

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERÍA
MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



**“PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ORIENTADA A LA DEMANDA.
CASO DE ESTUDIO: BAJA CALIFORNIA, MÉXICO”**

**TESIS
QUE
PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERÍA
PRESENTA:
HÉCTOR ENRIQUE CAMPBELL RAMÍREZ
DIRECTOR
DR. CARLOS PÉREZ TELLO**

MEXICALI BAJA CALIFORNIA

MARZO DE 2009

Dedicado a:
Mi Esposa María Dolores
y
Mis Hijos Héctor, Víctor y Oscar.

Mi reconocimiento a:
Dr. Carlos Pérez Tello
Dra. Gisela Montero Alpírez
Dr. Benjamín Valdez Salas

Contenido

Índice general.

	Pág.
Índice de tablas _____	10
Índice de figuras _____	19
Introducción _____	23
Resumen _____	26
Capítulo 1: Identificación y definición de la problemática _____	54
Introducción _____	55
Antecedentes _____	57
Actualización Metodológica en planificación energética__	58
Diagnóstico situacional _____	65
Diagnóstico contextual _____	67
Diagnóstico coyuntural _____	68
Prospectiva _____	70
Capítulo 2: Diagnóstico _____	72
Diagnóstico Situacional _____	73
Descripción del Sistema Eléctrico _____	73
Evolución del sistema eléctrico de 1996 a 2005, tendencias de crecimiento, distribución sectorial y por localidades _____	82
Usuarios _____	82
Ventas de electricidad (MWh) _____	85

	Pag.
Capacidad instalada, demanda y generación de electricidad _____	90
Balances de energía en el sector eléctrico _____	97
Consumo de combustibles en el sector eléctrico _____	99
Emisiones de gases a la atmósfera por la generación de electricidad _____	102
Costo de los combustibles para generación eléctrica, costo de la producción de electricidad y precios de la electricidad _____	105
Resumen del diagnóstico situacional _____	111
Diagnóstico contextual _____	118
Factores que influyen en el sector _____	118
Resumen de diagnóstico contextual _____	128
Diagnóstico coyuntural _____	129
Oportunidades _____	129
Amenazas _____	131
Fortalezas _____	133
Debilidades _____	136
Resumen del diagnóstico coyuntural _____	138

	Pag.
Capítulo 3: Prospectiva 2005-2025 con una planificación eléctrica orientada a la oferta_____	140
Tendencias energéticas del sistema eléctrico_____	141
Población y número de usuarios 2005-2025_____	145
Ventas de electricidad (MWh) 2005-2025_____	150
Demanda y capacidad por instalar 2005-2025_____	154
Generación 2005-2025_____	158
Balances de energía 2005-2025_____	159
Proyección de combustibles e infraestructura del sector energético_____	160
Consumo de combustibles 2005-2025_____	160
Proyección de emisión de contaminantes_____	163
Emisiones de gases a la atmósfera por la generación de electricidad 2005-2025_____	163
Resumen de la prospectiva 2005-2025 con una planificación eléctrica orientada a la demanda_____	165
Capítulo 4: Prospectiva 2005-2025 con una planificación eléctrica orientada a la demanda_____	172
Alcances de la planificación_____	173
Misión_____	173
Visión_____	174
Objetivos_____	175

	Pag.
Propuesta de metas para la planificación eléctrica _____	176
Marco de referencia general con planificación orientada a la oferta _____	176
Sector Industrial: Marco de referencia con planificación orientada a la oferta _____	184
Sector Público. Marco de referencia con planificación orientada a la oferta. _____	186
Metas para una planificación orientada a la demanda. _____	188
Contraste entre prospectivas 2005-2025 con planificaciones orientadas a la oferta y a la demanda _____	189
Resultados esperados al lograr las metas 1, 2 y 3__	189
Resultados esperados al lograr las metas 1, 2, 3 y 4	191
Resultados esperados al lograr las metas 1,2 ,3 y 5	193
Resultados esperados al lograr la meta 6. _____	196
Propuesta de estrategias y mecanismos para lograr las metas de la planificación eléctrica _____	198
Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones _____	206
Unidades y factores de conversión _____	219
Glosario, abreviaturas, siglas _____	221
Bibliografía _____	228

Índice de tablas.

	Pág.
Tabla 1:	
Metas, gestión de financiamiento y disminución de emisiones_____	49
Tabla 2:	
Planes, gestión de financiamiento y disminución de emisiones_____	49
Tabla 2.1:	
Baja California: Capacidad instalada (2004)_____	77
Tabla 2.2:	
Clasificación de tarifas en el SEN _____	81
Tabla 2.3:	
Clasificación de tarifas en el SEN _____	81
Tabla 2.4:	
Baja California: Número de usuarios por municipio, 1996-2004_____	83
Tabla 2.5:	
Tasas de crecimiento de usuarios por municipio, 1996-2004. _____	83
Tabla 2.6:	
Baja California: Número de usuarios por sector, 1996-2004_____	84
Tabla 2.7:	
Tasas de crecimiento de de usuarios por sector, 1996-2004_____	84
Tabla 2.8:	
Mexicali: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004_____	85

	Pag.
Tabla 2.9:	
Tijuana, Rosarito y Tecate: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004_____	85
Tabla 2.10:	
Ensenada: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004_____	85
Tabla 2.11:	
Baja California: Ventas electricidad por municipio (MWh) 1996-2004_	86
Tabla 2.12:	
Baja California: Tasas de crecimiento de ventas de electricidad por municipio,1996-2004 _____	87
Tabla 2.13:	
Baja California: Ventas de electricidad por sector1996-2004 (MWh)._	87
Tabla 2.14:	
Baja California: Participación sectorial en el consumo, 1996-2004 ____	88
Tabla 2.15:	
Baja California: Tasas de crecimiento de ventas de electricidad por sector,1996-2004 _____	88
Tabla 2.16:	
Baja California: Ventas de electricidad por región en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004 (MWh)._____	89

	Pag.
Tabla 2.17:	
Participación de las ventas de electricidad regionales en los sectores de servicios e industrial sobre la venta estatal, 1996-2004_____	89
Tabla 2.18:	
Baja California: Evolución de capacidad instalada 1996-2004 (MW) ____	90
Tabla 2.19:	
Baja California: Evolución de capacidad instalada por tipo de tecnología y combustible, 1996-2004 (MW)._____	91
Tabla 2.20:	
Baja California: Participación de la tecnología y los combustibles en la capacidad instalada, 1996-2004 _____	91
Tabla 2.21:	
Baja California: Evolución de la demanda, 1996-2004 (MW)._____	92
Tabla 2.22:	
Baja California: Evolución del margen de reserva1996-2004 (MW) ____	92
Tabla 2.23:	
Baja California: Evolución de la generación neta 1996-2004 (MWh).____	94
Tabla 2.24:	
Baja California: Participación de las localidades en la generación neta 1996-2004_____	94

	Pag
Tabla 2.25:	
Baja California: Generación neta por tipo de tecnología y energético, 1996-2004 (MWh)_____	95
Tabla 2.26:	
Baja California: Participación por tipo de tecnología y energético en la generación neta, 1996-2004. _____	95
Tabla 2.27:	
Baja California: Balance general de electricidad Zona Valle, 1996-2004 (MWh). _____	96
Tabla 2.28:	
Baja California: Balance general de electricidad Zona Costa, 1996-2004 (MWh). _____	97
Tabla 2.29:	
Balances de energía eléctrica División Baja California de CFE 1990-2004 (MWh). _____	98
Tabla 2.30:	
Generación bruta por tipo de combustible División Baja California 1996-2004 (Gcal)_____	100
Tabla 2.31:	
Energía suministrada por tipo de combustible División Baja California 1996-2004 (Gcal). _____	101

	Pag.
Tabla 2.32:	
Consumo de combustibles División Baja California 1996-2004 _____	101
Tabla 2.33:	
Factores de emisión de gases a la atmósfera _____	103
Tabla 2.34:	
Baja California: Emisiones de SO ₂ a la atmósfera, 1996-2004 (ton).__	103
Tabla 2.35:	
Baja California: Emisiones de NO _x a la atmósfera 1996-2004 (ton).__	104
Tabla 2.36:	
Baja California: Emisiones de CO ₂ a la atmósfera 1990-2004 (ton)____	105
Tabla 2.37:	
Costo de los combustibles utilizados en generación de electricidad __	106
Tabla 2.38:	
Costos de generación con diferentes energéticos y tecnologías _____	107
Tabla 2.39:	
Participación de los energéticos y las tecnologías en la generación__	108
Tabla 2.40:	
Participación de los energéticos y las tecnologías en el costo medio de generación y producción (USD/MWh). _____	109
Tabla 3.1:	
Tasas de crecimiento de la población, 2005-2020 _____	146

	Pag.
Tabla 3.2:	
Proyección de población en la División Baja California 2005-2025____	146
Tabla 3.3:	
Baja California: Número de usuarios por municipio, 2000-2025_____	147
Tabla 3.4:	
Tasas de crecimiento de usuarios por municipio _____	147
Tabla 3.5:	
Número de habitantes por usuario del sector doméstico 2000-2025__	148
Tabla 3.6:	
Baja California: Número de usuarios por sector, 2000-2025_____	148
Tabla 3.7:	
Tasas de crecimiento de de usuarios por sector, 2000-2025_____	149
Tabla 3.8:	
Mexicali: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025 _____	149
Tabla 3.9	
Tijuana, Rosarito y Tecate: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025_____	149
Tabla 3.10	
Ensenada: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025_____	150

	Pag.
Tabla 3.11	
Tasas de crecimiento de las ventas de electricidad por municipio, 2005-2025_____	150
Tabla 3.12:	
Baja California: Ventas electricidad por municipio (MWh),2005-2025_	151
Tabla 3.13:	
Proyección de consumo anual por habitante por municipio de Baja California (2005-2025) (kWh/hab-año)_____	151
Tabla 3.14:	
Proyección de ventas de electricidad (MWh) en el sector doméstico por municipio de Baja California (2005-2025)_____	152
Tabla 3.15:	
Proyección de consumo promedio por usuario por municipio de Baja California (2005-2025) (kWh/usuario-mes)_____	153
Tabla 3.16:	
Proyección de ventas sectoriales en Baja California (MWh, 2005- 2025)_____	154
Tabla 3.17:	
Demanda máxima en la División Baja California en el Estado y por municipio (MW, 2005-2025)._____	155

	Pag.
Tabla 3.18:	
Capacidad por instalar en la División Baja California (MW, 2005-2025)_____	157
Tabla 3.19:	
Capacidad a instalar por tecnología y combustible en Baja California (MW, 2005-2025) _____	157
Tabla 3.20:	
Proyección de la generación neta en la División Baja California (MWh, 2005-2025)_____	158
Tabla 3.21:	
Proyección de la generación neta en la División Baja California por tipo de tecnología y combustible (MWh, 2005-2025) _____	159
Tabla 3.22:	
Balances de energía en la División Baja California 2005-2025 (MWh)	159
Tabla 3.23:	
Balances de energía en la zona Valle período 2005-2025 (MWh)____	160
Tabla 3.24:	
Balances de energía en la zona Costa período 2005-2025 (MWh)____	160
Tabla 3.25:	
Proyección de la generación bruta por zona y por combustibles período 2005-2025 (Gcal) _____	161

	Pag.
Tabla 3.26:	
Proyección de la energía suministrada por tipo de combustibles 2005-2025 (Gcal) _____	161
Tabla 3.27:	
Proyección del consumo de combustibles 2005-2025 (Unidades indicadas) _____	162
Tabla 3.28:	
Proyección 2005-2025 de emisiones de SO ₂ (ton). _____	164
Tabla 3.29:	
Proyección 2005-2025 de emisiones de NO _x (ton). _____	164
Tabla 3.30:	
Proyección 2005-2025 de emisiones de CO _x (ton). _____	164
Tabla 4.1:	
Costos unitarios de generación (2005) _____	183
Tabla 4.2:	
Marco de referencia del sector Industrial con planificación orientada a la oferta. _____	184
Tabla 4.3:	
Proyección de la participación de los energéticos en el sector Industrial. _____	185

Índice de figuras.

	Pág.
Figura 1:	
Planeación energética integral_____	29
Figura 2:	
Propuesta de metodología sistémica_____	30
Figura 1.1:	
Modelo de Planeación Estratégica _____	66
Figura 2.1:	
Regiones de generación _____	74
Figura 2.2:	
Áreas de control en transmisión, transformación y control_____	75
Figura 2.3:	
3 Divisiones de distribución_____	75
Figura 2.4:	
Topología de la red principal de transmisión subárea Costa _____	76
Figura 2.5:	
Topología de la red principal de transmisión subárea Valle_____	77
Figura 2.6:	
Baja California: Demanda máxima, agosto 16 de 2001_____	80
Figura 2.7:	
Precio de la electricidad en diferentes tarifas _____	110

	Pag.
Figura 4.1 :	
Planificación orientada a la oferta: Parámetros técnicos 2005-2025 ____	177
Figura 4-2:	
Planificación orientada a la oferta: Parámetros económicos 2005- 2025. _____	177
Figura 4.3:	
Planificación orientada a la oferta subsectores del sector público. Usos _____	187
Figura 4.4:	
Planificación orientada a la oferta subsectores del sector público. Tarifas _____	187
Figura 4.5:	
Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda. Parámetros técnicos _____	189
Figura 4.6:	
Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros técnicos _____	190
Figura 4.7:	
Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda. Parámetros económicos. _____	190

	Pag.
Figura 4.8:	
Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros económicos _____	191
Figura 4.9:	
Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda. Parámetros técnicos _____	192
Figura 4.10:	
Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros técnicos _____	192
Figura 4.11:	
Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda. Parámetros económicos. _____	193
Figura 4.12:	
Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros económicos _____	193
Figura 4.13:	
Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda. Parámetros técnicos _____	194
Figura 4.14:	
Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros técnicos _____	194

	Pag
Figura 4.15:	
Metas 1, 2, 3 y5. Planificación orientada a la demanda. Parámetros económicos_____	195
Figura 4.16:	
Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros económicos _____	195
Figura 4.17:	
Meta 6. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros técnicos_____	197
Figura 4.18:	
Meta 6. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros económicos._____	197

Introducción

La parte medular de este estudio es definir una planeación energética que integre oferta y demanda para encontrar alternativas a la situación actual donde el sector energético monopoliza en todas sus etapas el flujo de energía de cualquier fuente y tipo, desde las fuentes primarias, su conversión y/o generación, transmisión y transformación, distribución, comercialización y transferencias con el exterior basado en planeaciones del lado de la oferta.

Los objetivos principales del estudio fueron:

Adaptar metodologías de planificación estratégica y planeación energética para lograr un enfoque sistémico que defina y proponga la participación de la infraestructura energética, de las políticas públicas, de los servicios de planificación y evaluación así como los servicios e infraestructura ambiental.

Realizar una planificación eléctrica en el Estado de Baja California, planificación que estará orientada a la demanda para mitigar los impactos del consumo de electricidad sobre los sectores industrial, residencial, público, comercial y agrícola e impulsar el desarrollo sustentable.

Como hipótesis se pretende demostrar que la planeación eléctrica orientada a la oferta, aún cuando se esté actualizando anualmente, no logrará satisfacer los requerimientos de demanda, consumo y calidad de los sectores lo cual se manifestará en una elevación de precios de la electricidad y una pérdida de autosuficiencia energética.

Se pretende demostrar que existe la factibilidad técnica, económica y normativa de instrumentar planeaciones eléctricas orientadas a la demanda y que las acciones de ahorro y uso eficiente de la energía, tanto del lado de la

oferta como del lado de la demanda apoyadas en la innovación tecnológica pueden ser financiadas por la diferencia en inversiones y costos de producción, por la disminución de emisiones al medio ambiente, por la apertura del comercio de electricidad y por la diversificación de fuentes y tecnologías energéticas.

Actualmente no sólo el sistema eléctrico de Baja California sino todo el sistema nacional están atrapados en un círculo vicioso que les impide generar la electricidad en cantidad, calidad y precios competitivos.

Los elevados costos de producción están asociados a un esquema normativo y administrativo cuya principal solución es elevar los precios produciendo no sólo la inconformidad social sino también la reducción del consumo y de los ingresos del mismo sector, incrementándose su déficit y la pérdida de su patrimonio con efectos regresivos en el desarrollo social y la pérdida de competitividad sectorial.

Con base a lo anterior los invitamos a revisar este documento teniendo en mente que la Planeación Energética Sistémica es un medio no un fin y que debe evaluarse por sus resultados y no por sus técnicas, que este documento donde se proponen metas, políticas y estrategias además de ser dinámico requiere evolucionar hacia los proyectos ejecutivos para que podamos cosechar sus resultados.

RESUMEN

Al igual que en muchos países en desarrollo, particularmente en Latinoamérica, las perspectivas energéticas realizadas en México por la Secretaría de Energía (SENER 1, 2004), pronostican la demanda de energía para programar los recursos del lado de la oferta y satisfacer esa demanda. Este enfoque, sustentado en modelos econométricos, es funcional cuando las cargas crecen en forma estable y predecible. Los grandes cambios ocurridos en los mercados de energía afectan significativamente los sistemas estatizados monopólicos, clásicos en muchos de estos países, incrementado los riesgos de depender únicamente de estrategias y alternativas del lado de la oferta.

Actualmente, no es posible con la metodología propuesta en este estudio aprovechar al nivel deseable la potencia de los modelos econométricos, por la gran incertidumbre de la información disponible en los países en desarrollo. Por ello, los escenarios de referencia se plantean en base a regresiones y análisis de tendencias, generando al igual que los métodos orientados a la planificación del lado de la oferta, escenarios esperados contra los cuales se contrastan escenarios deseados basados en planeaciones con enfoques sistémicos. Para el caso de la planificación eléctrica, contextualmente caracterizada por una gran cantidad de factores que influyen e interactúan con el sector energético, con una importante dinámica de desarrollo bajo condiciones de incertidumbre, es necesaria la aplicación de una metodología que analice los elementos más relevantes del sistema que permitan el planteamiento de escenarios futuros con un mayor acercamiento a la realidad objetivo.

En México, la Dirección General de Planeación Energética de la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la SENER (SENER 1 y SENER 2, 2004) presenta anualmente prospectivas energéticas para períodos de 10 años para el sector eléctrico, petrolíferos, el mercado de gas natural y para el mercado de gas licuado de petróleo. En la misma prospectiva se presenta la evolución en los 10 años anteriores.

Lo que pretende SENER es una planeación lo más apegada posible a las condiciones futuras, para lo cual las estimaciones se sustentan en supuestos económicos proyectados en escenarios alternos elaborados con base a modelos econométricos sectoriales y estimaciones regionales donde las tendencias de cada sector productivo se estiman de acuerdo a las observaciones históricas registradas.

El escenario deseado considera políticas, estrategias y acciones para regular el consumo y la demanda, ya sea limitando estos factores o bien induciéndolos para desarrollar una región o una rama económica en la misma. El escenario esperado considera el comportamiento histórico del sistema para evaluar sus tendencias y proyectarlas considerando que no existe una acción reguladora, o bien que la inercia del sistema es tal que sus tendencias no son modificadas sustancialmente. Este es el caso clásico de una planificación orientada hacia la oferta utilizada por muchos países en desarrollo incluyendo México.

Algunas empresas de Estados Unidos utilizan metodologías integrales (Figura 1), con la cual desarrollan escenarios mediante una serie de ciclos

anidados, que se pueden describir como la alimentación de la actualización de la planeación del lado de la demanda a un proceso de diagnóstico de cargas, retroalimentado (primer ciclo) con análisis de precios para realizar la planeación de la capacidad a instalar y la planeación financiera, que cierran el segundo ciclo alimentando la planeación del lado de la demanda con la actualización de costos promedio y marginales.

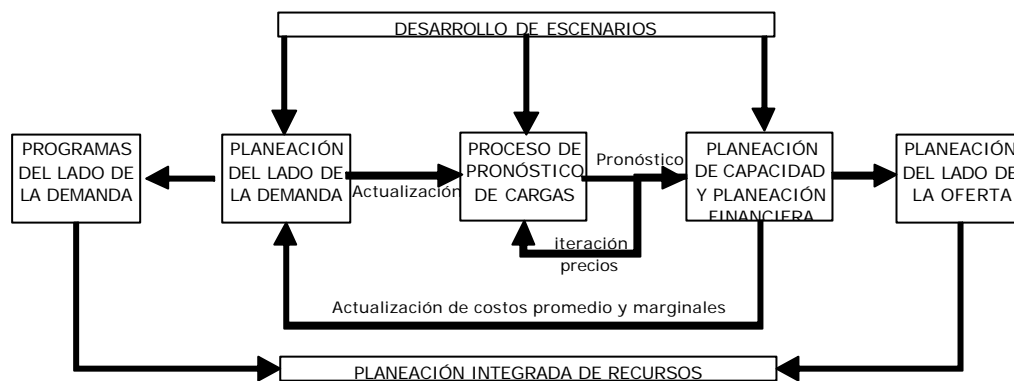


Figura 1 Planeación energética integral.

