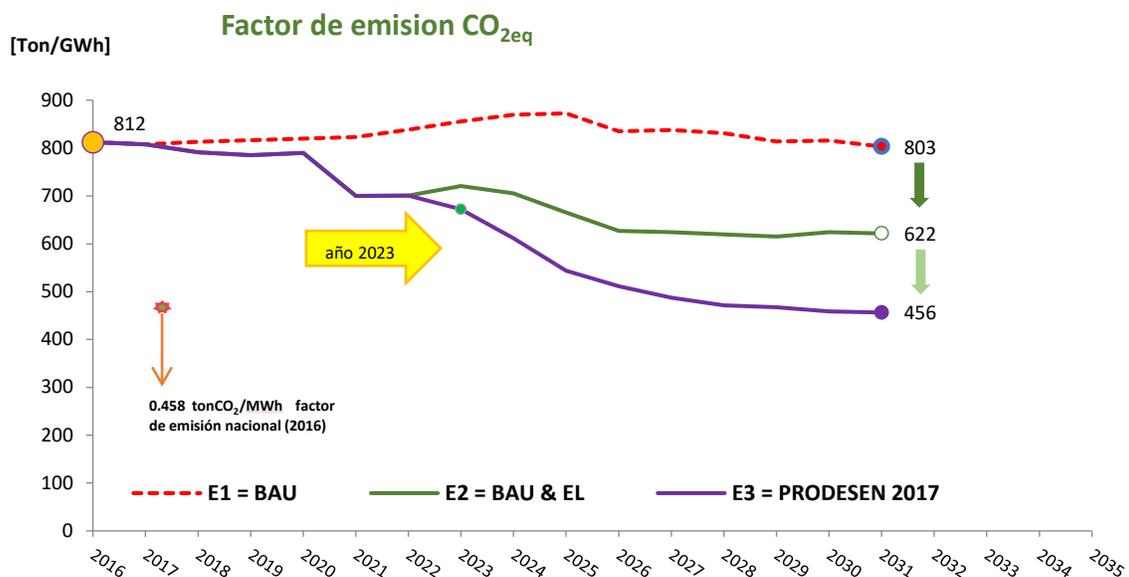
Actualmente, se estima que Baja California Sur tiene el factor de emisión por MWh consumido más alto del país con 0.80 tonCO₂eq/MWh, cuando el promedio nacional es del orden de 0.458 tonCO₂eq/MWh. La energía del estado de Baja California Sur no solo es la más cara del país, sino también la que emite mayores emisiones por unidad de energía eléctrica generada. Por ello, existe la urgente necesidad económica y ambiental de diversificar la actual matriz eléctrica.

A partir del año 2023 se contempla la interconexión con el SIN a través de un cable submarino; que conecte BCS con el nodo de Hermosillo. De manera general, los escenarios 2 BAU+EL y 3 PRODESEN 2017-2031 con base en la prospectiva de SENER (ver Capítulo 2) contemplan la introducción de la misma capacidad de generación mediante fuentes renovables; los cuales comprenden 50 MW eólicos, 312.49 MW solar fotovoltaicos y 60.66 MW en base a la quema de residuos sólidos urbanos.

Los beneficios ambientales que generan ambos escenarios son claros al comparar el factor de emisiones de GEI actual de 0.812 tonCO₂eq/MWh contra el estimado al año 2031 de cada escenario: 0.622 tonCO₂eq/MWh para el escenario 2 BAU+EL y 0.456 tonCO₂eq/MWh para el escenario 3 PRODESEN (2017).

Esta diferencia es resultado de un parque de generación más limpio con la entrada de 423.15 MW de ER más la entrada del 30% de la energía por la interconexión con el SIN mediante un cable submarino al año 2023. Esta energía llegará a través del nodo de Hermosillo, la cual podrá ser generada por ER o mediante GN. El escenario 1 BAU (ver Capítulo 8), por otro lado, contempla el cumplimiento de la demanda sin mayor ingreso de energías limpias (ver Gráfico 36.1).

Gráfico 36.1 Comparativa prospectiva del factor de emisión de CO₂ por escenario



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER e IPCC.

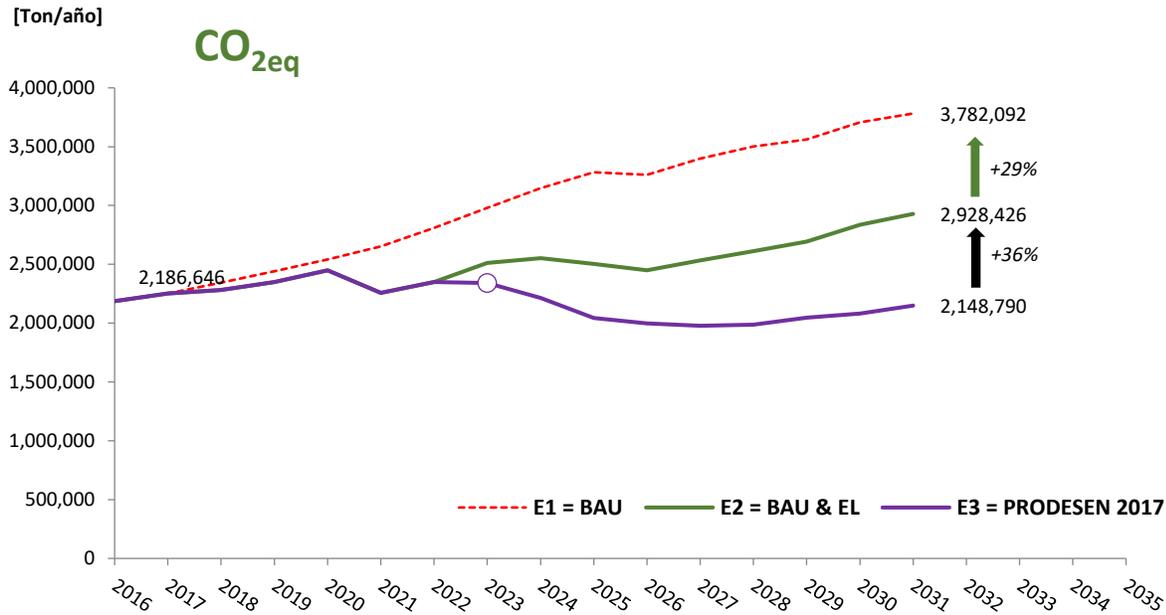
En la modelación del escenario de PRODESEN 2017-2031 las emisiones asociadas a la energía transmitida por el cable submarino se estimaron para el nodo de Hermosillo mediante la tecnología de ciclo combinado con GN. En el modelo se estimó un incremento paulatino en el uso de la capacidad total del cable. Las emisiones asociadas al cable en el año 2031 representan el 38.06% de las emisiones totales de generación de energía de BCS. Si dicho monto de energía que fluye a través del cable se generara en sitio mediante combustóleo las emisiones representarían el 54% del total.