Fuente: Dan Merilatt, V.P. Program Services, GoodCents Solutions, August 2004

De la planeación del lado de la demanda se generan los programas del lado de la demanda, los cuales junto con la planeación del lado de la oferta (producto de la planeación de la capacidad y financiera) cierran el tercer ciclo con la planeación integrada de recursos.

Este estudio propone una metodología sistémica (Figura 2), que incluye los impactos de las emisiones sobre el medio ambiente, del ahorro y uso eficiente de la energía así como el uso de otras fuentes de energía.

Para el caso de estudio, Baja California, México, en la Prospectiva Energética se trabaja con esta metodología sobre escenarios esperados, si no se modifica el comportamiento histórico de las tasas de crecimiento

utilizando referencias de estudios previos realizados (UABC/CFE 1996, Campbell y Pérez 2003).

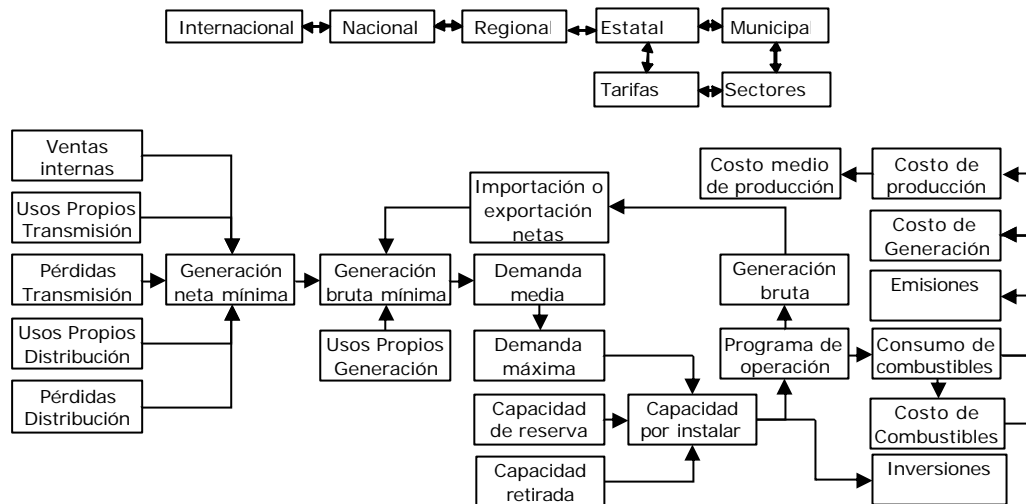


Figura 2. Propuesta de metodología sistémica.
Fuente: Este estudio

El establecer escenarios de referencia es un elemento clave de la metodología propuesta, y estos escenarios tendenciales reflejan la inercia de los comportamientos históricos.

Actualizando las tendencias de variables como crecimiento de la población, número de usuarios, consumo por usuario entre otras, se busca estimar las ventas o consumos de electricidad esperados, y para ello es posible y válido realizar regresiones sobre la evolución histórica de cada sector en cada región geográfica definida para obtener la proyección a los próximos 10, 15 o 20 años. Los resultados se comparan con los consumos por habitante incidiendo o regulando los crecimientos sobre todo en los sectores doméstico e industrial que son los que más impactan en el sistema.

Evaluando los consumos anuales de la energía eléctrica, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía se

obtiene la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media de electricidad, y con el comportamiento histórico se determina la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema. La capacidad de generación requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento y de las fallas de unidades. La capacidad requerida se compara con la capacidad instalada y se determina la necesidad de instalar nuevas plantas de generación y/o la necesidad de intercambiar energía con otros sistemas.

Las emisiones de gases contaminantes atribuidas a la generación de electricidad se evalúan utilizando factores de emisión. Así, en el caso de estudio se adaptaron los reportados en el documento de trabajo de la Comisión para la Cooperación Ambiental (Millar, Patterson y Vaughan, 2001) mismos que se basan en datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX.

Con estos factores de emisión y los consumos de combustibles calculados para la generación de energía eléctrica se estima la emisión de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y óxidos de carbono, contaminantes considerados como los principales para la planificación eléctrica.

El costo de generación de electricidad está asociado al costo de los combustibles, a la eficiencia de conversión de la energía del combustible y a la participación de los costos no asociados al combustible. El costo de

generación promedio del sistema eléctrico depende de la forma en que participe cada combustible y cada tecnología en la generación total anual.

Los precios medios en cada tarifa y en el sistema se calculan con la relación de los ingresos anuales (\$/año) que se obtienen al volumen de ventas correspondiente (kwh/año). Estos precios medios son comparados con los costos medios para analizar tanto la relación precio/costo como la existencia de subsidios.

La metodología utilizada en muchos países en desarrollo, diagnostica la evolución del sistema, realiza comparaciones y elabora proyecciones basadas en tendencias ajustadas por modelos que correlacionan las variables críticas de cada sector (residencial, comercial, público, industrial, agrícola). La planeación está orientada entonces a definir las condiciones futuras de la oferta en crecimiento de la capacidad instalada y la infraestructura de transmisión y distribución para satisfacer la demanda esperada, elaborar programas de obra y estimar las inversiones requeridas.

La metodología aquí propuesta para la prospectiva es similar, con la variante de que en vez de utilizar modelos econométricos se hace uso de regresiones con datos históricos, por las razones previamente comentadas. La información requerida por los modelos y la existente a nivel de región geográfica específica (estado, municipio, ciudad, sector, usuario) posee gran incertidumbre y no ha sido validada con trabajo de campo. Los estudios de esta naturaleza realizados con este procedimiento en 1996 y 2002

(UABC/CFE 1996, Campbell y Pérez 2003) no han diferido mucho de los resultados reportados en las prospectivas nacionales.

La metodología propuesta para el desarrollo de la planificación eléctrica considera las siguientes directrices:

Enfocar la planificación eléctrica hacia la planificación de la demanda. Esto no implica que no se consideren los resultados de la prospectiva basada en la planificación de la oferta, sino que esta última actúa como un marco de referencia de las tendencias mínimas de crecimiento de la demanda si las condiciones actuales se mantienen. Sobre esta base plantear metas, estrategias y mecanismos factibles y realizables que permitan modular el crecimiento de la demanda y del consumo de energéticos.

Diversificar, racionalizar y hacer más específicas las estrategias y mecanismos para modular el crecimiento de la demanda y el consumo de energéticos. Una forma convencional y universal de modular la demanda y el consumo es mediante políticas de precios elevando tarifas para obligar a los usuarios al uso de programas de ahorro y uso eficiente de la energía. El problema de esta estrategia es que su aplicación no distingue entre usuarios eficientes o no, o entre usuarios con diferentes impactos por el uso de los energéticos, lo cual puede conducir a una pérdida en la competitividad o frenar el desarrollo social y económico de una región en particular.

El enfoque es modular el crecimiento de la demanda y del consumo incidiendo en forma selectiva sobre los principales usuarios en función de su impacto sobre el sector energético y sobre el desarrollo económico regional

mediante estrategias de ahorro y uso eficiente de la energía combinadas con la participación en los servicios del sector energético (como cogeneración y autoabastecimiento) y ampliando las fuentes de financiamiento (bonos de carbón e innovación tecnológica) de tal forma que la planeación eléctrica y su implementación sea sistémica y participativa.

Una vez propuestos los escenarios esperados como escenarios de referencia, en la planeación orientada a la demanda se procede a evaluar los efectos técnicos, económicos y ambientales si se introducen una serie de acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, si se diversifican las fuentes y las tecnologías energéticas, si se abre el mercado eléctrico a nivel internacional.

Se evalúan las inversiones y costos asociados a las medidas propuestas, la factibilidad técnica y normativa, el impacto de la innovación tecnológica, así como la factibilidad económica considerando como fuentes de financiamiento los potenciales de ahorro, la disminución y/o el efecto de diferir inversiones, la disminución de emisiones al medio ambiente y la generación de recursos financieros adicionales en un mercado eléctrico más liberado.

En la planeación es clave el desarrollo de diagnósticos objetivos en sus modalidades de situacional, contextual y coyuntural. Independientemente de las metodologías los resultados dependerán esencialmente de la calidad de la información alimentada.

El capítulo 2 de este documento trata cuantitativamente el diagnóstico de la evolución del sistema de 1996 a 2004, al cual se remite al lector para el

detalle y fundamentación de las conclusiones y recomendaciones, resumiéndose en este apartado por su importancia el diagnóstico situacional sustentado en datos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE 2, 2005), el cual muestra el crecimiento de la capacidad instalada por región y por tecnología.

Es relevante que sólo el 75% de capacidad instalada es capacidad efectiva, porque este indicador a nivel nacional y regional distorsiona el que la capacidad por instalar para satisfacer la demanda futura debe considerar explícitamente la capacidad no efectiva y las plantas que tendrán que salir de operación por término de su vida útil, obsolescencia tecnológica, baja eficiencia, por los cambios obligados en la matriz energética y por las restricciones ambientales. Este estudio considera que en el 2004, de 2,652 MW instalados en el sistema sólo 2,000 MW eran efectivos.

Esta capacidad instalada debería permitir enfrentar la demanda pico en un sistema como el de Baja California aislado de la red nacional, pero con una demanda creciendo entre el 6% y 7% anual, en los últimos 15 años la reserva de capacidad total sólo fue suficiente en 5 años, en el resto de los años la entidad estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos.

Es importante observar el cambio de la matriz energética en el crecimiento de la capacidad instalada donde la geotermia fue predominante en 57% hasta 1998, cediendo su posición al gas natural que representó el 73% en el 2004, incrementando sustancialmente la dependencia energética de la entidad. Esto se refleja en la generación neta que en 1996 se suministraba

en una relación de 2 a 1 de vapor geotérmico a combustóleo y para el 2004 prácticamente fue 1 a 1 geotermia a gas natural.

El cambio de la matriz energética asociado a cambios en la tecnología afecta la eficiencia global que con el incremento del uso de gas natural y ciclos combinados paso de 20% en 1996 a 26% en el 2004. Por cada unidad de energía que se obtiene como electricidad en la generación bruta, hay que alimentar 4 unidades de energía en forma de combustibles.

La eficiencia de conversión está en el principio del sistema, pero en el resto de la cadena hay que considerar las mermas de generación bruta por los usos propios en los procesos de generación, transmisión y distribución así como las pérdidas técnicas en los dos últimos procesos. En 1990 se requerían 1.77 MWh de generación bruta por cada MWh de venta sectorial, para el 2004 el valor de este indicador fue de 1.27 MWh. Se mejoró, pero aún hay mucho por hacer del lado de la oferta.

Crece, la demanda, se requiere mayor capacidad instalada, crece el consumo y aún disminuyendo las mermas se requiere utilizar más combustibles. La geotermia con una extracción anual de 40 millones de toneladas de vapor geotérmico evita que se quemen anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep). Cambia la matriz energética, se deja de quemar combustóleo pero hay que quemar gas natural, expresado en unidades normalizadas (bep) el consumo de combustibles crece de 1996 a 2004 con una tasa de 1.9% anual.

Cambian las emisiones relativas de contaminantes al medio ambiente, la salida del combustóleo disminuye las emisiones de SO₂ de 4.16 kg/MWh generado a 0.19 kg/MWh. La eficiencia de los ciclos combinados con gas natural permite abatir las emisiones relativas de NO_x y CO₂ en 30%, pero las 2.6 millones de toneladas de CO₂ que se descargan cada año no varían significativamente y se incrementarán en la medida que se consuma más electricidad y se consuman más energéticos sea vapor geotérmico o gas natural. Es posible mitigar los impactos y disminuir las emisiones relativas pero es imposible eliminarlas.

Todo lo anterior se refleja en costos, precios y valor, en el significado conceptual de cada uno de estos términos. Incrementar la eficiencia cuesta, disminuir las emisiones cuesta en dinero y en eficiencia, consumir más energéticos afecta el precario equilibrio internacional de oferta-demanda incrementando los precios de los combustibles. El costo de la unidad de energía de gas natural que permite generar con una eficiencia de 50% es 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico que genera con 16% de eficiencia.

Además de la eficiencia y del costo del combustible, se tienen los costos no asociados al combustible de tal forma que generar con combustóleo o con gas natural en turbinas simple, cuesta el doble que generar con gas natural en ciclo combinado y generar con geotermia cuesta tres veces menos (27 USD/MWh) que generar con gas natural en ciclo combinado.

Al disminuir la participación de la geotermia en la generación, los costos de producción de electricidad del sistema (generación, transmisión y distribución) se incrementaron con una tasa anual de 3.7% para llegar en el 2005 a 122.80 USD/MWh.

Por su parte, el precio medio (100 USD/Gcal, 86 USD/MWh en el 2004) está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria y en valores corrientes se ha incrementado con una tasa anual de 8.3%.

Las tarifas para los sectores comercial y de servicios están por arriba del precio medio, mientras que las tarifas de la gran industria (alta tensión) y agrícola están por abajo del precio medio. La relación de precio medio a costo medio de producción en general es inferior a la unidad (0.8 a 0.9) y la tarifa agrícola es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento (Diario Oficial 1986,1992) y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

Capacidad, demanda, consumo, emisión de contaminantes, costos, precios se incrementan en una carrera desenfrenada de la oferta por satisfacer la demanda impulsada por el crecimiento de la población y su búsqueda de un mejor status, un mejor índice de desarrollo humano, hay más viviendas, menos habitantes por usuario, mayor consumo por habitante.

El consumo anual residencial se incrementó de 917 kWh/hab en 1996 a 1,057 kWh/hab en el 2003. El gobierno federal disminuye los subsidios y en el 2004 el consumo residencial baja a 953 kWh/hab, respuesta lógica de

elasticidad al precio, pero ¿cual fue el impacto social, económico y político?
la planeación del lado de la oferta y la incertidumbre de la información no permite pronosticar y evaluar tales impactos. Aún así, el consumo total anual de electricidad en Baja California creció de 2,682 kWh/hab en 1996 a 3,199 kWh/hab en 2004

El consumo industrial (media y alta tensión) está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico. Esto se atribuye a la instalación de empresas más intensivas en el uso de la energía asociado con precios más altos en las tarifas domésticas, comerciales y de servicios.

La prospectiva 2005-2025 se elaboró considerando que no se realizan acciones que modifiquen el comportamiento histórico de las tendencias del período 1996-2004. Se enfoca a los efectos de la variación de la matriz energética en los requerimientos de combustibles, así como en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

Los valores de referencia seleccionados fueron: 4% de usos propios en la generación, 10.15% de las ventas sectoriales como pérdidas en transmisión y distribución, 2.8% de las ventas sectoriales para usos propios en transmisión y distribución, y 5% como tasa de crecimiento anual en el consumo del sector industrial. La capacidad geotérmica instalada no se incrementa y el crecimiento es con centrales de ciclo combinado operando con gas natural. El precio del gas natural se mantiene constante a 7 dólares

por millar de pies cúbicos (dólares de 2005) para analizar los efectos del ahorro y uso eficiente de la energía y de los cambios en la matriz energética que de otra forma serían enmascarados por el efecto del cambio en los precios de los energéticos. Se seleccionaron parámetros técnicos y económicos para analizar y contrastar los escenarios para los años 2005, 2008, 2010, 2015, 2020 y 2025. En el capítulo 3 de este documento, el lector encontrará el desarrollo y discusión detallada de esta prospectiva.

La prospectiva indica que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado, valor consistente con el reportado por SENER en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 (SENER 1, 2004).

Esto implica instalar del orden de 4,500 MW en el período 2005-2025, prácticamente triplicar la capacidad actual. La geotermoeléctrica disminuirá su participación en la capacidad instalada al 10% y parte de las termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo saldrán de operación o serán modificadas para operar con gas natural.

La generación neta se incrementará en más de dos veces al crecer con una tasa anual del 5%. La zona Costa incrementará su participación al pasar del 33% al 60%, invirtiéndose los flujos de electricidad entre Costa y Valle y modificándose los esquemas de centrales base y reguladoras. La matriz energética se transformará haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86% principalmente con tecnologías de ciclo combinado, obviamente la geotermia dejará de ser un

elemento regulador en el mercado local de energéticos destinados a la generación eléctrica.

Las pérdidas y usos propios del sistema serán del orden del 15% de la generación bruta y por cada MWh que se venda internamente será necesario generar 1.18 MWh.

La exportación neta necesaria para el balance del sistema representa en promedio el 7% de la generación neta. La exportación neta disminuye cuando la capacidad instalada se aproxima al equilibrio con la demanda máxima interna y las ventas. Una mayor exportación neta asociada a una buena gestión de comercialización representa ingresos adicionales para el sistema. Por otra parte, una disminución en la demanda máxima implica una menor presión para el sistema eléctrico para que no entren en operación las plantas con más alto costo de operación y/o no ocurra la necesidad de importar electricidad.

El escenario indica que el diesel y el combustóleo prácticamente salen de la matriz energética, que en la zona Valle la generación de electricidad utilizará vapor geotérmico y gas natural predominando este último hasta alcanzar una relación de 2 a 1, mientras que en la zona Costa sólo se hará uso del gas natural.

La geotermia mantendrá estática su participación mientras que el uso de energía en el sistema crecerá casi dos veces lo cual implica que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% y

que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado eliminando el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La demanda de energéticos se duplicará presentando tasas de crecimiento en el orden de 2% a 3%, y el consumo de gas natural se triplicará utilizándose el 30% de este combustible en el Valle y el resto en la zona Costa.

La capacidad máxima actual de las conexiones de importación de gas natural (gasoductos) para los fines de generación eléctrica es suficiente y en el esquema de suministro actual la zona Costa se alimentará desde Algodones. Al instalar sistemas de regasificación en la Costa se abre el abanico de alternativas y es factible operar las dos zonas en forma independiente o bien invertir el flujo de la Costa al Valle.

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO₂) las emisiones se mantendrán del orden de 2,200 toneladas por año (t/a) sobre todo en la zona Valle y serán emitidas principalmente por el sistema geotermoeléctrico. La emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6,000 t/a en el 2005 a 24,000 t/a en el 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y la emisión de óxidos de carbono (CO₂) se incrementará de 3.4 millones de t/a en el 2005 a 12.7 millones de t/a generándose el 70% en la zona Costa.

En este escenario el costo por uso de gas natural se incrementará de 387 millones de dólares en el 2005 a 1,584 millones de dólares al 2025

El costo de generación anual a precios de combustibles del 2005 será afectado por los incrementos de producción de electricidad y los cambios en la matriz energética al predominar cada vez más el uso del gas natural. En términos absolutos pasará de 648 millones de dólares en el 2005 a 2,273 millones de dólares en el 2025, incrementándose la participación del costo del gas natural en el costo de generación del 60% al 70% para el mismo período.

La distribución de costos de los procesos de producción de electricidad en los escenarios de referencia se estiman en 60% el costo de generación, 14% el costo de transmisión, transformación y control y de 26% el costo de distribución y comercialización. Con este esquema el costo de producción anual crecerá para aumentar de 1,080 millones de dólares en el 2005 a 3,789 millones de dólares en el 2025. La participación del costo del gas natural en el costo de producción pasará del 36% al 42% para el mismo período.

En lo que se refiere a inversiones los valores de referencia son de 1,100 dólares por kW (USD/kW) instalado de geotermoeléctrica, 400 USD/kW instalado en ciclo combinado operando con gas natural y de 150 USD/kW instalado de ciclo simple operando con gas natural. La instalación de plantas representa el 44.5% de la inversión total, los sistemas de transmisión el 19.7%, los de distribución el 20%, las obras de mantenimiento 13.9% y otras inversiones el 1.8% (CFE 1, 2004). Con este esquema se requerirá invertir del orden de 2,865 millones de dólares en los próximos 20 años.

El costo medio de producción se incrementará de 88.08 USD/MWh en el 2005 a 112.63 USD/MWh en el 2020 y disminuirá a 110.78 USD/MWh en el 2025.