La metodología para el cálculo de emisiones de los dos escenarios (escenario 2 BAU+EL y escenario 3 PRODESEN 2017-2031) propuestos para BCS parte de la proyección oficial del consumo de energía. Para ello, se desarrolló un modelo de generación que determina cuánta electricidad se generará por cada central, mediante qué tipo de combustible y en qué momentos a lo largo del periodo prospectivo. La cantidad de electricidad generada para BCS dependerá de la demanda de los distintos sectores productivos y doméstico, para lo cual se utilizó la proyección de consumo de electricidad de PRODESEN 2017-2031 (SENER, 2017).

Las emisiones del sector eléctrico están ligadas al consumo de energéticos de cada central y al factor de emisión de cada una de ellas, todo lo cual depende tanto de la tecnología como del tipo de combustible, por lo que las centrales se clasificaron con ambos criterios. Los factores de emisiones de CO₂eq se estimaron con base en los datos de generación bruta y emisiones reportadas por el para cada una de las plantas en México por la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte (CCA, 2005) desagregados por tipo de tecnología de generación y de combustible empleado (ver Tabla 16.76.1).

La cantidad de energía generada por las distintas plantas de generación multiplicadas por el factor de emisión respectivo arroja en el modelo la cantidad de emisiones de CO₂eq emitidas en el periodo prospectivo de cada escenario (ver Gráfico 16.4). Para construir la línea base se partió de la matriz de generación actual en BCS (ver Capítulo 2).

Gráfico 16.4 Comparativa prospectiva de emisiones de CO2 acumuladas por escenario



Fuente. Elaboración propia con datos de SENER

En el escenario 3 PRODESEN 2017-2031, con el afán de evitar una subestimación de emisiones, se utilizó el factor promedio de las plantas de ciclo combinado a nivel nacional para toda la energía que entraría al sistema a través del cable submarino entre 2016 y 2031. Con el modelo se estimó que el 40%⁸² de la energía de este escenario sería importada del SIN a través del cable (con una capacidad de 850 MW). El factor de emisiones va de 0.812 tonCO_{2eq}/MWh en el año 2017 a 0.456 tonCO_{2eq}/MWh en el año 2031.

El beneficio más claro de la introducción de las energías renovables, desde un punto de vista exclusivamente ambiental, es el de ayudar a reducir la emisión de CO₂ cuyo impacto es global, pero también contaminantes criterio que tienen un impacto local, lo cual permitiría específicamente mejorar la calidad del aire de La Paz y Los Cabos y las consecuencias en la salud de la población que ello tendría. Se estima una reducción de GEI de entre 29% y 43% de CO_{2eq} al 2031, al pasar de 3.78 millones de toneladas con la tendencia actual a 2.93 millones de toneladas en el escenario 2 BAU+EL, o bien, una reducción a 2.1 millones de toneladas en el escenario 3 PRODESEN 2017-2031. La participación de energías renovables, una mayor eficiencia energética y un uso de combustibles más limpios contribuirían a dicha mitigación.

De forma paralela, las energías renovables son importantes como señal en pro de un desarrollo sustentable que promueva, por ejemplo, un turismo más amigable con el medioambiente, que es un área de desarrollo clave para el estado. Además, ayuda a contribuir con alcanzar las metas comprometidas por México en cuanto a generación con energías limpias, que deberá ser del 35% a nivel nacional para el año 2024 y 37.7 al 2030 (Ley de Transición Energética, 2015). Actualmente, se estima que las emisiones por generación eléctrica para Baja California Sur son del orden de 2.5 toneladas de CO₂ por habitante

⁸² Esto equivale al 55% de la energía fósil.

(estimación propia CMM). Otro beneficio ambiental que aportan las energías renovables es el hecho de que, al no utilizar combustibles fósiles, no se genera ninguna sustancia nociva in situ.

16.2 Cobeneficios en la calidad del aire

La calidad del aire es un tema de relevancia pública por los impactos que provoca en la población y en el entorno. La contaminación atmosférica en México se ha convertido, en tiempos recientes, en uno de los principales factores que reduce la esperanza de vida de la población (IHME, 2015), por lo que debe ser atendida por los gobiernos y supervisada por la sociedad en su conjunto. En las ciudades de La Paz y Los Cabos, dada su población, se presentan los mayores riesgos al no contar con una calidad de aire adecuada, y solamente La Paz cuenta con una red de monitoreo que opera desde 2010 como parte del Sistema Nacional de Información de la Calidad del Aire (SINAICA) y a través de la cual se mide dióxido de azufre (SO₂), dióxido de nitrógeno (NO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxido nítrico (NO).

De acuerdo con el estudio *Impactos de la contaminación del aire en La Paz, BCS* (IMCO, 2014) cuyo objetivo fue establecer una correlación entre los niveles de contaminación atmosférica y la salud de los habitantes en La Paz, donde están las plantas de generación de Punta Prieta (termoeléctrica a combustóleo) y Baja California Sur 1 (Combustión Interna a combustóleo), el problema en esta ciudad era el dióxido de azufre como el contaminante que llega a superar los niveles recomendados por la OMS durante el 21% de los días del año (entre 2010 y 2013), aunque de acuerdo con la norma mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011 de Contaminación atmosférica-da niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto, estaban dentro del rango aceptable. El mismo estudio señala, sin embargo, que existe una deficiencia en los registros del sistema de monitoreo que ponen en duda los niveles reportados ya que muchos de los registros no fueron contabilizados correctamente, lo que deriva en un registro nulo o cero que no necesariamente significa ausencia del contaminante.

Por la misma razón, el estudio tampoco pudo establecer una correlación significativa con la salud de los habitantes a través de las enfermedades respiratorias porque, además, los registros de los sistemas estatales de salud se limitan a los hospitales de zona, y no a toda la red de salud. A pesar de la falta de información y certeza en los niveles de contaminación atmosférica y su repercusión en la salud pública, es posible que los escenarios propuestos en este estudio (Capítulo 8) traigan beneficios, aunque la salida de operación de las plantas de diésel y combustóleo reduciría de manera muy importante la presencia de PM₁₀ y PM_{2.5} en el aire, así como el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO₂, NO_x y NO). Se enfatiza, por ello, la necesidad de mejorar la información base de las emisiones contaminantes que en la actualidad es escasa, para conocer las concentraciones reales a las que la población está expuesta y sus repercusiones en la salud (Tabla 16.66.1).

Tabla 16.10 Límites máximos de concentraciones contaminantes

Contaminante	Fórmula	Límite máximo en México	Recomendación OMS
Dióxido de azufre	SO ₂	288 µg/m ³ (0.110 ppm) promedio en 24 horas 524 µg/m ³ (0.200 ppm) promedio en ocho horas	20 µg/m ³ de media en 24h 500 µg/m ³ de media en 10 min
Dióxido de nitrógeno	NO ₂	395 µg/m ³ (0.21 ppm) en una hora, una vez al año	200 µg/m ³ de media en 1h
Partículas suspendidas	PM ₁₀	120 µg/m ³ promedio de 24 horas 50 µg/m ³ promedio anual	50 µg/m ³ de media en 24h 20 µg/m ³ de media anual
	PM _{2.5}	65 µg/m ³ promedio de 24 horas 15 µg/m ³ promedio anual	25 µg/m ³ de media en 24h 10 µg/m ³ de media anual

Fuente: Impactos de la contaminación del aire en La Paz, BCS. IMCO, 2014.

Reducción de emisiones de contaminantes criterio

La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, además de ser uno de los principales emisores de GEI, como ya se dijo, es un importante emisor de otras sustancias contaminantes a la atmósfera, mejor conocidas como contaminantes criterio. Estas abarcan óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas suspendidas (PM₁₀ y PM_{2.5}). Dependiendo del combustible utilizado y de la tecnología con la que se genere la electricidad, las centrales emiten distintas cantidades de estos contaminantes, así como trazas de metales pesados. Por ello, es de suma relevancia cuantificar y controlar estas emisiones asociadas en cualquier escenario de modificación que se proponga.

En la Tabla 16.72 se muestra el factor de emisión de cada contaminante criterio (kg/MWh), clasificados tanto por el combustible empleado como por la tecnología de las principales plantas de generación eléctrica empleadas en nuestro país (CCA, 2005). Se muestra el monto de las emisiones expresadas en kilogramos por unidad energética eléctrica generada (kg/MWh). Con base en estos factores de emisión se estimaron las emisiones de SO_x, NO_x, PM₁₀ y PM_{2.5} en cada escenario propuesto. La cantidad de energía total generada se estimó a su vez de acuerdo con los factores de planta, la eficiencia de las distintas tecnologías y los tipos de combustibles utilizados.

Tabla 16.11 Factores de emisión de GEI y contaminantes criterio por tipo de combustible y tipo de tecnología de generación eléctrica.

Tipo de combustible	Tecnología	Factor de emisión (ton/GWh)					
		CO ₂	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}	CH ₄
Combustóleo	Combustión Interna	761.9495	14.7993	25.22162	3.77195	2.78203	0.17075
	Termo convencional	822.892	18.8215	1.51521	0.82173	0.59958	0.00918
Diesel	Turbogás	1469.83	0.01439	6.21785	0.54339	0.54339	0.03124
	Combustión Interna	1038.88	0.25436	20.1480	0.36077	0.30159	0.05099
GN	Ciclo Combinado	438.381	0.00220	1.53186	0.14578	0.14578	0.01739

*El CO_{2eq} comprende al metano (CH₄), por lo que debe evitarse la doble contabilidad.

Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

En caso de no existir cambio en las tecnologías presentes, deben instalarse controles para mitigar las emisiones de NOx y partículas a las salidas de chimeneas de las plantas de combustóleo y diésel. Existen recolectores mecánicos, precipitadores electrostáticos o filtros que permiten reducir las emisiones de partículas suspendidas. De igual forma, existen equipos de control para reducir las emisiones de SO₂ y convertidores catalíticos para reducir los óxidos de nitrógeno. En la Tabla 16.8 se muestran las emisiones globales de los tres escenarios propuestos a lo largo de todo el periodo prospectivo.