Se estimó que la población de Baja California crecerá con una tasa del orden de 2.40% para pasar de 2.8 millones de habitantes en 2005 a 4.5 millones de habitantes en 2025 lo cual concuerda con las proyecciones reportadas por CONAPO (CONAPO 2000).

La tendencia de crecimiento del número de usuarios del sector doméstico es menor que la tasa de crecimiento de las viviendas provocando una disminución del número de habitantes por vivienda y por usuario. El número de habitantes por usuario disminuirá siendo más acentuado este proceso en Mexicali, Tecate y Ensenada que en Tijuana y Rosarito.

Baja California incrementará en 90% su consumo de electricidad por habitante, Mexicali aumentará en 2.6 veces su consumo por habitante, mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

En el 2000, el consumo nacional se ubicaba en 1,850 kWh/hab-año (154 kWh/hab-mes), aproximadamente el 75% de los consumos de Tijuana, Tecate, Ensenada. En Baja California el consumo promedio per cápita fue 60% más que el promedio nacional impulsado por el consumo de Mexicali que casi triplicó el promedio nacional.

En ese mismo año, países como Estados Unidos, Canadá y Suecia consumieron por habitante de 4 a 5 veces el promedio de Baja California. Japón, Francia y Australia reportaban valores 2 veces mayores y países como Rusia, Alemania, Inglaterra, Corea del Sur, Italia y España valores 1.5 veces mayores. El consumo per cápita de Baja California fue superior a Brasil, Argentina, Venezuela y Chile y casi el triple del que reportaron China, Colombia y Costa Rica.

Para el 2025 Mexicali, impulsado por los efectos combinados de clima y subsidios, puede lograr consumos similares a los que tiene actualmente Estados Unidos y Canadá. No ocurrirá lo mismo en la zona Costa donde el consumo por habitante seguirá siendo mucho más bajo que en estos países.

Estudios anteriores de la UABC (Campbell y Pérez, 2003) han ubicado el consumo mínimo por usuario (vivienda) del sector doméstico en temporada de invierno en 180 kWh/mes y el consumo intermedio en 360 kWh/mes, mientras que en Mexicali en verano el consumo mínimo se recomendó en 1,250 kWh/mes y el intermedio en 2,250 kWh/mes. Se espera que Mexicali logre estos valores propuestos, pero es evidente en los promedios mensuales que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Los sectores doméstico e industrial crecerán sus consumos con una tasa del orden de 6% controlando el crecimiento de la entidad, los sectores comercial

y agrícola lo harán con una tasa aproximada del 3%, mientras que el sector servicio crecerá con una tasa promedio de 4%.

La participación del sector industrial en el consumo de electricidad en Baja California será cada vez más significativo incrementándose de 57.3% a 60.5% en el período analizado. El sector doméstico lo hará ligeramente al aumentar de 31% a 32.5 % y los otros sectores disminuirán su participación en el período del 2005 al 2025.

En este estudio en el desarrollo de la planeación sistémica se establecieron metas las cuales no son limitantes ni excluyentes y cuyo propósito fue cuantificar el contraste entre escenarios desarrollados con metodologías de planeación orientadas a la oferta (prospectiva) y escenarios producto de metodologías de planeación sistémica.

Estas metas no se incluyen como recomendaciones, sino que su propuesta es un medio para cuantificar el impacto esperado del logro de cada una de ellas y sus combinaciones, de tal forma de concluir sobre la ventaja de aplicar una metodología de planeación sistémica sobre la metodología de planeación del lado de la oferta.

Las metas planteadas para una planificación orientada a la demanda fueron 1)Reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación para pasar del 4% al 2% de la generación bruta, 2)Reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios referidos ambos a las ventas sectoriales, 3)Reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo en tarifas de media

tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial), 4) Incrementar la participación de la geotermia sustituyendo al 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica, 5) Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%, y 6) Disminuir el consumo energético del sector público en 15% para el 2008 y hasta un 30% para el 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

El capítulo 4 “Prospectiva 2005-2025 con una planificación eléctrica orientada a la demanda” detalla los resultados de combinar las metas 1, 2 y 3; 1, 2, 3 y 4 así como 1, 2, 3 y 5 los cuales se contrastan con la Prospektiva de una planeación del lado de la oferta. En este apartado se resumen los resultados relevantes.

Todos los escenarios se caracterizan por incrementar la exportación neta, disminuir la demanda máxima, disminuir el consumo de gas natural, disminuir las emisiones, evitar instalar un porcentaje de capacidad, abatir el costo medio de producción, el costo de combustibles y lograr un ahorro en inversiones.

Para el logro de las metas, se propusieron estrategias y mecanismos que se detallan en el capítulo 4, entre ellas son de mencionarse:

Evaluar esquemas de redes de transmisión dedicadas o exclusivas para atender al sector industrial con la participación de capital privado en las inversiones.

Incorporar a centros, organismos e instituciones de investigación, desarrollo y educación superior para la capacitación y entrenamiento en metodologías de auditorías energéticas, así como el desarrollo de paquetes de cómputo para autodiagnóstico, vinculándolos con los proveedores de sistemas, equipos e instrumentos para el suministro a los usuarios de los insumos y servicios requeridos para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.

Desarrollar programas de entrenamiento, certificación y en su caso acreditación de peritos en áreas donde se detecten oportunidades de ahorro y uso eficiente de la electricidad para asegurar el mantenimiento y operación de los sistemas dentro de normas de calidad internacionales.

Un enfoque fundamental de estas estrategias y mecanismos es la gestión de recursos financieros nacionales e internacionales sustentados en los rubros de evitar capacidad instalada, ahorro en consumo de gas natural, incremento en los ingresos por exportación y disminuir las emisiones en base al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Reducción Certificada de Emisiones de Gases de Invernadero (CER's).

Las siguientes tablas muestran el potencial por meta y por plan para apoyar estas gestiones en base a los recursos liberados.

Observando los valores de la Tabla 1 para metas aisladas, la meta 5, es la más atractiva por los recursos liberados pero no disminuye el impacto ambiental y su logro depende más del mercado internacional del gas natural que del control de una planeación regional.

Desde el punto de vista ambiental es más atractiva la meta 3 y tiene también el mejor balance con la liberación de recursos, reforzando el criterio de las ventajas del ahorro y uso eficiente de energía, mientras que en la meta 4, que también es atractiva en ambos aspectos, se observa el efecto del uso de fuentes renovables sobre los requerimientos de inversión.

Tabla 1 Metas, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Meta	Millones de dólares					Miles de toneladas
	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de COx
1	85.81	288.19	9.29	9,379.77	9,763.06	1,547.91
2	111.43	485.99	12.07	9,439.29	10,048.78	2,012.29
3	171.19	660.74	18.57	9,578.17	10,428.67	3,095.83
4	-712.68	1,948.13	14.02	9,974.96	11,224.42	2,336.11
5	0.00	0.00	0.00	11,953.08	11,953.51	0.00
6	43.12	90.06	4.64	9,280.57	9,418.40	773.96

Fuente: Este estudio

Tabla 2 Planes, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Metas	Plan	Millones de dólares					Miles de toneladas
		Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de COx
1+2	3	171.19	828.38	18.57	9,578.17	10,596.32	3,095.83
1+2+3	5	226.52	1,444.61	37.15	9,974.96	11,683.25	6,191.65
1+2+3+4	9	-716.78	3,433.33	51.17	10,768.54	13,536.26	8,527.76
1+2+3+5	7	226.52	1,444.61	37.15	12,635.56	14,343.85	6,191.65

Fuente: Este estudio

La Tabla 2 presenta la combinación de metas en planes y muestra que el plan 9 es el que ofrece un mejor balance entre los recursos económicos liberados y la disminución de emisiones.

Como se mencionó estas metas y planes no son limitantes ni excluyentes, lo que se pretende demostrar es como la planeación sistémica apoya la toma de decisiones hacia donde dirigir los recursos financiero limitados para

obtener los mejores resultados en los temas económico, ambiental, social y político.

Como conclusiones relevantes de este estudio se consigna que:

La metodología propuesta permite crear escenarios simulando diferentes condiciones de tal forma que es factible analizar la sensibilidad de los diferentes parámetros técnicos y económicos y de acuerdo a criterios pre-establecidos optimizar la planeación.

En un esquema dinámico los resultados en el tiempo real pueden ser contrastados con los pronósticos facilitando la toma de decisiones para ir corrigiendo las desviaciones, lo cual actualmente con planeaciones del lado de la oferta y metodologías clásicas no se está logrando.

Al contrastar el logro de las metas de una planeación sistémica con la planeación orientada a la oferta y proponer estrategias y mecanismos para unir los medios con las metas, señalando los recursos financieros potenciales liberados se fortalece la gestión recursos financieros nacionales internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente.

El caso ejemplo se refiere a la Entidad Federativa de Baja California en México, pero la metodología se puede generalizar a cualquier región geográfica en cualquier país en desarrollo o para todo un país. Esta conclusión satisface los objetivos del presente estudio.

Los procedimientos de planeación energética actuales orientados a la oferta no integran las opciones del lado de la oferta y la demanda y no mantiene el

balance entre los objetivos del sector energético, normativos y de los clientes.

De continuar estas metodologías de planeación, el sistema eléctrico nacional y en especial el regional no lograrán satisfacer los requerimientos de demanda, consumo y calidad de los sectores de la entidad, provocarán una elevación de precios de la electricidad y una pérdida de autosuficiencia energética. Las tasas de crecimiento se ajustarán más por la falta de capacidad y por la política de precios que por la precisión del pronóstico de un escenario esperado. Esta conclusión valida la hipótesis planteada para este estudio.

Algunas fuentes como el vapor geotérmico, siguen siendo la opción más económica para generar electricidad y los precios del gas natural se han duplicado con respecto a lo esperado perdiendo su competitividad. Aun así el futuro de la generación en los países en desarrollo cada vez estará más dominada por el gas natural y por ello la importancia de lograr el abastecimiento de este combustible a precios accesibles y establecer planes y programas intensivos en el ahorro y uso eficiente de la energía .

Finalmente se recomienda que:

Se implemente un programa urgente e intensivo para obtener información precisa sobre la demanda y consumo de electricidad desgregada temporal, espacial y sectorialmente, información que es vital para que cada sector en cada región pueda planificar y hacer un uso racional y eficiente de la energía , esto permitirá amortiguar los efectos del el esquema funcional actual

de los sistemas monopolizados por los gobiernos que complica el análisis de información estadística y de planeación a nivel región geográfica específica o sector específico.

Apoyar el crecimiento del sector energético en Baja California difundiendo sus características específicas entre los sectores mediante la gestión del conocimiento y la implementación y operación de bancos de información energética.

Instrumentar una planificación energética orientada hacia la demanda comprometiendo en ella a los diferentes sectores de la entidad para posicionar a Baja California en una referencia nacional e internacional por el ahorro de energía, el uso eficiente de los energéticos y la mitigación de los impactos de su uso hacia el medio ambiente

Desarrollar esquemas normativos, operativos y administrativos para que los ahorros e ingresos adicionales que se obtienen en el sector energético por estrategias y acciones aplicadas en los sectores usuarios sean transferidos a esos sectores.

Optimizar y en su caso hacer operativos los esquemas dentro de la legislación actual para la participación del sector industrial en la generación de electricidad con fuentes alternas como autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor estableciendo alianzas estratégicas con grupos internacionales.

Instrumentar centros de gestión en comercialización del gas natural incrementando los usos y consumos en los sectores mediante la sustitución

de energéticos como combustóleo, gas LP, diesel y gasolina así como los sistemas de cogeneración y autoabastecimiento de tal forma de lograr los volúmenes suficientes para participar en los mercados de futuros del energético así como diversificar los proveedores, aprovechar al máximo la coyuntura de pasar del final al principio de la cadena de suministro del energético con la instalación de regasificadoras e incrementar la participación del sector privado en los servicios de distribución del gas natural para darle mayor valor agregado con un menor costo de servicio.

Capítulo 1

IDENTIFICACIÓN Y DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA.

Introducción.

Las perspectivas energéticas desarrolladas por la Secretaría de Energía (SENER) prácticamente presentan pronósticos de demanda de energía para determinar la programación adecuada de los recursos del lado de la oferta para satisfacer esa demanda. Este enfoque sustentado en modelos econométricos es funcional cuando las cargas crecen en forma estable y predecible de tal forma que se puede responder con nuevas inversiones calendarizadas de la manera más económica posible. Este escenario se caracteriza porque las nuevas instalaciones tienen costos reales menores y los precios de la energía reales resultantes son estables o decrecientes.

Los grandes cambios que han ocurrido en los mercados de energía afectan también los sistemas estatizados monopólicos, así el incremento en los tiempos y en los costos de construcción, las altas tasas de interés, la gran volatilidad en los costos de los energéticos y de otros insumos han incrementado los riesgos de depender únicamente de estrategias y alternativas del lado de la oferta.

Las metodologías propuestas en este estudio no pueden aprovechar totalmente la potencia de los modelos econométricos por los niveles de incertidumbre en la información y los escenarios de referencia se plantean en base a regresiones o análisis de tendencias de los parámetros principales como: PIB, precios de electricidad y combustibles, crecimiento de la población y la vivienda, eficiencia energética, número de usuarios, consumo por usuario, usos propios del sistema, pérdidas de energía, demandas

eléctricas medias, máximas y concurrentes, capacidad requerida, factores de planta, consumo de combustibles y emisiones al medio ambiente entre otras. Esto produce como el método tradicional escenarios esperados caracterizados por la capacidad a instalar, costos de generación, e inversiones requeridas.

Estos escenarios esperados son el marco de referencia contra el cual se contrastarán escenarios deseados basados en planeaciones con enfoques integrales para considerar no sólo la oferta sino principalmente la demanda, la planeación y administración de la demanda.

La estrategia es entonces modular el crecimiento del consumo incidiendo selectivamente sobre los principales usuarios por su impacto sobre el sector energético y sobre el desarrollo económico regional mediante acciones de ahorro y uso eficiente de la energía combinadas con la participación en los servicios del sector energético y ampliando las fuentes de financiamiento de tal forma que la planeación energética y su implementación sea sistémica y participativa.

Se evaluarán los efectos tanto técnicos como económicos si se introducen una serie de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, si se diversifican las fuentes y las tecnologías energéticas, si se abre el mercado eléctrico a nivel internacional en un esquema de innovación tecnológica y de flexibilidad normativa.

Para planear a futuro el desarrollo de una empresa, un consorcio, una industria o una región, una condición necesaria es la aplicación de los

métodos, técnicas y herramientas más novedosas y que hayan demostrado su efectividad y sus bondades en otros proyectos de planeación similares. Asimismo, una combinación adecuada de estos métodos y técnicas está particularmente indicada para aquellos proyectos de planeación en que por su tamaño y complejidad no es suficiente la aplicación de una técnica única de planeación. Este es el caso de la planeación energética, ya que por sus características de estar inmersa en un contexto caracterizado por una gran cantidad de factores que influyen e interactúan con el, con una importante dinámica de desarrollo en muchas de las ocasiones bajo condiciones de incertidumbre, hace necesaria la aplicación de una metodología que analice los elementos más relevantes del sistema que permitan el planteamiento de escenarios futuros en la forma más aproximada posible.

Antecedentes.

La Dirección General de Planeación Energética de la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la Secretaría de Energía (SENER) presenta anualmente prospectivas energéticas para períodos de 10 años para el sector eléctrico, petrolíferos, el mercado de gas natural y para el mercado de gas licuado de petróleo. En la misma prospectiva se presenta la evolución en los 10 años anteriores.

Lo que se pretende establecer en las prospectivas es una planeación lo más cercana posible a las condiciones que se tendrán en el futuro, para lo cual las estimaciones se sustentan en supuestos económicos proyectados en escenarios alternos elaborados con base a modelos econométricos

sectoriales y estimaciones regionales donde las tendencias de cada sector productivo se estiman de acuerdo a las observaciones históricas registradas. Los principales supuestos utilizados por el sector energético implican el comportamiento esperado del PIB, los precios de la electricidad, los precios de los combustibles utilizados para la generación, el crecimiento de la población y la vivienda, variables de eficiencia energética, mejoras tecnológicas en los sectores residencial, comercial e industrial y los efectos de ahorro de energía.

Actualización metodológica en planeación energética.

Para los fines del presente estudio, se han revisado los supuestos a nivel nacional y regional, así como los resultados de las prospectivas mencionadas en los diferentes escenarios, buscando la coherencia entre los niveles de prospectiva, regional, estatal y por zona hasta el 2013 para llevar los resultados al 2025.

En un escenario deseado, se consideran políticas, estrategias y acciones que regulen el consumo y la demanda, ya sea limitándolo mediante políticas de precios altos y acciones de ahorro y uso eficiente, o bien induciendo el consumo y la demanda para desarrollar una región o una rama económica en la región mediante políticas de precios bajos.

En un escenario esperado, se considera el comportamiento histórico del sistema para evaluar sus tendencias y se proyectan considerando que no existe una acción reguladora, o bien que la inercia del sistema es tal que sus tendencias no son modificadas sustancialmente en períodos de 5 o 10 años.

Este es el caso clásico de una planificación orientada hacia la oferta y no hacia la demanda.

En la parte de este estudio que se refiere a Prospectiva Energética se trabaja sobre escenarios esperados si no se modifica el comportamiento histórico de las tasas de crecimiento utilizando referencias de otros estudios realizados (UABC/CFE 1996, Campbell y Pérez 2003), actualizando las tendencias del comportamiento de variables como crecimiento de la población, número de usuarios, consumo por usuario entre otras. Se busca estimar de la mejor manera posible las ventas o consumos de electricidad esperados anualmente y para ello se realizan regresiones mediante ajustes de tipo exponencial sobre la evolución histórica de cada sector en cada municipio para obtener la proyección a los próximos 20 años. Los resultados se comparan con los consumos por habitante incidiendo o regulando los crecimientos sobre todo en los sectores doméstico e industrial que son los que más impactan en el sistema.

Evaluando los consumos anuales de la energía eléctrica, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía, se obtiene la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media de electricidad, y con el comportamiento histórico, se determina la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema misma. La capacidad de generación requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento (salidas programadas) y de las

fallas de unidades (salidas no programadas). La capacidad requerida se compara con la capacidad instalada y se determina la necesidad de instalar nuevas plantas de generación y/o la necesidad de intercambiar energía con otros sistemas.

La operación de las plantas generadoras para satisfacer la demanda y la inversión en nuevas plantas, son decisiones técnicas y económicas que dependen de la disponibilidad de tecnología y su eficiencia de conversión, de la disponibilidad y costo de los combustibles y de los costos adicionales o no asociados al combustible.

Las emisiones de gases contaminantes atribuidas a la generación de electricidad se evalúan utilizando factores de emisión, en este caso se utilizan los reportados en el documento de trabajo "Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation", preparado por Paul J. Millar, Zachary Patterson y Scott Vaughan de la Comisión para la Cooperación Ambiental (noviembre de 2001) mismos que se basan en datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX.

Con estos factores de emisión y los consumos de combustibles calculados para la generación de energía eléctrica se estima la emisión de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y óxidos de carbono. Para los fines de este estudio estos contaminantes se consideran como los principales para el diagnóstico, prospectiva y planificación energética.

El costo de generación de electricidad además de estar asociado al costo de los combustibles, también lo está a la eficiencia de conversión de la energía

del combustible y con la participación de los costos no asociados al combustible como mano de obra, otros insumos, otros gastos, el aprovechamiento, etcétera. El costo de generación promedio del sistema eléctrico depende de la forma en que participe cada combustible y cada tecnología en la generación total anual.

Los precios medios en cada tarifa y/o en el sistema se calculan con la relación de los productos anuales que se obtienen en cada tarifa y/o sistema al volumen de ventas en la misma tarifa y/o sistema. Estos precios medios son comparados con los costos medios para analizar tanto la relación precio/costo como la existencia de subsidios.

La metodología así planteada diagnostica la evolución del sistema, realiza comparaciones y elabora proyecciones basadas en tendencias ajustadas por modelos que correlacionan las variables críticas de cada sector para crear escenarios esperados. La planeación está orientada entonces a definir las condiciones futuras de la oferta en crecimiento de la capacidad instalada y la infraestructura de transmisión y distribución para satisfacer la demanda esperada, elaborar programas de obra y estimar las inversiones requeridas. Para ello se analizan el escenario más probable, el pesimista (una demanda más alta) y el optimista (una demanda más baja).

La metodología aquí utilizada para la prospectiva es similar, con la variante de que en vez de utilizar los modelos econométricos mencionados se hace uso de regresiones con datos históricos. La razón de ello es que la información requerida por los modelos y la existente a nivel región, entidad,

municipio, sector tiene bajos niveles de certidumbre y no ha sido validada con trabajo de campo. Por otra parte, los estudios de esta naturaleza realizados en 1996 y 2002 con este procedimiento no han diferido mucho de los resultados reportados en las prospectivas nacionales.

Ahora bien, esta metodología no permite pronosticar los efectos de eventos no considerados o enmascarados por las tendencias históricas como pueden ser la presencia de fuertes inversiones en empresas con alta tecnología, intensivas en el uso de energía y más exigentes en la calidad de la misma (el caso de la Frontera del Silicio, por ejemplo), o que empresas instaladas dejen de operar por migrar sus instalaciones a otras regiones o países debido a cambios tecnológicos en sus líneas de producción o que encuentren opciones más atractivas (el caso de la producción de monitores planos, por ejemplo), el efecto de la volatilidad de los precios de los energéticos en el mercado internacional, el efecto de normatividades más estrictas en el control del impacto ambiental, la participación de las fuentes alternas, entre muchos otros factores tanto exógenos como endógenos que en el mundo globalizado actual puede introducir cambios muy significativos en el comportamiento presentado por los sistemas energéticos en los últimos 5, 10, o 15 años.

En base a lo anterior, la metodología propuesta para el presente estudio para el desarrollo de la planificación energética considera las siguientes directrices:

Enfocar la planificación energética hacia la planificación de la demanda. Esto no implica que no se consideren los resultados de la prospectiva basada en la planificación de la oferta, sino que esta última actúa como un marco de referencia de las tendencias mínimas de crecimiento de la demanda si las condiciones actuales se mantienen. Sobre esta base plantear metas, estrategias y mecanismos factibles y realizables que permitan modular el crecimiento de la demanda y del consumo de energéticos.

Diversificar, racionalizar y hacer más específicas las estrategias y mecanismos para modular el crecimiento de la demanda y el consumo de energéticos. Una forma convencional y universal de modular la demanda y el consumo es mediante políticas de precios elevando tarifas para obligar a los usuarios al uso de programas de ahorro y uso eficiente de la energía, en algunos países esto se ha acompañado de incentivos y/o programas de financiamiento. El problema de esta estrategia es que su aplicación no distingue entre usuarios eficientes o no, o entre usuarios con diferentes impactos por el uso de los energéticos, lo cual puede conducir a una pérdida en la competitividad o frenar el desarrollo social y económico de una región en particular. El enfoque en este estudio es modular el crecimiento de la demanda y del consumo incidiendo en forma selectiva sobre los principales usuarios en función de su impacto sobre el sector energético y sobre el desarrollo económico regional mediante estrategias de ahorro y uso eficiente de la energía combinadas con la participación en los servicios del sector energético (como cogeneración y autoabastecimiento) y ampliando las

fuentes de financiamiento (bonos de carbón e innovación tecnológica, por ejemplo) de tal forma que la planeación energética y su implementación sea sistémica y participativa.

Una vez propuestos los escenarios esperados como escenarios de referencia, en la planeación energética orientada a la demanda se procederá a evaluar los efectos tanto técnicos como económicos si se introducen una serie de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda, si se diversifican las fuentes y las tecnologías energéticas, si se abre el mercado eléctrico a nivel internacional. Se evaluarán las inversiones y costos asociados a las medidas propuestas, la factibilidad técnica y normativa, el impacto de la innovación tecnológica, así como la factibilidad económica considerando como fuentes de financiamiento los potenciales de ahorro, la disminución y/o el efecto de diferir inversiones, la disminución de emisiones al medio ambiente y la generación de recursos financieros adicionales en un mercado eléctrico más liberado.

Planeación estratégica.

La planeación estratégica es el proceso mediante el cual una organización define su visión de largo plazo, sus objetivos generales y las estrategias para alcanzarlos, a partir del análisis de su entorno directo e indirecto en el que se identifiquen sus fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas. Supone la participación activa de los actores organizacionales, la obtención permanente de información sobre sus factores clave de éxito, su revisión,

monitoreo y ajustes periódicos para que se convierta en un estilo de gestión que haga de la organización un ente proactivo y anticipatorio.

Estos conceptos resaltan la herramienta fundamental de la planeación estratégica, que es el análisis del entorno, a partir del cual se van a determinar la visión, misión, objetivos y estrategias de la organización o redefinirlas, con el fin de adaptarse y anticipar los cambios siempre con miras hacia el futuro. Además, se resalta la participación de toda la organización en la obtención de información sobre los factores claves de éxito, hacia el logro de una organización proactiva, aquella que genere cambios y no espere a que estos ocurran para después adaptarse.

El proceso de planeación estratégica que se seguirá comprende al menos el desarrollo de los siguientes diagnósticos, así como los análisis que se requieran para llegar a ellos: 1) Diagnóstico Situacional, 2) Diagnóstico Contextual, 3) Diagnóstico Coyuntural, 4) Prospectiva (ver Figura 3.1).

Diagnóstico situacional.

Se refiere a la información que identifica al sector o institución que formula el plan estratégico. Esta identificación incluye las características básicas del sector o institución, su naturaleza y sus relaciones de interacción funcional.

Es la descripción y explicación del estado actual observado, de las actividades y/o servicios producidos y utilizados, así como de los recursos disponibles, e incluye además un análisis retrospectivo que determina su situación actual.

Corresponde en esta etapa actualizar el enfoque estratégico observando los cambios ocurridos en el período analizado, identificar las oportunidades que se presentan actualmente en el entorno, de forma que se puedan enfocar las posibilidades reales de actuación en un horizonte de mediano y largo plazo.

El diagnóstico situacional se orienta a describir los problemas y potencialidades más relevantes relacionadas a las materias económica, energética, industrial y ambiental, que permitirán formular una propuesta de desarrollo e intervención en el ámbito energético.

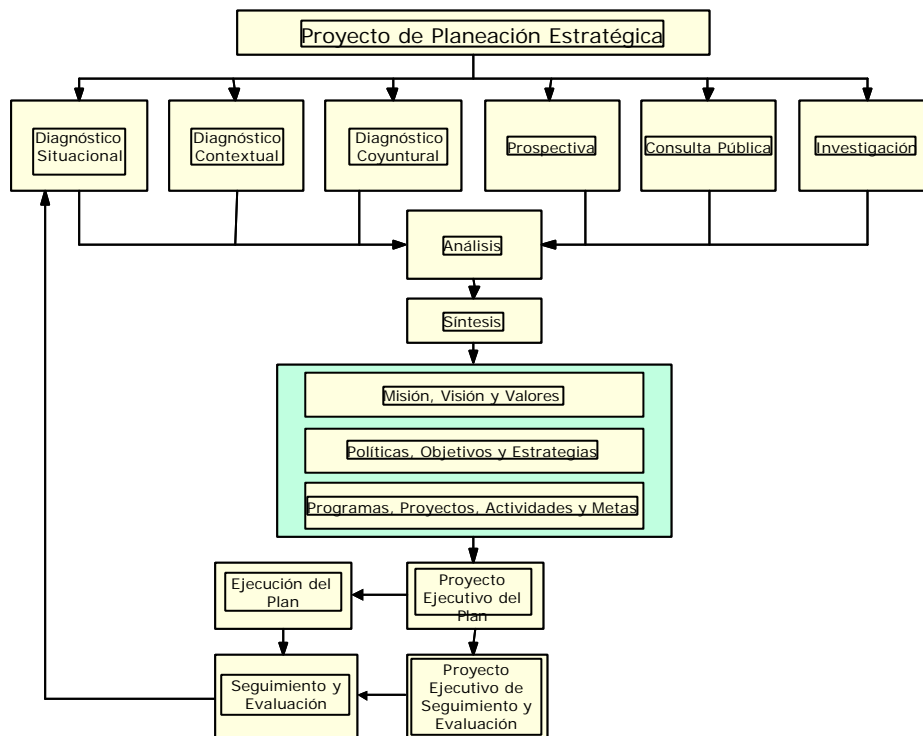


Figura 1.1. Modelo de Planeación Estratégica

Fuente: Actualización de la Planificación Energética de las ciudades de Mexicali y Tijuana, Baja California. Campbell R.H.E y Col. 2006

Diagnóstico contextual.

El diagnóstico contextual consiste en el análisis de las características geográficas, sociopolíticas, económicas, tecnológicas y culturales del medio ambiente en el que se desenvuelve el sector o institución. Identifica cuáles son los factores externos con los que interactúa, cuáles los problemas y necesidades a satisfacer, y cuáles las características del medio que pueden favorecer la acción y cuáles entorpecerla o frustrarla. Implica detectar las tendencias políticas, sociales, demográficas, económicas, demanda, oferta, y contrastarlas contra sus posibilidades físicas, recursos humanos, recursos tecnológicos, presupuesto, etcétera.

Se requiere la descripción cualitativa de la interacción, así como la asignación de la fuerza de la interacción. También se debe de tener una clara percepción del tipo, extensión, persistencia y consecuencias, de impacto que tiene el factor con respecto al sector o institución.

Este análisis de los factores que interactúan con cada uno de los sectores, permite establecer cuáles son los elementos determinantes sobre el sistema de los que hay que realizar un análisis más detallado para obtener un modelo estratégico que le de un mayor peso específico a las variables más relevantes que influyen en cada uno de los sectores y que tienen una mayor influencia sobre el sistema en lo general y sobre los escenarios que de el se planteen.

Diagnóstico coyuntural.

El método general de planeación estratégica adoptado amplia y universalmente incluye el denominado Análisis Coyuntural (o de FODA), que no es más que una forma estructurada de analizar los principales hechos y tendencias de la organización y elaborar un diagnóstico concreto de la realidad interna de la Institución y su relación con el medio externo en el cual se desenvuelve. De conformidad con este enfoque, el proceso de elaboración de un plan estratégico, que básicamente consiste en la determinación de la visión, misión y los objetivos de mediano y largo plazo, así como las estrategias y cursos de acción necesarios para alcanzarlos, implica la identificación, por un lado, de las oportunidades y amenazas y, por otro, de las fortalezas y debilidades. Idealmente, los objetivos estratégicos estarán sustentados en las fortalezas de la organización y en la superación de sus debilidades, con el fin de aprovechar las oportunidades externas y neutralizar las amenazas.

En el análisis coyuntural se consideran las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas, pero en lugar de listarlos en términos de percepciones de los directivos, se busca efectuar un análisis más estructurado que se concrete en hallazgos que contribuyan a la formulación de las estrategias. El análisis de FODA es una técnica que permite identificar y evaluar los factores positivos y negativos del ambiente externo y del ambiente interno, y adoptar decisiones sobre objetivos, cursos de acción y asignación de recursos sustentados en este análisis.

Las oportunidades son aquellas circunstancias o situaciones del entorno (fuerzas que surgen desde fuera de las fronteras de una organización, pero que afectan sus decisiones y acciones internas, así como sus actividades y desarrollo), son potencialmente favorables para la institución u organización que queramos estudiar. Puede consistir en una necesidad del mercado aun no cubierta o una tendencia en el entorno que puede permitir mejorar la posición de la organización, correspondiendo a aspectos del entorno que pueden ser aprovechados ventajosamente.

Las amenazas son aquellas circunstancias o situaciones del entorno desfavorables para la empresa que pueden afectar negativamente la marcha de la institución, de no tomarse las medidas necesarias en el momento oportuno. Si los directivos no toman una determinada acción estratégica ante esta tendencia desfavorable, que proviene del entorno, puede llevarla a su estancamiento o incluso su desaparición.

Las fortalezas son recursos de tipo interno que posee la institución en mejores condiciones que su competencia y que la hacen tener ventaja sobre los demás, y por lo tanto la hace rigurosa en su accionar. La Institución puede emplear estos elementos para lograr sus objetivos y mejorar su posición competitiva en el entorno. Son aquellos aspectos internos en los que somos fuertes y que debemos mantener o mejorar para posicionarnos adecuadamente en el contexto.

Las debilidades son limitaciones, defectos o inconsistencias en la institución, que constituyen un obstáculo para la consecución de los objetivos y una

merma en la calidad de la gestión. Son recursos de tipo interno que poseen las instituciones y que por el solo hecho de poseerlo la hacen vulnerable en su accionar en relación a su competencia. Aspectos internos en los que debemos mejorar para lograr una posición más competitiva.

Para desarrollar este diagnóstico, se aplicará para cada uno de los sectores bajo análisis una matriz que contenga los factores internos y externos que influyen en el sector.

Se requiere la descripción cualitativa del factor influyente, así como la asignación de la fuerza de la influencia, de acuerdo a la siguiente clasificación:

Clasificación	1	2	3	4
Oportunidad	Ligera	Moderada	Relevante	Crítica
Amenaza	Ligera	Moderada	Relevante	Crítica
Fortaleza	Ligera	Moderada	Relevante	Crítica
Debilidad	Ligera	Moderada	Relevante	Crítica

En forma muy similar a lo que ocurre en el diagnóstico contextual, este análisis de los factores internos y externos que influyen en cada uno de los sectores, permite determinar cuáles son los elementos más relevantes sobre el sistema energético en general, cuáles son las mejores oportunidades del contexto que hay que aprovechar y cuáles las mayores amenazas que hay que tratar de neutralizar, así como cuáles son las mayores fortalezas internas del sistema y cuáles las debilidades que deberemos de eliminar.

Prospectiva.

La planeación prospectiva se basa en construir el estado ideal del objeto de planeación, en un horizonte de tiempo determinado, contrastando con los

resultados del diagnóstico de las condiciones actuales, y que finalmente proponga las estrategias y los medios operativos para definir la trayectoria que confluya con el ideal deseado.

El quehacer de la prospectiva está en el presente. Ya no son posibles los proyectos lineales, las predicciones o las adivinanzas respecto a una sociedad, un sector o una institución. El futuro es impredecible, pero puede ser construido. Por ello, cuando se intenta dar una imagen cercana de futuro, ésta se hace con la intención de propiciar cambios en la situación actual.

Este enfoque de planeación permite la observación de los fenómenos desde una nueva perspectiva. En ella se trata de incorporar la previsión del futuro al análisis de los procesos sociales, sectoriales o institucionales. El fundamento está en proyectarse desde la perspectiva del futuro y pasar de la intencionalidad a la acción con base en un proyecto construido.

Capítulo 2

DIAGNÓSTICO.

Diagnóstico situacional.

Las perspectivas energéticas desarrolladas por la Secretaría de Energía (SENER) prácticamente presentan pronósticos de demanda de energía para determinar la programación adecuada de los recursos del lado de la oferta para satisfacer esa demanda. Este enfoque sustentado en modelos econométricos es funcional cuando las cargas crecen en forma estable y predecible de tal forma que se puede responder con nuevas inversiones calendarizadas de la manera más económica posible. Este escenario se caracteriza porque las nuevas instalaciones tienen costos reales menores y los precios de la energía reales resultantes son estables o decrecientes.

Descripción del sistema eléctrico.

El sector energético nacional está organizado con un esquema centralizado y en el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se integra por dos empresas paraestatales. Este estudio analiza la principal de ellas que es Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Los sistemas eléctricos se caracterizan por una cadena de procesos que en el SEN se identifican como:

Proceso de generación.

Proceso de transmisión, transformación y control.

Proceso de distribución y comercialización.

El proceso de generación se divide en 5 Regiones ubicándose Baja California en la región Noroeste que comprende además las entidades federativas de Baja California Sur, Sonora y Sinaloa (Figura 2.1).

El proceso de transmisión, transformación y control se organiza en 8 áreas de control. El Área Baja California constituye una red en la cual se ubican la subárea Costa y la subárea Valle (Figura 2.2).

El proceso de distribución y comercialización comprende 13 divisiones de distribución. Baja California pertenece a la División Baja California la cual atiende además a Baja California Sur y el municipio de San Luis Río Colorado, Sonora (Figura 2.3).

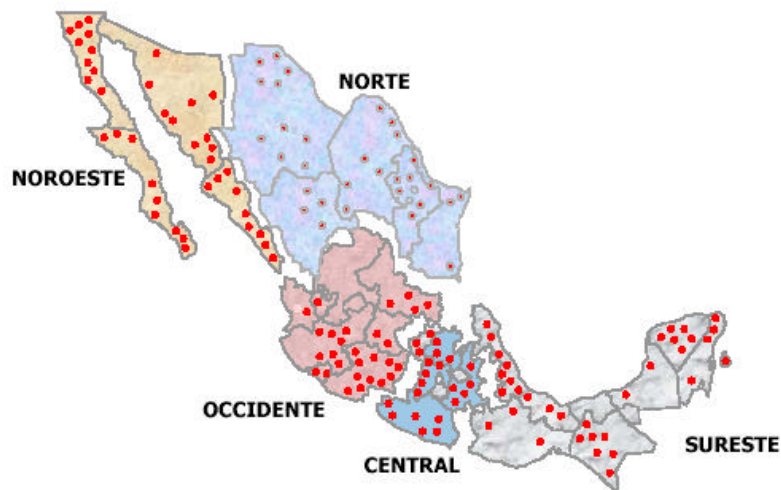


Figura 2.1 Regiones de generación.
Fuente: CFE Necesidades del Sector Eléctrico Nov. 2003.

Este esquema funcional complica el análisis de información estadística y de planeación, pues normalmente la información está integrada para la Región Noroeste, para el Área de Control Baja California (BC) y para Baja California como entidad federativa. Esto dificulta analizar por ejemplo, la energía generada por la Central Geotermoeléctrica de Cerro Prieto en Mexicali, cuánta de la misma se transmitió a la Costa y dentro de esa subárea el número de usuarios que hay en cada tarifa y cuánta energía demandaron.

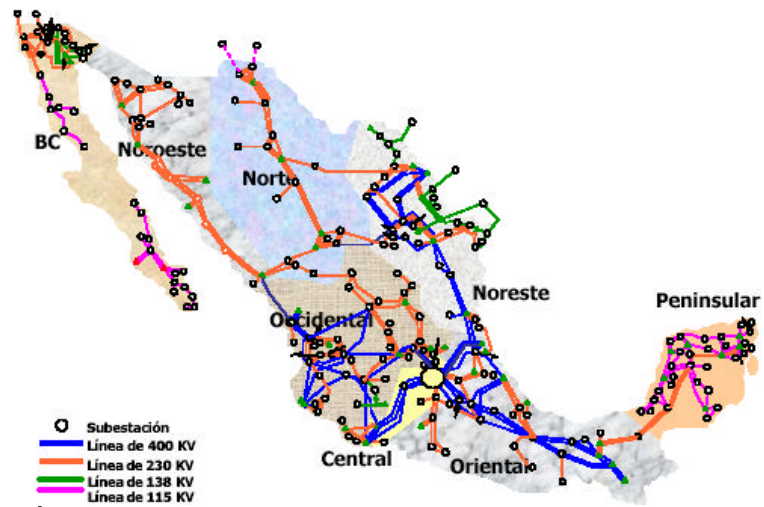


Figura 2.2 Áreas de control en transmisión, transformación y control.
 Fuente: CFE Necesidades del Sector Eléctrico Nov. 2003.



Figura 2.3 Divisiones de distribución
 Fuente: CFE Necesidades del Sector Eléctrico Nov, 2003.

En este estudio se intentó la mejor estimación de disgregación del consumo de electricidad por sectores y por municipio, la cual no será fielmente apegada a la realidad, pero la aproximación es lo suficientemente buena para los fines del diagnóstico y de la prospectiva energética.

Es urgente que los gobiernos estatales y municipales obtengan de CFE la información precisa de cuánta electricidad se está demandando, cuánta se

está consumiendo horaria, diaria, mensual y anualmente, desgredada por tarifas y sectores. Esta información es vital para que cada sector en cada municipio pueda realizar una planificación y hacer un uso racional y eficiente de la energía.

Las figuras 2.4 y 2.5 esquematizan la topología de la red de transmisión en las subáreas Costa y Valle.