Tabla 16.12 Emisiones de contaminantes criterio y CO₂ al 2031 por escenario

Escenario	Emisiones [ton/año]				
	CO ₂	SO _x	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}
Escenario 1 BAU	3,782,092	51,129	101,718	13,403	9,956
Escenario 2 BAU+EL	2,928,426	39,589	78,759	10,378	7,709
Escenario 3 PRODESEN 2017-2031	2,148,790	17,996	38,651	4,660	3,775

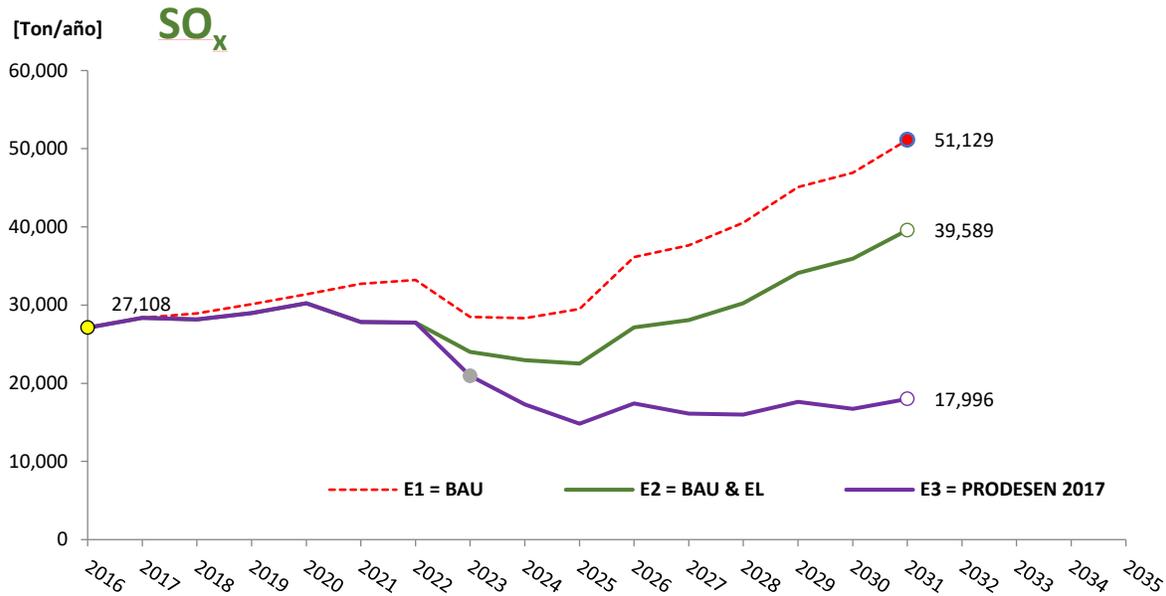
Fuente. Elaboración propia con datos de CFE y CCA

Emisiones de dióxido de azufre (SO_x).

El dióxido de azufre es un gas irritante y tóxico soluble en agua, por lo que llega a formar una disolución ácida al transformarse en ácido sulfúrico. Las termoeléctricas convencionales de turbina de vapor que operan con combustóleo o diésel, así como las plantas de turbogás a diésel, son las principales emisoras de este contaminante, consecuencia de la elevada concentración de azufre presente en ellos. En la Gráfico 16.5 se presenta la estimación de emisiones de SO_x para los tres escenarios BAU, BAU+EL y PRODESEN 2017-2031.

En los primeros años, las toneladas de emisión de SO_x superan las 30,000 toneladas dado que los tres escenarios generan electricidad mediante combustibles fósiles líquidos con alto contenido de azufre. En el escenario 3 PRODESEN 2017-2031 se podrían reducir dichas emisiones al 65% al suministrar parte de la demanda con energía importada del nodo de Hermosillo, que se asume sería generada con tecnología de ciclo combinado a gas natural que es más limpio y eficiente y que lamentablemente BCS ha elegido prescindir de éste energético. Además de una participación más alta de ER. Las 17,996 toneladas emitidas son producto de las plantas de combustión interna que en este escenario se mantienen operando (combustóleo y diésel).

Gráfico 16.5 Toneladas de SO_x en los 3 escenarios durante todo el periodo prospectivo



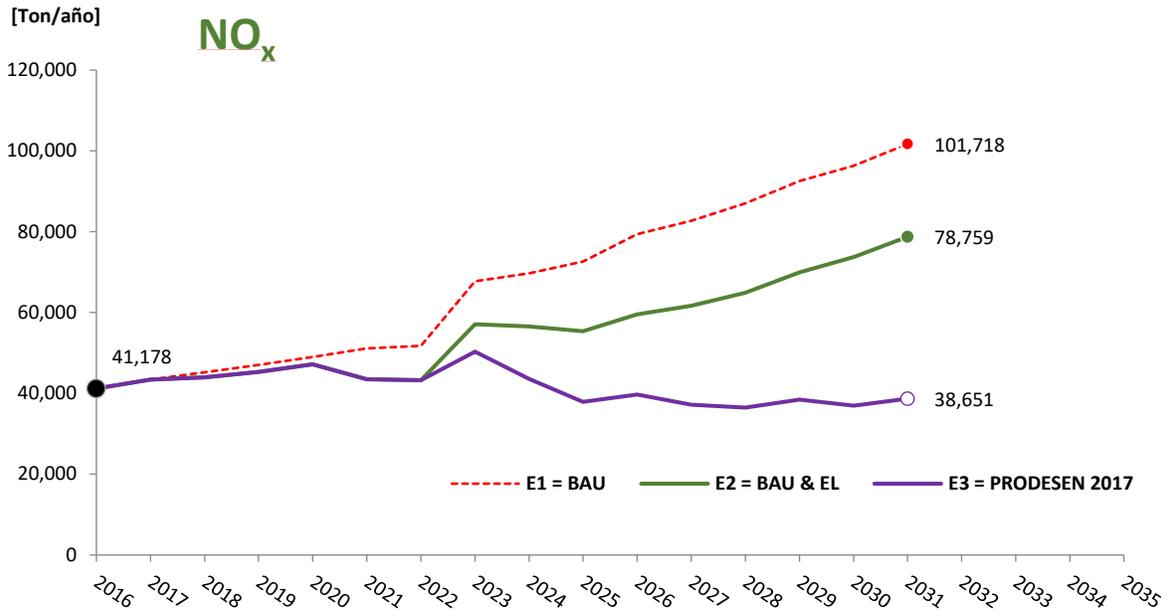
Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

Emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x).