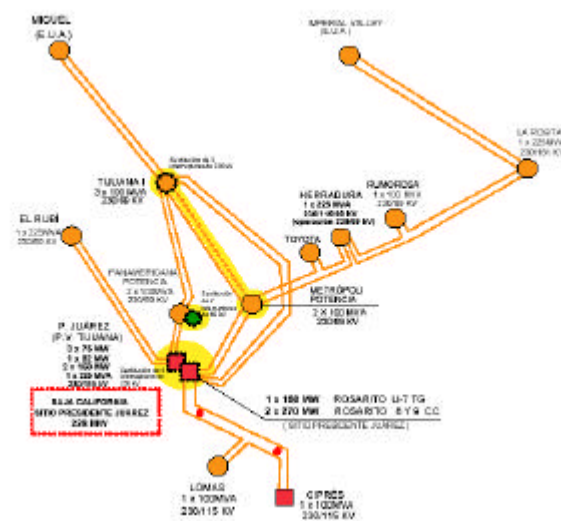


Figura 2.4 Topología de la red principal de transmisión subárea Costa
Fuente: CFE Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013.

La subárea Costa tiene capacidad para generar electricidad en las centrales ubicadas en Rosarito y Tijuana, puede intercambiar electricidad con Ensenada a través de una línea de transmisión con capacidad de 350 MW a 230 kV, con la Rosita en la subárea Valle con capacidad de 388 MW a 230 kV y con Miguel en Estados Unidos con capacidad de 400 MW a 230 kV. La subárea Valle genera con las centrales instaladas en Cerro Prieto y La Rosita y puede intercambiar energía con Imperial en Estados Unidos a través de una línea de transmisión con capacidad de 220 MW a 230 kV

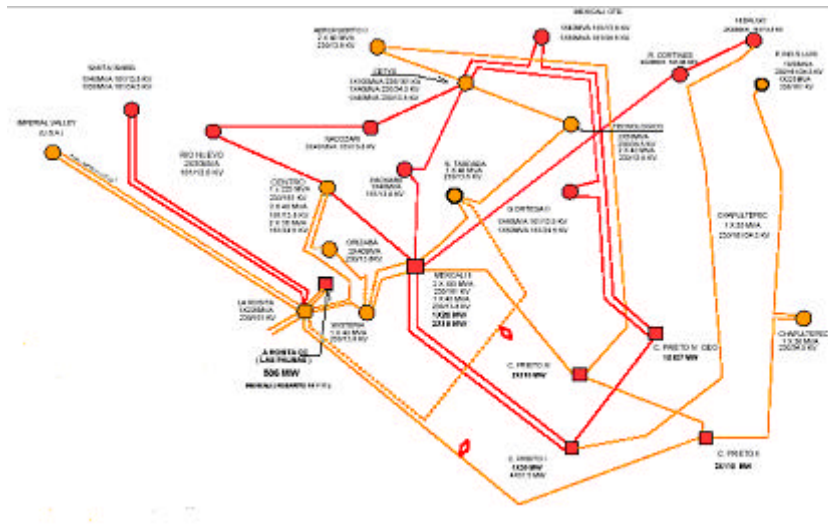


Figura 2.5 Topología de la red principal de transmisión subárea Valle
 Fuente: Este estudio, CFE. www.caiso.com/docs/2004/01/28/200401281555176559.pdk

La Tabla 2.1 muestra las centrales de generación instaladas y en operación en el Estado de Baja California en el 2004.

Tabla 2.1 Baja California: Capacidad instalada (2004)

Ubicación	Inicio operación	Edad a 2004	Tipo	Unidades	MW
Rosarito	6 de marzo de 1964	40 años	T.C. Comb	1	75
	11 de diciembre de 1964	40 años	T.C. Comb	2	75
	31 de agosto de 1963	41 años	T.C. Comb	3	75
	18 de marzo de 1969	35 años	T.C. Comb	4	75
	1 de agosto de 1991	13 años	T.C. Comb	5	160
	30 de junio de 1992	12 años	T.C. Comb	6	160
Tijuana	6 de julio de 2001	3 años	CCC GN	1	248
	6 de julio de 2001	3 años	CCC GN	2	248
	1 de julio de 1982	22 años	TG Diesel	1	30
Ensenada	5 de agosto de 1982	22 años	TG Diesel	2	30
	8 de junio de 1999	5 años	TG GN	3	150
	12 de diciembre de 1981	23 años	TG Diesel	1	27.43
Total	12 de febrero de 1982	22 años	TG Diesel	2	27.43
	Costa			13	1380.86

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.1 Baja California: Capacidad instalada (2004)(cont)

Ubicación	Inicio operación	Edad a 2004	Tipo	Unidades	MW
Mexicali	12 de octubre de 1973	31 años	Geotermia	1	37.5
	9 de mayo de 1973	31 años	Geotermia	2	37.5
	31 de enero de 1979	25 años	Geotermia	3	37.5
	31 de marzo de 1979	25 años	Geotermia	4	37.5
	23 de noviembre de 1981	23 años	Geotermia	5	30
	1 de febrero de 1984	20 años	Geotermia	6	110
	5 de junio de 1987	17 años	Geotermia	7	110
	24 de julio de 1985	19 años	Geotermia	8	110
	18 de abril de 1986	18 años	Geotermia	9	110
	1 de julio de 2003	1 años	Geotermia	10	25
	1 de julio de 2003	1 años	Geotermia	11	25
	1 de julio de 2003	1 años	Geotermia	12	25
	1 de julio de 2003	1 años	Geotermia	13	25
	1 de octubre de 1974	30 años	TG Diesel	1	26
	1 de agosto de 1977	27 años	TG Diesel	2	18
	1 de agosto de 1977	27 años	TG Diesel	3	18
	1 de julio de 2003	1 año	CCC GN	1,2,3,4	489
Total	Valle			20	1271
Total	Sistema Baja California			33	2651.86

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

En la región Tijuana-Rosarito-Tecate se encuentran instaladas 11 unidades con un total de 1,326 MW. Hay 6 unidades de tipo termoeléctrica convencional (TC) para operar con combustóleo y tienen una capacidad de 620 MW. Hay dos unidades de tipo ciclo combinado (CCC) operando con gas natural con capacidad de 496 MW, dos unidades de respaldo tipo turbogas (TG) que utilizan diesel como combustible con 60 MW de capacidad y una unidad de respaldo tipo turbogas de 150 MW que consume gas natural.

Sólo los 320 MW de termoeléctrica convencional que tienen 12 y 13 años, las dos unidades de ciclo combinado (496 MW) y la turbogas de 150 MW son las realmente efectivas con una capacidad de 966 MW. Los 320 MW de combustóleo actualmente están siendo convertidos a gas natural y está planeado convertir una de las unidades de 75 MW a gas natural y sacar de operación las otras tres unidades de 75 MW. La generación en la región

Tijuana-Rosarito-Tecate es con centrales que utilizan o utilizarán en un corto plazo sólo gas natural como combustible.

En Ensenada hay dos unidades turbogas operadas con diesel con una capacidad de 54.86 MW que sumadas a lo anterior le proporciona a la subárea Costa un total de 1380.86 MW instalados. Considerando la vida de las unidades la capacidad efectiva puede establecerse prácticamente en 966 MW que representan el 70% de la capacidad instalada en dicha subárea.

En la subárea Valle hay 720 MW en 13 unidades geotermoeléctricas que utilizan vapor geotérmico como combustible. Las primeras 5 unidades (180 MW) datan de hace más de 23 años y deben considerarse con las reservas del caso en cuanto a su efectividad en operación.

La unidad más nueva en la subárea Valle es de ciclo combinado operando con gas natural (489 MW), y existen además unidades turbogas de respaldo que contabilizan 62 MW para una capacidad instalada de 1,271 MW en el Valle. En la subárea Valle la generación de electricidad es con vapor geotérmico y gas natural.

Del total de 2,651.86 MW en el sistema, se puede considerar que sólo el 75% (2,000 MW) es efectivo.

La Figura 2.6 muestra la curva de demanda máxima que ocurrió en Baja California en el 2001 e ilustra la operación de las centrales de generación.

Las Centrales Base operan la mayor parte del tiempo todo el año y se seleccionan los sistemas de más bajo costo para suministrar la electricidad en la parte inferior del área contenida por la curva demanda-tiempo. La

central geotermoeléctrica de Cerro Prieto opera como central base del sistema. Las centrales reguladoras, operan preferentemente sólo en los picos de demanda (área superior bajo la curva) y tienen un mayor costo de generación como es el caso de la central termoeléctrica Presidente Juárez en Rosarito.

Por lo anterior, la subárea Costa que tiene capacidad suficiente para generar su propia electricidad, prácticamente está soportada por las centrales base localizadas en la subárea Valle.

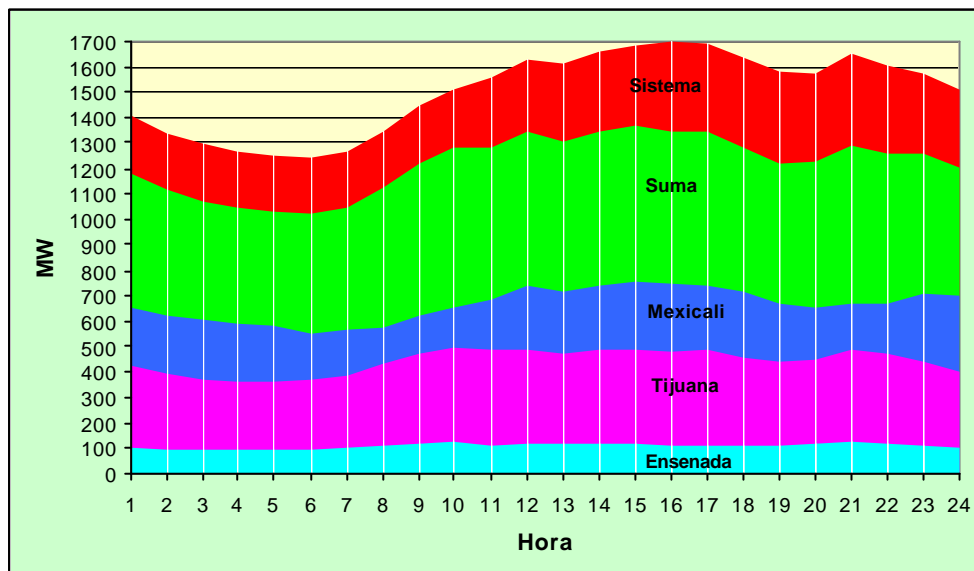


Figura 2.6 Baja California: Demanda máxima, agosto 16 de 2001
Fuente: CFE; 2001.

En la Tabla 2.2 se presenta la clasificación de tarifas del SEN el cual las asocia a los diferentes sectores en sus reportes. Las tarifas 1 corresponden al sector doméstico o residencial, las 2, 3 y 7 al comercial, las 5, 5A, 6 al servicio público, la tarifas 9 al sector agrícola, las de media tensión a la mediana industria y las tarifas de alta tensión a la gran industria.

Tabla 2.2 Clasificación de tarifas en el SEN.

Tarifas específicas	
Domésticas	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
Domésticas de alto consumo	DAC
Servicios públicos	5, 5A, 6
Agrícolas	9, 9M, 9-CU, 9-N
Temporal	7
Tarifas generales	
Baja tensión	2, 3
Media tensión	OM, HM, HMC
Alta Tensión	HS, HS-L, HT, HT-L
Servicio de respaldo	HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF
Servicio interrumpible	I-15, I-30

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Para los fines de este estudio se adopta en lo general esta clasificación sectorial en la forma que se indica en la Tabla 2.3, considerando que no altera los resultados del diagnóstico ni de la prospectiva.

Tabla 2.3 Relación de tarifas y sectores.

Sector	Tarifas
Doméstico	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
Comercial	2, 3, 7
Servicios	5A, 6
Agrícola	9, 9M
Mediana Industria	OM, HM
Gran Industria	HS, HT, HSL, HTL

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Si se requiere un análisis más detallado sector-tarifa es necesario contar con las bases de datos de CFE donde se tienen registrados los usuarios por giros o ramas de actividad. Por ejemplo: no sólo la mediana industria está en tarifas de media tensión, también la utilizan grandes comercios, muchos edificios públicos y de servicios, instituciones educativas, etc.

Evolución del sistema eléctrico de 1996 a 2004. Descripción del sistema eléctrico. Tendencias de crecimiento, distribución sectorial y por localidades.

La información por sectores y municipios se obtuvo para los años 1996 a 2001. Para disgregar la información a nivel sectorial y municipal para los periodos 1990-1995 y 2002-2004 se utilizaron correlaciones y porcentajes de distribución, con lo cual se lograron estimaciones con la precisión requerida para los fines de este estudio en diagnóstico y prospectiva.

Usuarios.

La Tabla 2.4 muestra el número de usuarios en Baja California en el período 1996-2004 disgregados por municipios. Cada usuario representa un nuevo contrato de servicio para CFE y la infraestructura de distribución para atenderlo.

Los usuarios de Mexicali representan el 34% del total, los de la zona Tijuana, Rosarito y Tecate el 51% y los de Ensenada el 15%. Las tasas de crecimiento compuestas referidas a 1996 indican que en el período 1996-2004 el número de usuarios en Baja California creció al 4.63% anual, tasa muy similar a la que se presentó para Mexicali y Tijuana que constituyen el 78% de los usuarios (ver Tabla 2.5). El caso de Rosarito es especial por su reciente creación y que antes se contabilizaba en Tijuana, mientras que en Ensenada y Tecate las tasas de crecimiento son de 5.15% y 7.28%, respectivamente.

Tabla 2.4 Baja California: Número de usuarios por municipio, 1996-2004.

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
1996	607,460	210,334	266,811	25,366	17,875	87,068
1997	632,865	219,775	280,961	20,690	18,566	92,867
1998	670,893	228,677	295,681	27,067	20,909	98,567
1999	697,803	239,406	310,712	21,301	22,490	103,879
2000	730,363	249,670	324,561	22,393	24,394	109,337
2001	761,870	260,199	339,408	21,604	26,412	114,239
2002	791,696	271,114	354,503	17,815	28,632	119,623
2003	835,456	286,370	369,488	24,924	29,696	124,969
2004	872,806	300,201	384,074	27,083	31,362	130,076

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.5 Tasas de crecimiento de usuarios por municipio, 1996-2004.
(Base 1996)

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
1996						
1997	4.18%	4.49%	5.30%	-18.44%	3.87%	6.66%
1998	5.09%	4.27%	5.27%	3.30%	8.15%	6.40%
1999	4.73%	4.41%	5.21%	-5.66%	7.96%	6.06%
2000	4.71%	4.38%	5.02%	-3.07%	8.08%	5.86%
2001	4.63%	4.35%	4.93%	-3.16%	8.12%	5.58%
2002	4.51%	4.32%	4.85%	-5.72%	8.17%	5.44%
2003	4.66%	4.51%	4.76%	-0.25%	7.52%	5.30%
2004	4.63%	4.55%	4.66%	0.82%	7.28%	5.15%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La Tabla 2.6 muestra la evolución del número de usuarios en Baja California por sector. El sector doméstico representa el 89% de los usuarios, el comercial el 9%, la mediana industria el 1% y el resto de sectores integra el 1% restante.

La Tabla 2.7 muestra las tasas de crecimiento compuestas referidas a 1996 del número de usuarios por sector para el período 1996-2004.

Las tasas de crecimiento del número de usuarios de los sectores doméstico y comercial por su predominancia son muy similares al 4.6% general. Los sectores de servicios y agrícolas presentan valores menores con una clara tendencia a la baja, mientras que la industria está presentando tasas del 10% o mayores.

Tabla 2.6 Baja California: Número de usuarios por sector, 1996-2004.

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
1996	544,207	56,237	2,375	1,662	2,946	28
1997	566,179	59,120	2,507	1,712	3,307	35
1998	599,882	62,802	2,670	1,845	3,660	42
1999	623,295	65,430	2,777	1,943	4,300	43
2000	652,289	68,218	2,803	1,995	5,003	47
2001	680,146	71,051	2,848	2,052	5,715	50
2002	705,278	74,778	2,959	2,110	6,513	50
2003	744,582	78,178	3,073	2,180	7,379	55
2004	778,500	80,608	3,164	2,124	8,342	60

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.7 Tasas de crecimiento de de usuarios por sector, 1996-2004
(Base 1996)

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
1996						
1997	4.04%	5.13%	5.56%	3.00%	12.26%	25.00%
1998	4.99%	5.68%	6.03%	5.36%	11.46%	22.47%
1999	4.63%	5.18%	5.35%	5.34%	13.44%	15.37%
2000	4.63%	4.95%	4.23%	4.67%	14.16%	13.82%
2001	4.56%	4.79%	3.70%	4.30%	14.17%	12.30%
2002	4.42%	4.86%	3.73%	4.06%	14.14%	10.15%
2003	4.58%	4.82%	3.75%	3.95%	14.02%	10.13%
2004	4.58%	4.60%	3.65%	3.11%	13.90%	10.00%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La tasa de crecimiento de la población 1990-2005 en Baja California fue de 3.8% y es importante observar que el número de usuarios está creciendo a una tasa mayor, lo que implica que siendo dominante el sector doméstico cada vez hay menos habitantes por usuario (menos habitantes por vivienda) disminuyendo de 4.38 en 1990 a 3.64 habitantes por usuario doméstico en el 2004. Las tablas 2.8, 2.9 y 2.10 muestran la evolución del número de usuarios de los sectores de servicios e industrial en el período 1996-2004, que son los sectores de interés, en la región de Mexicali, la región de Tijuana, Rosarito y Tecate y para la región de Ensenada en las cuales se ha disgregado el análisis espacial de este estudio.

Tabla 2.8 Mexicali: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
1996	1,018	1,026	14
1997	1,023	1,264	17
1998	1,129	1,303	21
1999	1,186	1,585	21
2000	1,276	1,913	23
2001	1,296	2,185	25
2002	1,347	2,490	25
2003	1,399	2,821	27
2004	1,440	3,189	30

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.9 Tijuana, Rosarito y Tecate: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
1996	1,076	1,451	14
1997	1,055	1,533	18
1998	1,114	1,758	21
1999	1,170	2,042	22
2000	1,102	2,320	24
2001	1,120	2,650	25
2002	1,163	3,020	25
2003	1,208	3,421	28
2004	1,244	3,868	30

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.10 Ensenada: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
1996	281	469	0
1997	429	509	0
1998	427	599	0
1999	421	673	0
2000	425	771	0
2001	432	880	0
2002	449	1,003	0
2003	466	1,137	0
2004	480	1,285	0

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Ventas de electricidad (MWh)

Las ventas de electricidad en MWh por municipio en el período 1996-2004 se muestran en la Tabla 2.11. Mexicali con el 34% de los usuarios de la entidad consume el 49% de la electricidad por el efecto de su clima semidesértico, la

región de Tijuana, Rosarito y Tecate consume el 41% y Ensenada el 10% restante.

Tabla 2.11 Baja California: Ventas electricidad por municipio (MWh) 1996-2004.

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
1996	5,244,584	2,615,500	1,930,540	61,243	131,631	505,670
1997	5,820,909	2,918,628	2,115,969	65,881	135,115	585,316
1998	5,974,623	2,830,770	2,332,955	72,510	142,266	596,122
1999	6,650,354	3,157,646	2,563,802	68,074	158,884	701,947
2000	7,522,056	3,589,163	2,907,230	72,313	178,872	774,479
2001	7,769,211	3,732,756	2,989,475	76,523	184,226	786,231
2002	7,677,526	3,654,411	2,972,714	73,969	182,212	794,221
2003	8,049,369	3,939,430	3,047,746	71,639	185,615	804,940
2004	8,390,318	4,082,278	3,201,674	72,636	193,738	839,991

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Las ventas o consumo de electricidad en Baja California están creciendo a una tasa anual compuesta con base a 1996 de 6.05%. Mexicali presenta una tasa ligeramente menor de 5.72% y Tijuana crece con una tasa de 6.53%, entre los dos municipios constituyen el 87% de las ventas del estado (ver Tabla 2.12). En todos los casos se observa una tendencia de disminución en las tasas de crecimiento.

La Tabla 2.13 presenta la evolución del consumo por sectores en Baja California en el período 1996-2004 y en la Tabla 2.14 se muestra la participación sectorial en las ventas donde se observa que el consumo principal es en las tarifas de media y alta tensión (mediana y gran industria) con 39% y 20%, respectivamente. El sector doméstico representa el 30% y el comercial el 8%. Los sectores de servicios y agrícola contribuyen con el 3% restante. El sector industrial con el 1% de los usuarios consume el 59% de las ventas internas de electricidad

Tabla 2.12 Baja California: Tasas de crecimiento de ventas de electricidad por municipio, 1996-2004 (Base 1996).