Las emisiones de NO_x calculadas como consecuencia de la generación eléctrica en los escenarios se resumen en la Gráfico 16.6. El escenario que presenta mayores emisiones de NO_x es el escenario 1 BAU, dado que la matriz de generación está basada en combustóleo y diésel (lo que ocurre actualmente). En este escenario no se prevén cambios de combustibles o de tecnologías más eficientes, tan solo se plantea el crecimiento esperado en el consumo de energía eléctrica bajo las condiciones actuales. Eliminar en la península la operación de motores de combustión interna, termoeléctricas convencionales y turbogás representaría una mejora notable en la calidad de aire a nivel local. Actualmente se emiten cerca de 31,000 toneladas de NO_x.

La formación de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) depende de la temperatura de combustión del proceso, la concentración de oxígeno presente de acuerdo al porcentaje de exceso de aire, presión en la cámara y tiempo del proceso de combustión. Las emisiones de NO_x tienen efectos adversos en la salud de los habitantes y en el medio ambiente. La *lluvia ácida*, la formación de ozono y *smog* en la tropósfera están asociadas a los NO_x, además de que son precursores de la formación del componente secundario de las PM_{2.5}. La reducción en las emisiones de NO_x son del 23% en el escenario BAU+EL y del 62% en el PRODESEN 2017-2031.

Gráfico 16.6 Emisión de NOx en los 3 escenarios durante todo el periodo prospectivo

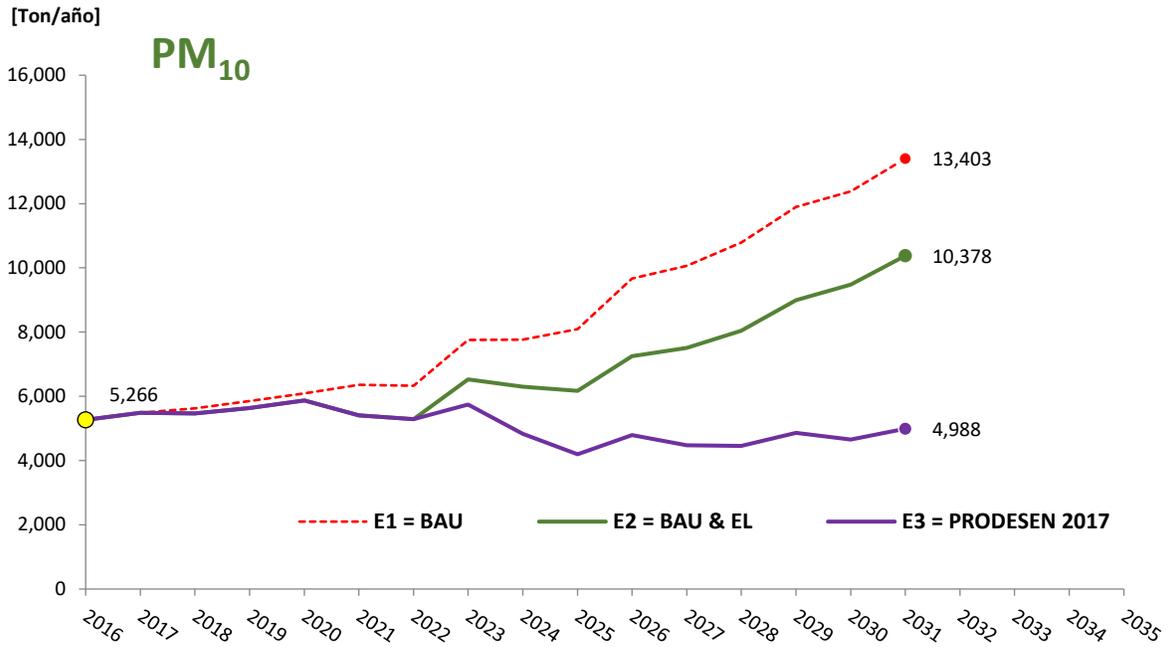


Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

Emisiones de partículas suspendidas (PM10 y PM2.5)