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
1996						
1997	10.99%	11.59%	9.61%	7.57%	2.65%	15.75%
1998	6.73%	4.03%	9.93%	8.81%	3.96%	8.58%
1999	8.24%	6.48%	9.92%	3.59%	6.47%	11.55%
2000	9.44%	8.23%	10.78%	4.24%	7.97%	11.25%
2001	8.18%	7.37%	9.14%	4.56%	6.95%	9.23%
2002	6.56%	5.73%	7.46%	3.20%	5.57%	7.81%
2003	6.31%	6.03%	6.74%	2.27%	5.03%	6.87%
2004	6.05%	5.72%	6.53%	2.16%	4.95%	6.55%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.13 Baja California: Ventas de electricidad por sector 1996-2004 (MWh).

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
1996	1,792,603	542,874	106,673	169,117	1,868,269	765,087
1997	1,892,511	568,909	116,388	164,997	2,056,986	1,021,167
1998	1,949,171	573,719	124,761	141,791	2,181,644	1,003,539
1999	2,106,801	632,426	125,365	169,638	2,515,677	1,100,449
2000	2,295,969	691,223	146,937	172,312	2,759,243	1,456,374
2001	2,469,034	736,446	137,702	159,984	2,826,116	1,439,932
2002	2,318,430	677,968	136,883	192,137	2,889,441	1,462,670
2003	2,458,779	673,070	143,836	191,573	3,054,424	1,527,690
2004	2,471,880	658,674	144,338	199,538	3,250,460	1,665,431

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

El consumo anual del sector doméstico por habitante pasó de 917 kWh/hab en 1996 a 1,057 kWh/hab en el 2003 y disminuyó en el 2004 a 953 kWh/hab como una respuesta lógica de elasticidad al precio al disminuirse los subsidios para las tarifas residenciales. En Mexicali por el efecto del clima, de tarifas especiales (1E y 1F) así como subsidios adicionales, el consumo anual por habitante del sector doméstico aumentó de 1,487 kWh/hab en 1996 a 1,909 kWh/hab en el 2003 y disminuyó a 1,869 kWh/hab en el 2004. En Tijuana el consumo anual por habitante del sector doméstico creció de 472 kWh/hab en 1996 a 515 kWh/hab en el 2002 y bajó a 483 kWh/hab en el 2003 y 2004.

Tabla 2.14 Baja California: Participación sectorial en el consumo, 1996-2004.

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
1996	34.18%	10.35%	2.03%	3.22%	35.62%	14.59%
1997	32.51%	9.77%	2.00%	2.83%	35.34%	17.54%
1998	32.62%	9.60%	2.09%	2.37%	36.52%	16.80%
1999	31.68%	9.51%	1.89%	2.55%	37.83%	16.55%
2000	30.52%	9.19%	1.95%	2.29%	36.68%	19.36%
2001	31.78%	9.48%	1.77%	2.06%	36.38%	18.53%
2002	30.20%	8.83%	1.78%	2.50%	37.64%	19.05%
2003	30.55%	8.36%	1.79%	2.38%	37.95%	18.98%
2004	29.46%	7.85%	1.72%	2.38%	38.74%	19.85%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La relación del consumo total anual de energía al número de habitantes creció de 2,682 kWh/hab en 1996 a 3,199 kWh/hab en 2004

La Tabla 2.15 muestra que el consumo industrial en media y alta tensión está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico. Esto se atribuye a la instalación de empresas más intensivas en el uso de la energía asociado con precios más altos en las tarifas domésticas, comerciales y de servicios.

Tabla 2.15 Baja California: Tasas de crecimiento de ventas de electricidad por sector, 1996-2004 (Base 1996).

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
1996						
1997	5.57%	4.80%	9.11%	-2.44%	10.10%	33.47%
1998	4.28%	2.80%	8.15%	-8.43%	8.06%	14.53%
1999	5.53%	5.22%	5.53%	0.10%	10.43%	12.88%
2000	6.38%	6.23%	8.34%	0.47%	10.24%	17.46%
2001	6.61%	6.29%	5.24%	-1.10%	8.63%	13.48%
2002	4.38%	3.77%	4.24%	2.15%	7.54%	11.41%
2003	4.62%	3.12%	4.36%	1.80%	7.28%	10.38%
2004	4.10%	2.45%	3.85%	2.09%	7.17%	10.21%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La Tabla 2.16 muestra la evolución de las ventas de los sectores de servicios e industrial en el período 1996-2004 en la región de Mexicali, la región de Tijuana, Rosarito y Tecate y para la región de Ensenada. En Mexicali se

consume el 46% de la electricidad destinada al sector de servicios en la entidad y el 44% de la que se consume en el sector industrial, mientras que la participación de Tijuana en estos mismos sectores es de 42% y 48%, respectivamente. Por su parte Ensenada participa con el 12% de las ventas para el sector servicios y con el 8% de las dedicadas al sector industrial.

Tabla 2.16 Baja California: Ventas de electricidad por región en los sectores de servicios e industrial, 1996-2004 (MWh).

Año	Mexicali		Tijuana, Rosarito, Tecate		Ensenada	
	Servicios	Industria	Servicios	Industria	Servicios	Industria
1996	45,122	1,171,408	44,598	1,240,014	16,953	221,895
1997	46,999	1,455,703	52,336	1,365,882	17,053	256,519
1998	49,031	1,386,069	57,648	1,518,688	18,082	280,424
1999	55,233	1,573,599	54,479	1,724,161	15,653	318,364
2000	58,254	1,834,474	68,890	2,009,997	19,793	371,144
2001	58,222	1,856,420	61,741	2,034,042	17,739	375,584
2002	61,213	1,893,871	58,781	2,075,077	16,889	383,161
2003	63,674	1,993,960	62,270	2,184,742	17,891	403,410
2004	66,136	2,139,206	60,748	2,343,886	17,454	432,796

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.17 Participación de las ventas de electricidad regionales en los sectores de servicios e industrial sobre la venta estatal, 1996-2004.

Año	Mexicali		Tijuana, Rosarito, Tecate		Ensenada	
	Servicios	Industria	Servicios	Industria	Servicios	Industria
1996	0.86%	22.34%	0.85%	23.64%	0.32%	4.23%
1997	0.81%	25.01%	0.90%	23.47%	0.29%	4.41%
1998	0.82%	23.20%	0.96%	25.42%	0.30%	4.69%
1999	0.83%	23.66%	0.82%	25.93%	0.24%	4.79%
2000	0.77%	24.39%	0.92%	26.72%	0.26%	4.93%
2001	0.75%	23.89%	0.79%	26.18%	0.23%	4.83%
2002	0.80%	24.67%	0.77%	27.03%	0.22%	4.99%
2003	0.79%	24.77%	0.77%	27.14%	0.22%	5.01%
2004	0.79%	25.50%	0.72%	27.94%	0.21%	5.16%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La Tabla 2.17 muestra la evolución de la participación del consumo de electricidad en los sectores de servicios e industrial sobre las ventas totales internas en Baja California desgregadas por región. En todos los casos se observa que el sector industrial tiene una tendencia creciente en su

participación en el consumo mientras que en el sector servicio ocurre lo contrario.

Capacidad instalada, demanda y generación de electricidad.

La capacidad instalada en Baja California se mantuvo en 1,417 MW hasta 1998 y se incrementó a 1,567 MW en 1999 al entrar en operación en Tijuana una planta de 150 MW de ciclo simple operada con gas natural. En el 2001 iniciaron operaciones en Rosarito dos unidades de ciclo combinado utilizando gas natural con capacidad de 248 MW cada una para alcanzar un total de 2063 MW y el último incremento ocurrió en el 2003 al iniciar operaciones 4 unidades geotermoeléctricas con capacidad de 25 MW cada una y 4 unidades de ciclo combinado operando con gas natural en Mexicali con capacidad integrada de 489 MW para que el sistema alcanzara su capacidad actual de 2,652 MW (ver Tabla 2.18).

Tabla 2.18 Baja California: Evolución de capacidad instalada 1996-2004 (MW).

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Ensenada
1996	1,417	682	60	620	55
1997	1,417	682	60	620	55
1998	1,417	682	60	620	55
1999	1,567	682	210	620	55
2000	1,567	682	210	620	55
2001	2,063	682	210	1,116	55
2002	2,063	682	210	1,116	55
2003	2,652	1,271	210	1,116	55
2004	2,652	1,271	210	1,116	55

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Las tablas 2.19 y 2.20 muestran que el crecimiento de la capacidad instalada ha sido utilizando gas natural como combustible y la geotermia que representaba el 57% de la capacidad instalada actualmente representa el

27%. Las unidades de ciclo combinado operando con gas natural, en 4 años ya representan el 37% de la capacidad instalada.

Tabla 2.19 Baja California: Evolución de capacidad instalada por tipo de tecnología y combustible, 1996-2004 (MW).

Año	Geotérmica	Térmica combustóleo.	Ciclo combinado gas natural	Turbogas diesel	Turbogas gas natural
1996	620	620	0	177	0
1997	620	620	0	177	0
1998	620	620	0	177	0
1999	620	620	0	177	150
2000	620	620	0	177	150
2001	620	620	496	177	150
2002	620	620	496	177	150
2003	720	620	985	177	150
2004	720	620	985	177	150

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.20 Baja California: Participación de la tecnología y los combustibles en la capacidad instalada, 1996-2004.

Año	Geotérmica	Térmica combustóleo.	Ciclo combinado gas natural	Turbogas diesel	Turbogas gas natural
1996	43.76%	43.76%	0.00%	12.48%	0.00%
1997	43.76%	43.76%	0.00%	12.48%	0.00%
1998	43.76%	43.76%	0.00%	12.48%	0.00%
1999	39.57%	39.57%	0.00%	11.29%	9.57%
2000	39.57%	39.57%	0.00%	11.29%	9.57%
2001	30.06%	30.06%	24.04%	8.57%	7.27%
2002	30.06%	30.06%	24.04%	8.57%	7.27%
2003	27.15%	23.38%	37.14%	6.67%	5.66%
2004	27.15%	23.38%	37.14%	6.67%	5.66%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Las demandas máximas coincidentes se refieren a la demanda que ocurre en cada localidad en el momento en que la suma de las demandas provoca un máximo en todo el sistema y normalmente difieren de las demandas máximas que se presentan en cada localidad. A las demandas que ocurren en cada localidad hay que añadir las demandas por usos propios del sistema para obtener la demanda de la entidad. En este caso hay que considerar además la demanda de San Luís R. C., Sonora y las demandas por

exportación e importación de energía con los Estados Unidos (ver Tabla 2.21). La demanda máxima en Baja California creció a tasas anuales compuestas de 6% a 7% en el período 1996 a 2004.

Tabla 2.21 Baja California: Evolución de la demanda, 1996-2004 (MW).

Año	Sistema	Baja California	Mexicali	Tijuana	Tecate	Ensenada	Usos propios
1996	1449	1,119	616	339	23	94	47
1997	1329	1,212	644	364	25	129	50
1998	1393	1,270	716	393	25	77	59
1999	1491	1,361	766	424	27	84	60
2000	1630	1,492	821	458	27	123	63
2001	1698	1,552	882	495	29	81	65
2002	1826	1,674	924	516	29	135	69
2003	1906	1,747	975	546	30	123	73
2004	1987	1,821	1,027	575	32	111	77

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La demanda máxima para Baja California ocurre normalmente en una hora de un día del mes de agosto. El sistema debe tener la capacidad de satisfacer esa demanda máxima y además mantener una capacidad de reserva para mantenimientos programados y salidas no programadas de unidades. Esta reserva para el Sistema de Baja California debe ser como mínimo el valor que sea mayor de la capacidad de la unidad más grande en operación (160 MW) o del 15% de la demanda máxima, (ver Tabla 2.22).

Tabla 2.22 Baja California: Evolución del margen de reserva 1996-2004 (MW)

Año	Sistema Total	Reserva 15%	Sistema Efectiva
1996	-32	217	-209
1997	88	199	-89
1998	24	209	-153
1999	76	224	-101
2000	-63	245	-240
2001	365	255	188
2002	237	274	60
2003	746	286	569
2004	665	298	488

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La diferencia entre la capacidad total instalada y la demanda máxima se conoce como reserva total del sistema, la cual se compara con la columna de reserva mínima (en este caso 15% de la demanda máxima) la cual para garantizar la confiabilidad del sistema siempre debe ser menor o igual a la reserva total. En los últimos 15 años esto sólo ha ocurrido en 1992, 1993, 2001, 2003 y 2004. En el resto de los años Baja California estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos

Si descontamos la operación de las unidades turbogas que están de respaldo para casos de emergencia o como un elemento de negociación comercial en la alternativa de operarlas o importar energía, se observa que el sistema fue deficitario de 1996 a 2002 en las centrales base y reguladoras. Esta es la razón principal de los altos costos de la energía en las horas de punta y de la demanda en el verano, buscando desincentivar la demanda y el consumo en estas situaciones para evitar importar energía u operar con centrales turbogas, ambas alternativas de alto costo.

De toda la energía que generan las centrales en Baja California (generación bruta), aproximadamente se entrega en forma real el 88% a los usuarios. El 4% de la generación bruta es utilizada por las mismas centrales y se estimó en este estudio que de la energía neta entregada el 1.4% de las ventas es utilizada por los procesos de transmisión y distribución (usos propios) y el 7% de las ventas son pérdidas técnicas del sistema. La Tabla 2.23 presenta la evolución de la generación neta en Baja California desglosada por las

localidades donde se ubican las centrales, y la Tabla 2.24 la participación porcentual de las localidades en la generación neta.

Tabla 2.23 Baja California: Evolución de la generación neta 1996-2004 (MWh).

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Ensenada
1996	7,113,470	4,461,287	4,468	2,643,630	4,085
1997	6,548,459	4,371,277	3,267	2,170,927	2,987
1998	6,576,729	4,651,195	3,877	1,918,112	3,545
1999	7,048,346	4,456,225	3,508	2,585,406	3,207
2000	7,741,641	4,817,890	3,508	2,917,036	3,207
2001	9,133,953	4,803,625	3,508	4,323,613	3,207
2002	9,091,940	4,803,625	3,508	4,281,600	3,207
2003	10,386,980	6,690,985	3,508	3,689,280	3,207
2004	10,833,380	8,200,980	3,508	2,625,684	3,207

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.24 Baja California: Participación de las localidades en la generación neta 1996-2004.

Año	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Ensenada
1996	62.72%	0.06%	37.16%	0.06%
1997	66.75%	0.05%	33.15%	0.05%
1998	70.72%	0.06%	29.17%	0.05%
1999	63.22%	0.05%	36.68%	0.05%
2000	62.23%	0.05%	37.68%	0.04%
2001	52.59%	0.04%	47.34%	0.04%
2002	52.83%	0.04%	47.09%	0.04%
2003	64.42%	0.03%	35.52%	0.03%
2004	75.70%	0.03%	24.24%	0.03%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Después de disminuir la generación neta de 1996 a 1997 y 1998 al terminar la importación comprometida a Estados Unidos de Cerro Prieto, la tasa compuesta de crecimiento referida a 1996 se ubica actualmente en 5.4%. La participación de la zona Costa del 37% en 1996, alcanzó un máximo de 47% en el 2001, para ubicarse actualmente en el 24%. Es evidente que la generación neta está soportada en las centrales ubicadas en Mexicali (centrales base) y que Rosarito sigue operando como una central reguladora.

Las variaciones en la participación de las centrales en la generación total se atribuyen principalmente a la relación entre el costo del combustible y la eficiencia de conversión, es decir, se opera la combinación de unidades por tecnología, combustible y eficiencia que representen la mejor opción económica y este criterio se aplica también a la programación de la disponibilidad de las mismas (mantenimiento, reparación, modificación, arranque de nuevas unidades).

Las tablas 2.25 y 2.26 presentan la participación por tipo de tecnología y de energético en la generación neta.

Tabla 2.25 Baja California: Generación neta por tipo de tecnología y energético, 1996-2004 (MWh).

Año	Geotérmica	Térmica combustóleo.	Ciclo combinado gas natural	Turbogas diesel	Turbogas gas natural
1996	4,456,670	2,643,630	0	13,170	0
1997	4,367,901	2,170,927	0	9,631	0
1998	4,647,189	1,918,112	0	11,428	0
1999	4,452,600	2,475,900	0	10,340	109,506
2000	4,814,265	2,362,961	0	10,340	554,075
2001	4,800,000	1,607,312	2,085,581	10,340	630,720
2002	4,800,000	1,076,429	2,711,255	10,340	493,916
2003	5,112,000	538,214	4,286,615	10,340	439,811
2004	4,907,520	0	5,792,532	10,340	122,988

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 2.26 Baja California: Participación por tipo de tecnología y energético en la generación neta, 1996-2004.

Año	Geotérmica	Térmica combustóleo.	Ciclo combinado gas natural	Turbogas diesel	Turbogas gas natural
1996	62.65%	37.16%	0.00%	0.19%	0.00%
1997	66.70%	33.15%	0.00%	0.15%	0.00%
1998	70.66%	29.17%	0.00%	0.17%	0.00%
1999	63.17%	35.13%	0.00%	0.15%	1.55%
2000	62.19%	30.52%	0.00%	0.13%	7.16%
2001	52.55%	17.60%	22.83%	0.11%	6.91%
2002	52.79%	11.84%	29.82%	0.11%	5.43%
2003	49.22%	5.18%	41.27%	0.10%	4.23%
2004	45.30%	0.00%	53.47%	0.10%	1.14%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

En 1996 el 63% de la generación neta estaba suministrada por vapor geotérmico y el 37% por combustóleo, al 2004 la geotermia contribuye con el 45%, prácticamente no se utiliza combustóleo y el 55% restante se produce con gas natural. El vapor geotérmico sigue siendo la opción más económica para generar y los precios del gas natural se han duplicado con respecto a lo esperado perdiendo su competitividad. Aun así el futuro de la generación en Baja California cada vez estará más dominada por el gas natural y por ello la importancia de lograr el abastecimiento de este combustible a precios accesibles.

Las tablas 2.27 y 2.28 presentan el balance general de electricidad para las zonas Valle y Costa, respectivamente.

Tabla 2.27 Baja California: Balance general de electricidad
Zona Valle, 1996-2004 (MWh).

Año	Generación Bruta	Generación neta	Pérdidas y usos propios	Entregado	Ventas	Exportación	Importación	Superávit Déficit
1996	4,652,719	4,461,287	250,710	4,210,577	2,984,641	1,258,000	355,000	322,936
1997	4,639,094	4,371,277	277,619	4,093,658	3,304,987	17,000	406,000	1,177,672
1998	4,848,941	4,651,195	269,118	4,382,077	3,203,788	45,000	480,000	1,613,289
1999	4,678,557	4,456,225	300,177	4,156,048	3,573,536	31,000	646,000	1,197,512
2000	5,066,888	4,817,890	339,065	4,478,825	4,036,485	66,000	927,000	1,303,340
2001	5,003,856	4,803,625	352,263	4,451,361	4,193,611	112,000	82,000	227,751
2002	5,003,856	4,803,625	344,396	4,459,228	4,099,956	164,000	311,000	506,272
2003	6,756,856	6,690,985	370,822	6,320,163	4,414,548	765,000	45,000	1,185,614
2004	8,542,768	8,200,980	382,998	7,817,982	4,559,500	765,000	45,000	2,538,482

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La zona Costa en todo el período analizado siempre fue deficitaria en energía eléctrica y exceptuando los años de 1996, 2001 y 2002, en el resto de los años más de la tercera parte de la electricidad vendida en la zona Costa fue suministrada por la zona Valle. A lo anterior hay que agregar que la energía

utilizada para el bombeo de agua del acueducto Río Colorado-Tijuana es contabilizada en el área Valle.

Tabla 2.28 Baja California: Balance general de electricidad Zona Costa, 1996-2004 (MWh).

Año	Generación Bruta	Generación neta	Pérdidas y usos propios	Entregado	Ventas	Superávit Déficit
1996	2,790,102	2,652,183	220,880	2,431,304	2,629,519	-198,215
1997	2,312,695	2,177,182	243,818	1,933,364	2,902,598	-969,234
1998	2,048,606	1,925,534	264,100	1,661,434	3,144,045	-1,482,611
1999	2,795,413	2,592,121	293,406	2,298,715	3,492,929	-1,194,213
2000	3,135,369	2,923,751	330,384	2,593,367	3,933,137	-1,339,770
2001	4,521,144	4,330,328	339,085	3,991,244	4,036,721	-45,477
2002	4,467,144	4,288,315	337,961	3,950,354	4,023,345	-72,991
2003	3,850,144	3,695,995	345,254	3,350,742	4,110,161	-759,420
2004	2,742,232	2,632,400	361,893	2,270,507	4,308,249	-2,037,742

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Balances de energía en el sector eléctrico

Los balances de energía expresan la energía que entra y sale de un sistema, la generación o el consumo interno, según el caso, y como varían sus inventarios. Los balances se pueden expresar en cualquier sistema de unidades mientras sean consistentes.