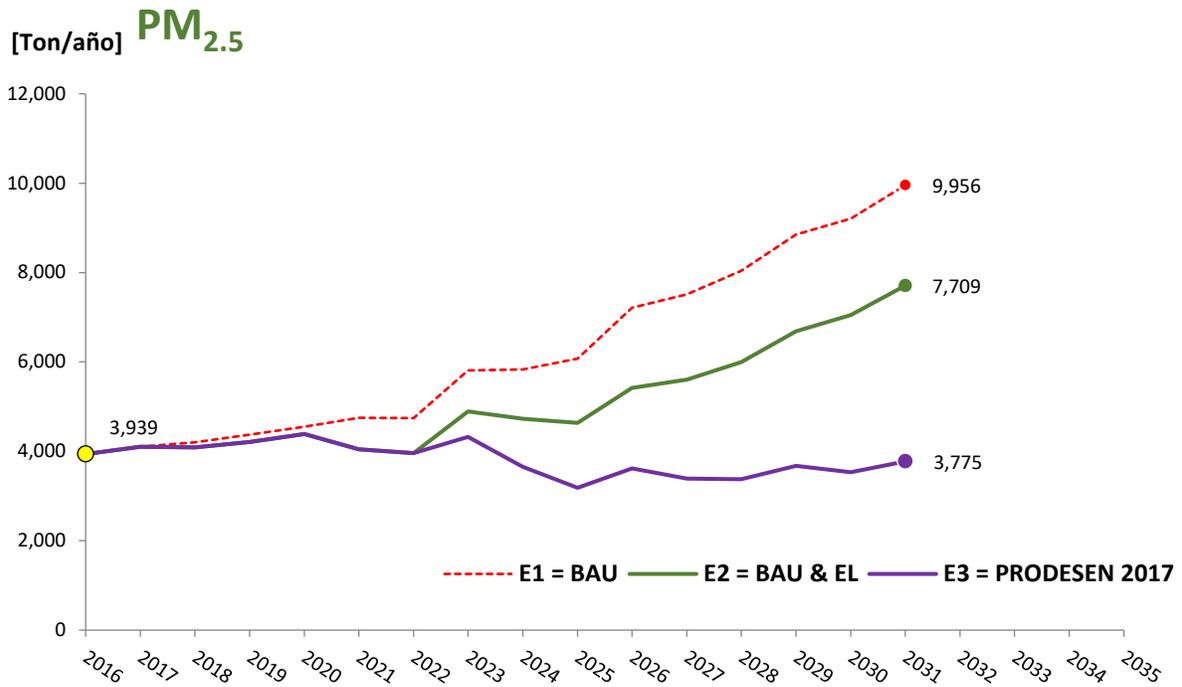
Los datos de emisiones de partículas suspendidas PM₁₀ y PM_{2.5} de las centrales eléctricas de los 3 escenarios muestran un incremento por el aumento en la generación de energía eléctrica (ver Gráfica 16.7 y Gráfica 16.8). El escenario BAU&EL reduce un 23% sus emisiones de PM₁₀ comparado con el BAU por la mayor participación de energías limpias. El escenario de PRODESEN 2017-2031 reduce las emisiones de PM₁₀ en un 63% contra el escenario del BAU para el año 2031; las cuales son emisiones 5% por debajo de las emisiones en el 2017. Esta tendencia en los escenarios se muestra de igual forma en la emisión de partículas PM_{2.5}. Las plantas termoeléctricas convencionales representan el 50% de las emisiones de PM₁₀ y PM_{2.5}, dichas plantas se retiran con la interconexión al SIN, por lo que es notable la reducción de emisiones de partículas con los beneficios asociados a la salud y calidad del aire de BCS.

Gráfica 16.7 Emisión de PM10 en los 3 escenarios durante todo el periodo prospectivo



Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

Gráfica 16.8 Emisión de PM2.5 en los 3 escenarios durante todo el periodo prospectivo



Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

Cálculo del factor de emisión eléctrico promedio por contaminante

Se calculó las emisiones promedio para cada contaminante criterio para el sistema eléctrico de Baja California Sur en todos los escenarios propuestos (BAU, BAU+EL y PRODESEN 2017-2031) con base en el consumo de combustibles y la generación de electricidad neta entregada a la red. Las emisiones por unidad de energía para los distintos contaminantes se calcularon a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de emisión} \left[\frac{\text{ton}}{\text{GWh}} \right] = \frac{\sum \text{Generación eléctrica}_{\text{tecnología}} [\text{GWh}] * FE_{\text{tec-comb.}} \left[\frac{\text{ton}}{\text{GWh}} \right]}{\text{Generación eléctrica total} [\text{GWh} - \text{año}]}$$

El resultado de la sumatoria del producto de generación eléctrica de cada tecnología existente (por combustible empleado) por el factor de emisión de dicha tecnología y combustible (Tabla 16.7), es el factor de emisión por escenario. Los resultados se muestran en la Tabla 16.9.

Tabla 16.13 Factores de emisión eléctricos y costo marginal promedio por contaminante y escenario al 2031

Tipo	Unidad	Factores de emisión al 2031		
		Escenario 1 BAU	Escenario 2 BAU+EL	Escenario 3 PRODESEN 2017-2031*
CO _{2eq}	tCO ₂ /MWh	0.8032	0.6219	0.4563
SO _x	tSO ₂ /MWh	0.0108	0.0084	0.0038
NO _x	tNO _x /MWh	0.0216	0.01673	0.0082
PM ₁₀	tPM ₁₀ /MWh	0.0028	0.0022	0.0010
PM _{2.5}	tPM _{2.5} /MWh	0.0021	0.0016	0.0008

Fuente: Elaboración propia con información de CCA, 2005

Como se aprecia en la Tabla 16.9, todos los agentes contaminantes y gases de efecto invernadero⁸³ (CO₂ y CH₄ incluido en el CO_{2eq}) tienen una reducción significativa con la entrada de una mayor participación de energías limpias y en mayor medida con la interconexión al SIN. Sin embargo, la operación de equipos de combustión interna, con quema de combustóleo y diésel mantienen la emisión de partículas PM₁₀ y PM_{2.5}, NO_x y SO₂ principales contaminantes locales, pero en un nivel 23% o 65% menor de acuerdo al escenario.