El balance de energía eléctrica para la División Baja California para el período 1996 a 2004 se elaboró a partir de la información estadística disponible de CFE realizándose los ajustes necesarios para la consistencia del mismo (ver Tabla 2.29)

Los usos propios del proceso promediaron 4.65% de la generación bruta y fueron determinados por la diferencia entre la generación bruta y la generación neta de acuerdo a los datos reportados anualmente por CFE. De la generación neta se descontó la exportación de energía a los Estados

Unidos y se agregó la importación para obtener la energía neta necesaria en la División Baja California

Tabla 2.29 Balances de energía eléctrica División Baja California de CFE 1990-2004 (MWh).

Año	Generación Bruta	Usos Propios en generación	Generación Neta	Importación	Exportación	Energía neta necesaria	Usos propios, pérdidas ¹	Ventas sectoriales
1996	7,442,820	329,350	7,113,470	355,000	1,258,000	6,210,470	685,886	5,524,584
1997	6,951,788	403,329	6,548,459	406,000	17,000	6,937,459	807,550	6,129,909
1998	6,897,546	320,817	6,576,729	480,000	45,000	7,011,729	720,106	6,291,623
1999	7,473,969	425,623	7,048,346	907,997	275,459	7,680,884	679,530	7,001,354
2000	8,202,257	460,616	7,741,641	1,174,737	320,020	8,596,358	677,302	7,919,056
2001	9,525,000	391,047	9,133,953	646,340	684,738	9,095,555	916,344	8,179,211
2002	9,471,000	379,060	9,091,940	311,000	164,000	9,238,940	1,124,414	8,114,526
2003	10,607,000	220,020	10,386,980	45,000	765,000	9,666,980	1,148,611	8,518,369
2004	11,285,000	451,620	10,833,380	45,000	765,000	10,113,380	1,237,082	8,876,298

*1 Usos propios y pérdidas en los procesos de transmisión y distribución.

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La importación de energía está asociada a que la demanda máxima del sistema no permite mantener la capacidad mínima de reserva para enfrentar situaciones contingentes, mientras que la exportación cuando las condiciones de mercado son favorables permite elevar los factores de planta y abatir los costos fijos del sistema mejorando la economía del mismo.

Los usos propios y las pérdidas del sistema en el proceso de transmisión, transformación y control y en el proceso de distribución y comercialización se contabilizaron globalmente como la diferencia entre la energía neta necesaria y las ventas sectoriales. En conjunto representan en promedio el 10% de la generación bruta y se estima que los usos propios son del orden de 2% y el restante 8% corresponde a las pérdidas en los procesos mencionados.

En 1990 por cada MWh consumido en la División Baja California era necesario generar 1.77 MWh, este valor descendió en 1996 a 1.35 MWh de

generación bruta por cada MWh de venta sectorial y para el 2004 este indicador tuvo un valor de 1.27.

Consumo de combustibles en el sector eléctrico

Las centrales de generación instaladas en Baja California utilizan como combustibles vapor geotérmico, combustóleo, diesel y gas natural. El vapor geotérmico sólo se emplea en la zona Valle mientras que el combustóleo sólo se utiliza en la zona Costa.

Para establecer el balance de energía en unidades consistentes así como para facilitar el cálculo y análisis de los consumos de combustible y las emisiones de gases a la atmósfera se transformaron las unidades de MWh a Gigacalorías (Gcal) y la Tabla 2.30 presenta la generación bruta anual en el período 1996-2004 de acuerdo a la zona donde se produjo la electricidad y el tipo de combustible que se utilizó.

Hasta antes de 1998 la producción de electricidad fue en base a vapor geotérmico (75% a 70%) auxiliándose con el uso de combustóleo. En 1999 entra a la matriz energética el gas natural y para el 2004 el 55% de la producción de energía eléctrica fue con este combustible y el resto con vapor geotérmico. El combustóleo prácticamente deja de utilizarse y el diesel siempre ha tenido una participación mínima en el sistema. La zona Costa prácticamente opera sólo con gas natural y participa con la cuarta parte de la generación bruta total del sistema.

Al entrar en operación una nueva unidad de generación planeada para satisfacer una demanda futura se requiere exportar energía para mantener

su factor de planta en niveles aceptables, lo cual produce que el aumento de la generación bruta no se de en forma continua. En el período 1993-1996 la generación bruta aumentó con la exportación a Estados Unidos para luego descender en 1997. En el período 1996-2004 La tasa compuesta de crecimiento de la generación bruta con base en 1996 fue de 5.34%.

Tabla 2.30 Generación bruta por tipo de combustible División Baja California 1996-2004 (Gcal).

Año	Zona Valle	Zona Costa	Sistema				Total
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	
1996	3,997,340	3,998	0	2,392,081	7,406	0	6,400,825
1997	3,986,647	2,973	0	1,983,410	5,508	0	5,978,538
1998	4,166,612	3,476	0	1,755,361	6,440	0	5,931,890
1999	4,020,242	3,316	0	2,299,812	6,144	98,099	6,427,613
2000	4,354,208	3,316	0	2,193,915	6,144	496,358	7,053,941
2001	4,300,000	3,316	0	1,448,687	6,144	2,433,353	8,191,500
2002	4,300,000	3,316	0	964,301	6,144	2,871,299	8,145,060
2003	4,396,320	3,316	1,411,260	482,150	6,144	2,822,830	9,122,020
2004	4,396,320	3,316	2,947,144	0	6,144	2,352,176	9,705,100

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

El uso de diferentes combustibles y tecnologías produce eficiencias globales en el sistema que en 1996 se ubicaban en 20% y que con la participación del gas natural se han elevado en el 2004 a 26%. Esta eficiencia global significa que actualmente por cada gigacaloría que se obtiene como electricidad en la generación bruta hay que alimentar del orden de 4 Gcal en forma de combustibles (ver Tabla 2.31).

Las centrales geotermoeléctricas tienen eficiencias de 16%, las plantas turbogas operando con diesel 17%, las termoeléctricas convencionales de Rosarito usando combustóleo 28% y 33%, las turbinas de ciclo simple con gas natural 42% y las de ciclo combinado con gas natural generan con una

eficiencia de 51%. La geotermia es un sistema de baja eficiencia pero se combina con bajos costos del vapor para generar a costos competitivos

Tabla 2.31 Energía suministrada por tipo de combustible División Baja California 1996-2004 (Gcal).

Año	Zona Valle	Zona Costa	Sistema				Total	Eficiencia
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural		
1996	24,629,330	24,126	0	7,664,877	44,695	0	32,363,028	20%
1997	24,563,444	17,942	0	6,355,384	33,238	0	30,970,008	19%
1998	25,672,288	20,980	0	5,624,651	38,867	0	31,356,786	19%
1999	24,770,437	20,014	0	7,369,221	37,077	234,687	32,431,437	20%
2000	26,828,142	20,014	0	7,029,898	37,077	1,187,460	35,102,592	20%
2001	26,494,147	20,014	0	4,467,261	37,077	5,015,120	36,033,619	23%
2002	26,494,147	20,014	0	2,922,124	37,077	5,820,949	35,294,311	23%
2003	27,087,616	20,014	2,767,176	1,461,062	37,077	5,704,993	37,077,938	25%
2004	27,087,616	20,014	5,778,714	0	37,077	4,659,657	37,583,078	26%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La Tabla 2.32 muestra los consumos de combustibles anuales utilizados en la generación de electricidad en la División Baja California en el período 1996-2004.

Tabla 2.32 Consumo de combustibles División Baja California 1996-2004.

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico (Toneladas)	Diesel (metros ³)	Gas Natural (metros ³)	Combustóleo (metros ³)	Diesel (metros ³)	Gas natural (metros ³)	Total bep
1996	37,317,166	2,611	0	769,566	4,837	0	24,508,162
1997	37,217,339	1,942	0	638,091	3,597	0	23,453,243
1998	38,897,405	2,271	0	564,724	4,206	0	23,746,146
1999	37,530,966	2,166	0	739,882	4,013	27,740,829	24,559,967
2000	40,648,701	2,166	0	705,813	4,013	140,361,753	26,582,804
2001	40,142,646	2,166	0	448,520	4,013	592,803,798	27,287,860
2002	40,142,646	2,166	0	293,386	4,013	688,055,482	26,727,990
2003	41,041,842	2,166	327,089,417	146,693	4,013	674,349,102	28,078,711
2004	41,041,842	2,166	683,063,162	0	4,013	550,786,866	28,461,248

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

El consumo total de combustible expresado en barriles equivalentes de petróleo (bep) creció en el período 1996-2004 con una tasa compuesta de 1.9%. Anualmente se extraen del orden de 40 millones de toneladas de vapor

geotérmico que evitan que se quemen del orden de 20 millones de bep. El gas natural cuyo consumo inició en 1999 para el 2004 se consumieron 1,234 millones de m³ equivalentes a 3.4 millones de m³/día, el 45% del cual se consume en la zona Costa.

El combustóleo después de alcanzar en 1996 un máximo de 770,000 m³/año para el 2004 prácticamente ya no participa en la matriz energética, mientras que la participación del diesel ha sido mínima aproximadamente 6,000 m³/año.

Emisión de gases a la atmósfera por la generación de electricidad

Las emisiones de gases contaminantes atribuidas a la generación de electricidad se evaluaron utilizando los factores de emisión reportados principalmente en el documento de trabajo “Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation”, preparado por Paul J. Millar, Zachary Patterson y Scott Vaughan de la Comisión para la Cooperación Ambiental (noviembre de 2001) mismos que se basan en datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX.

Estos factores fueron seleccionados y adaptados al sistema de unidades utilizando los valores que se reportan en la Tabla 2.33.

Con estos factores de emisión y los consumos de combustibles calculados para la generación de energía eléctrica se estimó la emisión de óxidos de azufre (contabilizados como SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de carbono (como CO₂). Para los fines de este estudio estos contaminantes se consideraron como los principales para fines de diagnóstico y prospectiva

Tabla 2.33 Factores de emisión de gases a la atmósfera.

Combustible	Unidad	SO ₂	CO ₂	NO _x
Vapor geotérmico	kg/ton	0.051	8.46	
Diesel	kg/m ³	8.52	2,659.00	2.88
Combustóleo	kg/m ³	37.68	2,910.00	5.64
Gas Natural	kg/m ³	0.0000096	1.92	0.00376

*Reportes de CFE en estudios previos de UABC.

**La emisión original es en forma de H₂S.

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (2001).

Emisiones de SO₂.

La Tabla 2.34 reporta las emisiones de SO₂ estimadas en este estudio para el período 1996-2004 por la generación de electricidad en Baja California. En 1996 se emitieron 31,000 toneladas de SO₂ generándose el 94% del mismo por la combustión del combustóleo en la zona Costa. A partir de 2001 se reduce la participación de este combustible al sustituirse con gas natural y las emisiones de SO₂ disminuyen en 93% para ubicarse en el 2004 en 2,200 toneladas las cuales fueron generadas principalmente en Cerro Prieto. Las emisiones relativas de SO₂ han disminuido de 4.84 kg por Gcal de electricidad generada (kg/Gcal) en 1996, equivalentes a 4.16 kg/MWh, a 0.22 kg/Gcal (0.19 kg/MWh) en el 2004.

Tabla 2.34 Baja California: Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 1996-2004 (ton).

Año	Zona Valle	Zona Costa	Sistema	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural				
1996	1,903	22	0	28,997	41	0	30,964
1997	1,898	17	0	24,043	30	0	25,989
1998	1,984	19	0	21,279	36	0	23,318
1999	1,914	18	0	27,879	34	0	29,846
2000	2,073	18	0	26,595	34	1	28,722
2001	2,047	18	0	16,900	34	6	19,006
2002	2,047	18	0	11,055	34	7	13,161
2003	2,093	18	3	5,527	34	7	7,683
2004	2,093	18	7	0	34	5	2,158

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (2001).

Emisiones de NO_x.

En el 2004 se estimaron las emisiones de NO_x en 5 toneladas correspondiendo el 45% de estas emisiones a la zona Costa. Las emisiones relativas disminuyeron 30% al pasar de 0.68 kg/Gcal (0.59 kg/MWh) en 1996 a 0.48 kg/Gcal (0.41 kg/MWh) en el 2004 (ver Tabla 2.35).

Tabla 2.35 Baja California: Emisiones de NO_x a la atmósfera 1996-2004 (ton).

Año	Zona Valle	Zona Costa	Sistema	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural				
1996	0	8	0	4,340	14	0	4,362
1997	0	6	0	3,599	10	0	3,615
1998	0	7	0	3,185	12	0	3,204
1999	0	6	0	4,173	12	104	4,295
2000	0	6	0	3,981	12	528	4,526
2001	0	6	0	2,530	12	2,229	4,776
2002	0	6	0	1,655	12	2,587	4,260
2003	0	6	1,230	827	12	2,536	4,611
2004	0	6	2,568	0	12	2,071	4,657

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (2001).

Emisiones de CO₂

En 1996 se estimó una emisión de 2.6 millones de toneladas de CO₂ el 87% fueron producidas por el uso de combustóleo en Rosarito. El efecto combinado del incremento de generación y la sustitución de combustóleo por gas natural mantuvo para el 2004 una emisión similar al estimarse en 2.7 millones de toneladas de CO₂, pero la participación de la zona Costa disminuyó a 39% y las emisiones relativas se abatieron 30% al pasar de 402 kg/Gcal (346 kg/MWh) en 1996 a 282 kg/Gcal (242 kg/MWh) en el 2004 (ver Tabla 2.36).

Tabla 2.36 Baja California: Emisiones de CO₂ a la atmósfera 1990-2004 (ton)

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
1996	315,703	6,943	0	2,239,437	12,862	0	2,574,945
1997	314,859	5,163	0	1,856,844	9,565	0	2,186,431
1998	329,072	6,037	0	1,643,347	11,185	0	1,989,641
1999	317,512	5,759	0	2,153,056	10,670	53,262	2,540,259
2000	343,888	5,759	0	2,053,916	10,670	269,495	2,683,728
2001	339,607	5,759	0	1,305,194	10,670	1,138,183	2,799,413
2002	339,607	5,759	0	853,753	10,670	1,321,067	2,530,855
2003	347,214	5,759	628,012	426,876	10,670	1,294,750	2,713,282
2004	347,214	5,759	1,311,481	0	10,670	1,057,511	2,732,635

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (2001).

Costo de los combustibles para generación eléctrica, costo de la producción de electricidad y precios de la electricidad.

El costo de la generación eléctrica está asociado en primer lugar al costo de los energéticos, los cuales han presentado gran volatilidad en los últimos años pero siempre con una tendencia a la alza. La Tabla 2.37 presenta los costos de los combustibles usados para generación en Baja California (excepto el combustóleo nacional que se presenta para fines comparativos) en las unidades más usuales y expresados en dólares de Estados Unidos, también se presentan en forma normalizada (USD/Gcal) para facilitar las comparaciones.

En el caso del vapor geotérmico el costo expresado en pesos/tonelada se estimó a partir del 2000 con una tasa anual de 2.8%. Para los otros combustibles se tomó como base los datos reportados por CFE en sus Factores de Ajuste para el costo del combustible. Para el gas natural se consideraron los valores reportados para Chihuahua incrementados en 20% para el caso de Baja California.

Tabla 2.37 Costo de los combustibles utilizados en generación de electricidad.

Año	Vapor Geotérmico		Combustóleo Imp		Combustóleo Nat.		Diesel		Gas natural	
	USD/Gcal	USD/Ton	USD/Gcal	USD/bbl	USD/Gcal	USD/bbl	USD/Gcal	USD/bbl	USD/Gcal	USD/mil ft ³
1997	1.70	1.13	13.05	20.66	10.38	16.44	19.85	31.43	11.82	2.83
1998	1.79	1.18	10.30	16.31	6.42	10.17	15.02	23.78	9.65	2.31
1999	1.89	1.24	16.60	26.28	10.29	16.29	22.05	34.92	14.20	3.40
2000	1.92	1.26	21.09	33.40	12.36	19.57	31.55	49.95	20.69	4.96
2001	1.97	1.30	14.92	23.62	11.31	17.91	22.49	35.62	13.70	3.28
2002	2.13	1.41	22.72	35.98	17.39	27.54	31.58	50.01	21.61	5.18
2003	1.92	1.27	21.14	33.47	17.08	27.04	31.31	49.57	22.50	5.39
2004	1.84	1.22	26.87	42.54	15.89	25.16	44.32	70.18	29.09	6.97
2005	1.95	1.29	40.57	64.24	23.24	36.81	47.00	74.42	47.55	11.39

**Reportes de CFE en estudios previos de UABC

Fuente: Este estudio y CFE (factores de ajuste para el costo del combustible)

Se observa que mientras para el vapor geotérmico se estima una tasa compuesta de incremento anual de 2%, para el combustóleo de importación esta tasa ha sido de 15%, para el nacional de 10%, para el diesel de 11% y para el gas natural de 19%. En el caso del combustóleo importado el precio en los últimos dos años ha sido del orden de 70% mayor que el nacional lo cual hace una diferencia significativa en la generación eléctrica de Baja California con este combustible y el resto del país. En lo que se refiere al gas natural presentó una tasa compuesta de incremento anual del orden de 13% en el 2002, 2003 y 2004, elevándose bruscamente hasta el 19% para el 2005. En estas condiciones el costo de una Gcal de gas natural es muy similar al costo de una Gcal de diesel o de combustóleo importado, el doble del costo de una Gcal de combustóleo nacional y 24 veces el costo de la Gcal de vapor geotérmico.

El costo de generación de electricidad está también asociado a la eficiencia de conversión de la energía del combustible (Ef.) la cual depende de la tecnología utilizada y de la participación de los costos no asociados al

combustible (Ind.) como mano de obra, otros insumos, otros gastos, el aprovechamiento, etcétera. La Tabla 2.38 presenta la evolución de los costos de generación con los diferentes combustibles y tecnologías en Baja California (excepto combustóleo nacional) considerando la eficiencia y los costos no asociados al combustible expresados en dólares por MWh y en dólares por Gcal de electricidad.

Tabla 2.38 Costos de generación con diferentes energéticos y tecnologías.

	Ef.	Ind.	Ef.	Ind.	Ef.	Ind.	Ef.	Ind.	Eficiencia	Indirectos
	16.23%	61.40%	31.50%	39.73%	31.50%	39.73%	50%	15%	41.80%	39.20%
	Cerro Prieto		Rosarito TE		TE		Ciclo Combinado (CCC)		Turbina Simple (TG)	
	Vapor Geotérmico		Combustóleo Imp.		Combustóleo Nal.		Gas natural		Gas natural	
Año	USD/MWh	USD/Gcal	USD/MWh	USD/Gcal	USD/MWh	USD/Gcal	USD/MWh	USD/Gcal	USD/MWh	USD/Gcal
1997	23.40	27.21	59.10	68.72	47.03	54.68	23.93	27.82	40.01	46.53
1998	24.63	28.64	46.65	54.25	29.08	33.81	19.54	22.72	32.67	37.99
1999	25.88	30.09	75.19	87.43	46.61	54.20	28.74	33.42	48.06	55.88
2000	26.29	30.57	95.55	111.11	55.98	65.10	41.87	48.69	70.02	81.42
2001	26.98	31.37	67.56	78.56	51.25	59.59	27.72	32.23	46.35	53.90
2002	29.28	34.04	102.92	119.67	78.80	91.62	43.74	50.86	73.14	85.04
2003	26.38	30.68	95.74	111.33	77.36	89.95	45.54	52.95	76.15	88.55
2004	25.29	29.40	121.70	141.51	71.96	83.68	58.86	68.44	98.43	114.46
2005	26.79	31.15	183.78	213.69	105.29	122.43	96.21	111.87	160.89	187.09

Fuente: Este estudio y CFE

Sobre la base de que las eficiencias de conversión y la participación de los costos no asociados al combustible no han variado significativamente en los últimos 10 años, es evidente que las tasas compuestas de incremento en los costos de generación es la misma en cada combustible en cada tecnología que las tasas compuestas de incremento de los combustibles. Pero hay una diferencia muy significativa entre los costos de generación al usar diferentes combustibles y tecnologías, así actualmente el costo de generar con combustóleo importado en las termoelectricas convencionales (TE) de Rosarito (184 USD/MWh) es muy similar al costo de hacerlo con gas natural

en una turbina simple (161 USD/MWh) y casi el doble del hacerlo con gas natural en un ciclo combinado (96 USD/MWh) o con combustóleo nacional en Rosarito (105 USD/MWh) y del orden de 7 veces el generar con vapor geotérmico (27 USD/MWh).