16.4 Cobeneficios económicos

En la península, actualmente al generar electricidad con diésel y combustóleo se tienen costos de generación elevados, por lo que la ampliación del parque de generación mediante una creciente

⁸³ Para el escenario PRODESEN 2017-2031 se han estimado las emisiones asociadas a la generación de la energía importada por el cable de acuerdo al factor de emisiones de un Ciclo Combinado (CC) a GN, tecnología y combustible de generación en el nodo de Hermosillo. En el año 2031 el 38.06% de las emisiones de BCS provendrán de la energía que entre por el cable submarino.

participación de energías renovables y la posible reducción del precio de generación mediante la introducción del cable, permitiría contar con energía más barata que elevaría la competitividad de las empresas del estado. Se cuenta con un potencial importante, todavía no desarrollado, para cubrir la demanda de energía a través del desarrollo de fuentes renovables, pudiendo con esto reducir costos y agregar valor a la economía por sus numerosos beneficios asociados. El logro de una matriz energética más diversificada con fuentes renovables fortalece al estado.

Por otro lado, debido al clima cálido extremo de la península, existe un alto consumo de energía para el acondicionamiento de espacios en busca del confort térmico en las edificaciones. Por ello, actualmente la CFE brinda un importante subsidio a la tarifa doméstica (tarifas 1C, 1D y 1E) durante la época de mayor calor que dura en promedio 5 meses al año. El reducir el costo de producción de energía mediante combustibles más económicos o energías renovables puede reducir esta carga financiera al gobierno. Pese a la reducción en los costos de generación, no es recomendable reducir la tarifa doméstica ya que ésta tiene un fuerte subsidio que incentiva un mayor consumo eléctrico. La reducción de los subsidios en energía eléctrica contribuye a promover la eficiencia energética al limitar el derroche, así como a promover la penetración de energías renovables mediante generación distribuida.

4.1.1 Cobeneficios en suministro de energía energética

En el año 2015, el 98.4% de las viviendas contaba con energía eléctrica en el estado. Aunque alto, se traduce en que cerca de 4,000 viviendas no cuentan aún con el servicio. La relación entre energía y pobreza es un tema relevante de política pública que no está suficientemente desarrollado y debe ser estudiado más a fondo. Sin embargo, la promoción de energía renovable a través de la generación distribuida permitiría satisfacer las necesidades básicas de electricidad de aquellas viviendas que actualmente se encuentran alejadas de la red eléctrica y cuya conexión a través de una infraestructura convencional resulta muy costosa.

4.1.1.1 Interconexión de Mulegé con cable eléctrico

La posibilidad de interconectar a todo el estado mediante el fortalecimiento de la red eléctrica uniendo los sistemas de Mulegé con el de La Paz ayudaría a reducir el exceso de capacidad instalada que actualmente provoca un margen de reserva muy elevado. Por otro lado, la interconexión de todo el estado con el SIN permitiría el flujo de energía en ambas direcciones. Ante el riesgo de huracanes y ciclones a los que está expuesta la península, con el cable sería posible generar energía en Sonora y llevarla a Baja California Sur en caso de contingencias.

4.1.2 Monitoreo y evaluación de los cobeneficios

Los temas estratégicos de este documento tienen que ver principalmente con el acceso a servicios de energía limpia, por ello, los beneficios deben contar con un sistema de seguimiento y monitoreo de las mejoras en mitigación de emisiones y en mejoras de competitividad de la región. Es importante realizar un proceso de monitoreo y evaluación, con el desarrollo y seguimiento de indicadores, para poder proponer los ajustes necesarios en procura de alcanzar los propósitos deseados. Se propone dar seguimiento de manera sistémica a las mejoras en la cobertura eléctrica en el estado con el fortalecimiento de la red de transmisión y el aporte de generación distribuida. De igual forma, es importante dar seguimiento al consumo eléctrico en todo el estado por habitante (kWh/hab), y la relación de toneladas de CO₂ y de contaminantes criterio por habitante emitidas por el sector eléctrico. Se

recomienda dar seguimiento al precio-costo de energía eléctrica y su relación con un aumento o reducción en el consumo.

Referencias

CCA. (2005). *Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del norte*. Obtenido de Comisión de Cooperación Ambiental: <http://www.cec.org/sites/default/napp/es/index.php>

IHME. (2015). *Institute for Health Metrics and Evaluation*. Obtenido de www.healthdata.org/results/data-visualizations

IMCO. (2014). *Impactos de la contaminación del aire en la Paz, BCS*. MÉXICO.

SENER. (2016). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030 (PRODESEN)*. México.

SENER. (2017). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (PRODESEN)*. México.

Referencias

- Alba E. Gomez, A. G. (2012). *Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático para Baja California Sur*. Baja California Sur: Antonia Ivanova y Alba E. Gémz .
- Alsa. (2016). *Alsa. Informe anual 2015*. Obtenido de <http://www.alsea.net/relacion-con-inversionistas/centro-de-reportes>.
- Anaya, D. C. (2015). *Generación distribuida, solución al subsidio eléctrico*. México.
- Aquini Robles, J. A. (2013). *Comparando requisitos para generar energía eléctrica vía renovables entre empresas y particulares en México*. México.
- BCS Noticias. (6 de Junio de 2016). En Los Cabos, esperan inversión de 2,000 mdd en nuevos hoteles para el 2018. *BCS Noticias*.
- BIMSA. (2014). *Valuador costos de la construcción*. México: Bimsa Reports.
- Buen, O. d. (2016). *La importancia del consumo de energía en inmuebles no residenciales en México y su evidente subestimación en las estadísticas nacionales*. México.
- CFE. (2015). *Informe Anual*. México.
- CFE. (2016). Comisión Federal de Electricidad. Base de datos mpios. 2007-2015. Catálogo del gobierno mexicano. México.
- CFE. (2016). *Comisión Federal de Electricidad. Base de datos mpios_2015. Catálogo del gobierno mexicano*.
- CMM. (2010). *Estrategias Regionales y Sectoriales para lograr un Desarrollo Sustentable y de Baja Intensidad de Carbono en México. Región Golfo de California*. .
- CMM. (2011). *Centro Mario Molina. Estudio sectorial edificaciones sustentables*.
- CMM. (2015). *Centro Mario Molina. Edificación sustentable: Políticas de eficiencia energética del sector turístico mexicano. Eficiencia energética en edificios de hospedaje ubicados en la zona metropolitana Veracruz-Boca del Río, Veracruz*.
- CMM. (2016). *Análisis de costos, beneficios y factibilidad de una estrategia de bajo carbono para el sector eléctrico hacia el mediano plazo*. México.
- ENCC. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40*. México: Gobinero de la República.
- FAO. (2015). *Food and Agriculture Organization of the United Nations. International Workshop: Prospects for solar-powered irrigation systems (SPIS) in developing countries. Final Report*. Obtenido de http://www.fao.org/nr/water/docs/FAO_GIZ_SOLAR_FINALREPORT.pdf.
- FEMSA Comercio. (2016). *FEMSA Comercio. Informe de Responsabilidad Social 2015*. Obtenido de www.oxo.com/responsabilidad-social.
- Gobierno de Baja California Sur. (2015). *Plan Estatal de Desarrollo 2015-2021*. Baja California sur.

- Gobierno de Baja California Sur. (2016). *Baja California Sur*. Recuperado el 02 de 03 de 2017, de <http://www.gbcssrv.com/gobierno/organigrama>
- Gobierno de la República. (2017). *Estrategia Nacional de Calidad del Aire*. México.
- Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos. (2015). *Anexos del 3° Informe de gobierno*. México. Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/cuartoinforme/>
- Hernández, C. (noviembre de 2015). *Subsidios en la Industria Eléctrica*. México: Secretaría de Energía.
- Hirata, E. (2014). *Potencial de Ahorro de energía y mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero*. México: AEAEE.
- INECC. (2015). *Informe Nacional de Calidad del Aire*. México.
- INECC. (12 de 2015). *Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Registro Nacional de Emisiones (RENE): <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/registro-nacional-de-emisiones-rene-17015>
- INEGI. (2015). *Encuesta Intercensal 2015*. Obtenido de <http://www.beta.inegi.org.mx/proyectos/enchogares/especiales/intercensal/>
- INEGI. (2016). *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas*. Obtenido de <http://www.beta.inegi.org.mx/app/mapa/denue/>.
- INEGI. (2016). *Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas*. Obtenido de <http://www.beta.inegi.org.mx/app/mapa/denue/>
- INEGI. (2016). *Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Anuario estadístico y geográfico de Baja California Sur 2016. Turismo*.
- Melo, A. M. (2005). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- Melo, A. M. (2011). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Baja California Sur 2005*. La Paz, BCS.
- Netafim. (2006). *Netafim. Granos en México*. Obtenido de <http://www.netafim-latinamerica.com/success-stories>.
- OCDE. (2013). *Evaluaciones de la OCDE sobre el desempeño ambiental: México 2013*. México: OECD Publishing.
- PRONASGEEn. (2016). *SENER. Manual para la Implantación de un Sistema de Gestión de la Energía*. (Segunda ed.). Ciudad de México: CONUEE.
- SAGARPA. (2016). *Subsecretaría de Agricultura, Dirección General Fibras Naturales y Biocombustibles. Eficiencia Energética en el Sector Agropecuario*.
- Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. Ciudad de México.

- SECTUR. (2015). *DATATUR. Reporte de Ocupación Hotelera al 2015. Información Turística por Entidad Federativa, Baja California Sur (1992-2015)*.
- SEGOB. (2016). *Catálogos de Programas Federales para Municipios 2016*. México.
- SEMARNAT. (2013). *Estrategia Nacional de Cambio Climático*. Recuperado el 23 de 02 de 2016, de Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5301093&fecha=03/06/2013
- SEMARNAT. (2015). *Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*. México.
- SEMARNAT. (2015). *Guía de usuario Registro Nacional de Emisiones (RENE)*. México.
- SEMARNAT. (s.f.). *Guía de Fomento de Energías Renovables*. México.
- SENER. (2016). *Fondo para la Transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía (FOTENASE)*. México.
- SENER. (2016). *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor que 0.5 MW*. México.
- SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renivables 2016-2030*. México.
- USAID/MÉXICO. (2001). *Manual sobre Permisos Ambientales para Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica en México*. México.
- Walmart sustentabilidad. (2016). *Walmart de México y Centroamérica. Reporte Anual. Sección Sustentabilidad Ambiental*. Obtenido de <http://informe-anual-2015.walmex.mx/descargas.php?locale=esp>.

Referencias

CENACE 2015, *Programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista - PRODESEN 2015-2029*, viewed 23 November 2015, <www.sener.gob.mx>.

Centro Estatal de Información 2005, *Compendio Estadístico 1998-2004. Municipios de Baja California Sur*.

INEGI 2015a, *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2014*, viewed 18 May 2017, <<http://www.beta.inegi.org.mx/proyectos/enchogares/regulares/enigh/tradicional/2014/default.html>>.

— 2015b, *Principales resultados de la Encuesta Intercensal 2015: Baja California Sur*, viewed 7 July 2017, <www.inegi.org.mx>.

— 2016, *Tabulados de la Encuesta Intercensal 2015*, viewed 6 July 2017, <www.inegi.org.mx>.

— 2017, *Banco de información económica - Energía: Subsector eléctrico*, viewed 6 July 2017, <<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>>.

SDEMARN 2016, *Datos básicos de Baja California Sur*, SDEMARN, Gobierno del Estado de Baja California Sur, viewed 18 October 2016, <<http://sdemarn.bcs.gob.mx/compendios-basicos/>>.

SENER 2017, *Primer análisis sobre los beneficios de la generación limpia distribuida y la eficiencia energética en México*, viewed 30 March 2017, <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/201875/Beneficios_de_la_GLD_y_EE_en_Mexico.pdf>.