El costo de generación promedio del sistema eléctrico depende de la forma en que participe cada combustible y cada tecnología en la generación total anual. La Tabla 2.39 presenta como ha evolucionado esta participación en Baja California en el período 1996 a 2004.

Tabla 2.39 Participación de los energéticos y las tecnologías en la generación.

Año	Geotérmica	TC Comb.	CCC GN	TG Diesel	TG Gas
1996	62.65%	37.16%	0.00%	0.19%	0.00%
1997	66.70%	33.15%	0.00%	0.15%	0.00%
1998	70.66%	29.17%	0.00%	0.17%	0.00%
1999	63.17%	35.13%	0.00%	0.15%	1.55%
2000	62.19%	30.52%	0.00%	0.13%	7.16%
2001	52.55%	17.60%	22.83%	0.11%	6.91%
2002	52.79%	11.84%	29.82%	0.11%	5.43%
2003	49.22%	5.18%	41.27%	0.10%	4.23%
2004	45.30%	0.00%	53.47%	0.10%	1.14%
2005	40.01%	0.00%	51.67%	0.09%	8.23%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La geotermia que en 1998 representaba el 70% de la generación y el combustóleo el 30% restante, para el 2003 redujeron su participación al 49% y al 5%, respectivamente, con el incremento de la participación del gas natural al 46%, y para el 2005 la participación fue de 40% para la geotermia y el 60% para el gas natural.

Relacionando esta participación con los costos de generación por combustible y tecnología se determinó la participación de cada una de ellas en el costo medio de generación del sistema el cual representa el 60% del

costo de producción¹. Los resultados se presentan en la Tabla 2.40 en la cual se incluyen el porcentaje de participación de la geotermia y el precio del gas natural considerando que estos dos factores son los que controlan actualmente los costos medios de producción del sistema.

Tabla 2.40 Participación de los energéticos y las tecnologías en el costo medio de generación y producción (USD/MWh).

Año	Geotérmica	TC Comb.	CCC GN	TG Gas	Costo Medio Generación	Costo Medio Producción	Geotermia % Generación	Gas Natural USD/1000ft ³
1997	14.66	21.96	0.00	0.00	36.62	61.04	67	2.83
1998	16.43	15.47	0.00	0.00	31.90	53.16	71	2.31
1999	18.29	21.93	0.00	0.00	40.21	67.02	63	3.40
2000	16.61	33.57	0.00	1.09	51.26	85.44	62	4.96
2001	16.78	20.62	0.00	3.32	40.72	67.86	53	3.28
2002	15.39	18.11	9.99	5.05	48.53	80.89	53	5.18
2003	13.93	11.34	13.58	4.14	42.98	71.63	49	5.39
2004	12.44	6.31	24.29	4.17	47.21	78.68	45	6.97
2005	10.72	0.00	49.72	13.24	73.68	122.80	40	11.39

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Los costos de producción de electricidad que se incrementaron de 1997 al 2004 con una tasa compuesta de 3.7% anual dieron un salto en el 2005 para alcanzar una tasa compuesta de 9% anual impulsados por que la participación de la geotermia disminuyó a una tasa compuesta anual de 6% y que el precio del gas natural varió bruscamente su tasa compuesta anual de crecimiento del 13% al 19%. En el 2000 la geotermia tenía un impacto del 20% en el costo total de producción y el combustóleo el 40%, actualmente el impacto de la geotermia se ha reducido al 9% y el gas natural controla el 51% del costo de producción.

¹ Se tienen estimado para Baja California que la generación participa con el 60%, la transmisión con el 14% y la distribución y comercialización con el 26% del costo total de producción.

La Figura 2.7 presenta la evolución de precios de la electricidad en Baja California en las diferentes tarifas relacionadas con los sectores correspondientes y expresados en dólares por Gcal para incluir en forma comparativa el precio del gas natural. El precio medio de la electricidad en valores corrientes se ha incrementado con una tasa compuesta anual de 8.3%.

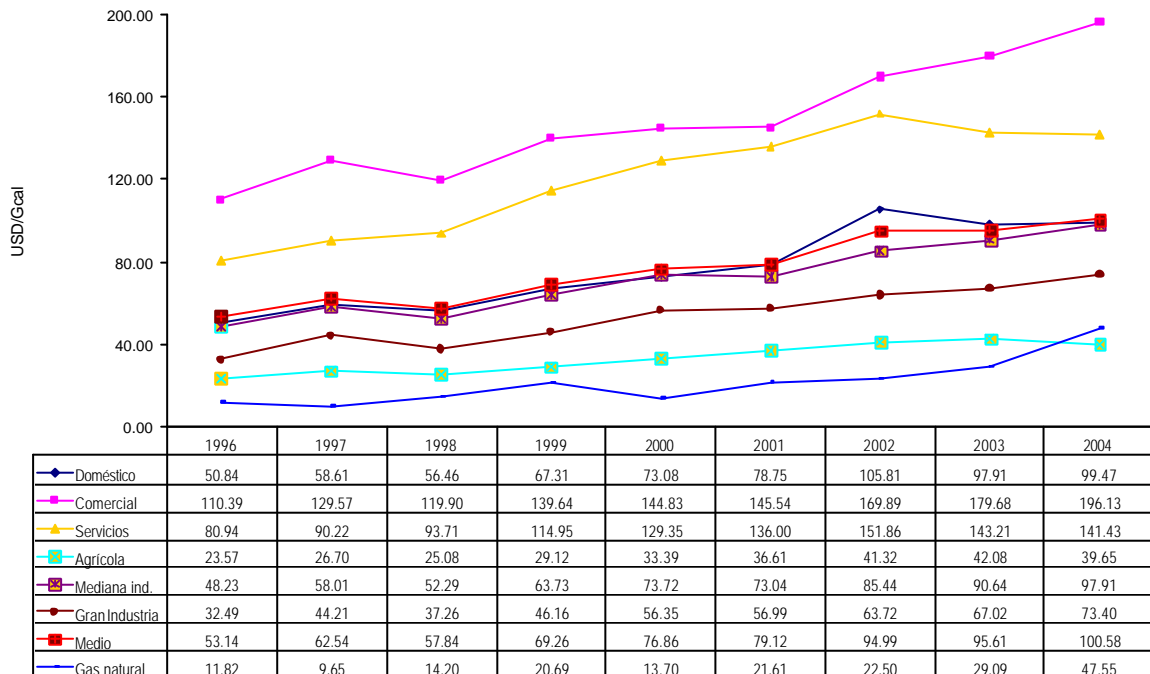


Figura 2.7 Precio de la electricidad en diferentes tarifas

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Se observa que el precio medio (100 USD/Gcal, 86 USD/MWh en el 2004) está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria (Tarifas de media tensión), las tarifas para los sectores comercial y de servicios están por arriba del precio medio, mientras que las tarifas de la gran industria (alta tensión) y agrícola están por abajo del precio medio. La

relación de precio medio a costo medio de producción hasta el 2000 fue inferior a la unidad (0.8 a 0.9) y del 2001 a la fecha esta relación se ha mantenido ligeramente superior a la unidad.

El precio medio de la tarifa agrícola que incluso en el 2004 está por debajo del precio del gas natural es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

Resumen del diagnóstico situacional.

El sector energético nacional posee una organización centralizada y en el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se integra por dos empresas paraestatales, analizándose en el presente estudio la principal de ellas (CFE) en cuanto a su esfera de competencia en Baja California.

El esquema funcional de CFE complica el análisis de información estadística y de planeación a nivel entidad, municipio y sector y es urgente que los estados y municipios obtengan información precisa de CFE sobre la electricidad que se está demandando, que se está consumiendo por hora, día, mes y año, disgregada por tarifas y sectores. Información que es vital para que cada sector en cada municipio pueda planificar y hacer un uso racional y eficiente de la energía.

En la región Tijuana-Rosarito-Tecate se encuentran instaladas 11 unidades de generación con un total de 1,326 MW. En Ensenada hay dos unidades turbogas con una capacidad de 54.86 MW que sumadas a lo anterior le

proporciona a la subárea Costa un total de 1380.86 MW instalados de los cuales este estudio considera que sólo 966 MW son efectivos (70%).

En la subárea Valle 13 unidades geotermoeléctricas (720 MW), una central de ciclo combinado (489 MW) y existen además unidades turbogas de respaldo que contabilizan 62 MW para una capacidad instalada de 1,271 MW en el Valle. Del total de 2,651.86 MW en el sistema, se puede considerar que sólo el 75% (2000 MW) es efectivo.

El SEN en sus reportes asocia las tarifas a los sectores. Las tarifas 1 corresponden al sector residencial, las 2, 3 y 7 al comercial, las 5, 5A, 6 al servicio público, la tarifas 9 al sector agrícola, las de media tensión a la mediana industria y las tarifas de alta tensión a la gran industria. Fuera de los sectores residencial, servicios y agrícolas que tienen tarifas específicas no se tiene información actualizada que permita definir con precisión la participación de los otros sectores. Por ejemplo: no sólo la mediana industria está en tarifas de media tensión, también la utilizan grandes comercios, muchos edificios públicos y de servicios e instituciones educativas.

Los usuarios de Mexicali representan el 34% del total, los de la zona Tijuana, Rosarito y Tecate el 51% y los de Ensenada el 15%. Las tasas de crecimiento compuestas referidas a 1996 indican que en el período 1996-2004 el número de usuarios en Baja California creció al 4.63% anual. El sector doméstico representa el 89% de los usuarios, el comercial el 9%, la mediana industria el 1% y el resto de sectores integra el 1% restante.

Las tasas de crecimiento del número de usuarios de los sectores doméstico y comercial por su predominancia son muy similares al 4.6% general. Los sectores de servicios y agrícolas presentan valores menores con una clara tendencia a la baja, mientras que la industria está presentando tasas del 10% o mayores.

La tasa de crecimiento de la población 1990-2005 en Baja California fue de 3.8% lo que implica que cada vez hay menos habitantes por usuario (menos habitantes por vivienda) disminuyendo de 4.38 en 1990 a 3.64 habitantes por usuario doméstico en el 2004.

Mexicali con el 34% de los usuarios de la entidad consume el 49% de la electricidad, la región de Tijuana, Rosarito y Tecate consume el 41% y Ensenada el 10% restante.

Las ventas o consumo de electricidad en Baja California están creciendo a una tasa anual compuesta con base a 1996 de 6.05%. En todos los casos se observa una tendencia de disminución en las tasas de crecimiento.

El consumo principal es en las tarifas de media y alta tensión (mediana y gran industria) con 39% y 20%, respectivamente. El sector doméstico representa el 30% y el comercial el 8%. Los sectores de servicios y agrícola contribuyen con el 3% restante. El sector industrial con el 1% de los usuarios consume el 59% de las ventas internas de electricidad.

En el sector residencial el consumo anual se incrementó de 917 kWh/hab en 1996 a 1,057 kWh/hab en el 2003 y disminuyó en el 2004 a 953 kWh/hab como una respuesta de elasticidad al precio al disminuirse los subsidios. El

consumo total anual de electricidad en Baja California creció de 2,682 kWh/hab en 1996 a 3,199 kWh/hab en 2004

El consumo industrial (media y alta tensión) está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico. Esto se atribuye a la instalación de empresas más intensivas en el uso de la energía asociado con precios más altos en las tarifas domésticas, comerciales y de servicios.

En Mexicali se consume el 46% de la electricidad destinada al sector de servicios en la entidad y el 44% de la que se consume en el sector industrial, mientras que la participación de Tijuana en estos mismos sectores es de 42% y 48%, respectivamente. Por su parte Ensenada participa con el 12% de las ventas para el sector servicios y con el 8% de las dedicadas al sector industrial.

La capacidad instalada en Baja California se mantuvo en 1,417 MW hasta 1998, se incrementó a 1,567 MW en 1999, a 2,063 MW en el 2001 y finalmente en el 2003 llegó a 2,652 MW. El crecimiento de la capacidad instalada principalmente ha sido utilizando gas natural y la geotermia que representaba el 57% de la capacidad instalada actualmente representa el 27.

En Baja California la demanda máxima creció a tasas de 6% a 7% en el período 1996 a 2004. En los últimos 15 años la reserva de capacidad total sólo fue suficiente en 1992, 1993, 2001, 2003 y 2004, en el resto de los años la entidad estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos.

Este esquema deficitario produce los altos precios de electricidad en las horas de punta en el verano buscando desincentivar la demanda y el consumo para evitar importar energía u operar con centrales turbogas, ambas alternativas de alto costo.

En Baja California el 88% de la generación bruta se entrega a los usuarios, el 4% se utiliza por las mismas centrales. Los usos propios de Transmisión y Distribución y las pérdidas técnicas del sistema son equivalentes al 1.4% y el 7% de las ventas de electricidad, respectivamente.

En 1996 el 63% de la generación neta estaba suministrada por vapor geotérmico y el 37% por combustóleo, al 2004 la geotermia contribuye con el 45%, prácticamente no se utiliza combustóleo y el 55% restante se produce con gas natural. El vapor geotérmico sigue siendo la opción más económica para generar y los precios del gas natural se han duplicado con respecto a lo esperado perdiendo su competitividad. Aun así el futuro de la generación en Baja California cada vez estará más dominada por el gas natural y por ello la importancia de lograr el abastecimiento de este combustible a precios accesibles.

Exceptuando los años de 1996, 2001 y 2002, en el resto de los años más de la tercera parte de la electricidad vendida en la zona Costa fue suministrada por la zona Valle. A lo anterior hay que agregar que la energía utilizada para el bombeo de agua del acueducto Río Colorado-Tijuana es contabilizada en el área Valle.

En 1990 por cada MWh consumido en la División Baja California era necesario generar 1.77 MWh, este valor descendió en 1996 a 1.35 y en el 2004 a 1.27 MWh de generación bruta por cada MWh de venta sectorial.

La eficiencia global en el sistema era de 20% en 1996, con la participación del gas natural se ha elevado a 26% en el 2004. Esto significa que actualmente por cada gigacaloría que se obtiene como electricidad en la generación bruta hay que alimentar del orden de 4 Gcal en forma de combustibles.

El consumo total de combustible expresado en barriles equivalentes de petróleo (bep) creció en el período 1996-2004 con una tasa compuesta de 1.9%. Anualmente se extraen del orden de 40 millones de toneladas de vapor geotérmico que evitan que se quemen del orden de 20 millones de bep. El gas natural cuyo consumo inició en 1999 para el 2004 se consumieron 1,234 millones de m³ equivalentes a 3.4 millones de m³/día. El combustóleo después de alcanzar en 1996 un máximo de 770,000 m³/año para el 2004 prácticamente ya no participa en la matriz energética, mientras que la participación del diesel ha sido mínima aproximadamente 6,000 m³/año.

En relación a la emisión de gases contaminantes a la atmósfera las emisiones relativas de SO₂ han disminuido de 4.16 kg/MWh generado en 1996 a 0.19 kg/MWh en el 2004, en el mismo período las emisiones de NO_x disminuyeron 30% al pasar de 0.59 kg/MWh a 0.41 kg/MWh.

Las emisiones totales de CO₂ estimadas en 2.6 millones de toneladas en 1996 no variaron significativamente en el 2004 por el efecto combinado del

incremento de generación y la sustitución de combustóleo por gas natural pero las emisiones relativas se abatieron 30% al pasar de 346 kg/MWh en 1996 a 242 kg/MWh en el 2004.

El costo de la generación eléctrica está asociado en primer lugar al costo de los energéticos, los cuales han presentado gran volatilidad en los últimos años pero siempre con una tendencia a la alza.

El precio del combustóleo importado en los últimos dos años ha sido del orden de 70% mayor que el nacional lo cual hace una diferencia significativa en la generación eléctrica de Baja California con este combustible y el resto del país. El gas natural presentó una tasa compuesta de incremento anual del orden de 13% en el 2002, 2003 y 2004, elevándose bruscamente hasta el 19% para el 2005. En estas condiciones el costo de una Gcal de gas natural es muy similar al costo de una Gcal de diesel o de combustóleo importado, el doble del costo de una Gcal de combustóleo nacional y 24 veces el costo de la Gcal de vapor geotérmico.

Considerando la eficiencia y los costos no asociados al combustible actualmente cuesta 184 USD/MWh generar con combustóleo importado en las termoeléctricas convencionales de Rosarito, costo muy similar al de generación con gas natural en una turbina simple (161 USD/MWh) y casi el doble del costo de gas natural en un ciclo combinado (96 USD/MWh) o con combustóleo nacional en Rosarito (105 USD/MWh) y del orden de 7 veces el generar con vapor geotérmico (27 USD/MWh).

El costo de generación promedio del sistema eléctrico es función de la participación de cada combustible y cada tecnología en la generación total anual. Los costos de producción de electricidad se incrementaron de 1997 al 2004 de 61 USD/MWh a 85.44 USD/MWh con una tasa compuesta de 3.7% anual con un salto en el 2005 para alcanzar 122.80 USD/MWh impulsados por la disminución de la participación de la geotermia y el crecimiento del precio del gas natural.

El precio medio (100 USD/Gcal, 86 USD/MWh en el 2004) está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria y en valores corrientes se ha incrementado con una tasa compuesta anual de 8.3%. Las tarifas para los sectores comercial y de servicios están por arriba del precio medio, mientras que las tarifas de la gran industria (alta tensión) y agrícola están por abajo del precio medio. La relación de precio medio a costo medio de producción en general es inferior a la unidad (0.8 a 0.9) y la tarifa agrícola es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

Diagnóstico contextual.

Factores que influyen en el sector

Condición de frontera. Este factor tiene una interacción crítica (4) con el sector eléctrico con impactos positivos y negativos. Entre los impactos positivos son relevantes la oportunidad de un mercado atractivo de energía en el sur de los Estados Unidos tanto para electricidad como para gas

natural, el acceso a tecnologías energéticas avanzadas y la existencia de normas ambientales más estrictas que obligan a disminuir los impactos al medio ambiente. Como impactos negativos debe considerarse el flujo de electrodomésticos, equipos y maquinaria industrial, así como unidades de transporte usadas y de tecnología obsoleta, ineficientes en el uso de la energía y altamente contaminantes, y actualmente estar al final de las redes de suministro de gas natural, de electricidad y de agua. El balance de la condición de frontera se considera de impacto positivo

Condiciones climáticas. El clima representa un factor crítico (4) con impacto negativo, las condiciones extremas de la zona semidesértica del Valle de Mexicali con temperaturas extremas con alta permanencia en el verano obliga al uso de sistemas de acondicionamiento ambiental en viviendas, edificios, industrias y vehículos provocando un uso intensivo de los energéticos. En el sistema eléctrico controla la curva de demanda afectando con ello a la zona costa.

Disponibilidad de agua. El agua también es un recurso escaso en la región, su extracción de los acuíferos, el transporte a la zona costa, la potabilización, y el tratamiento de aguas residuales son operaciones consumidoras de energía. Por otra parte las condiciones climáticas en Mexicali no permiten adecuadamente el uso de aire como medio de enfriamiento y en el caso de ciclos combinados se está utilizando aguas residuales tratadas y en la costa se trabaja con agua de mar, lo cual implica gastos de tratamiento y disposición. El agua remanente de los condensados en Cerro Prieto presenta

un potencial de uso tanto en sistemas de generación como en la industria. Para el sector energético la disponibilidad de agua se puede considerar un impacto negativo relevante (3)

Crecimiento de la población y de la PEA. La población creció de 1996 a 2004 en tasas del orden de 3% a 4% mientras que el número de usuarios domésticos del sector eléctrico lo hizo en tasas de 4% a 5%, lo que indica que cada vez hay menos habitantes por usuario, paralelamente las ventas de electricidad crecieron a tasas del 6%, el consumo por habitante se está incrementando, lo cual desde el punto de vista de desarrollo social y económico es positivo, pero se ejerce una presión sobre el sector eléctrico no sólo para satisfacer la demanda y crecer la infraestructura de distribución sino también para proporcionar el servicio a precios accesibles. Bajo las condiciones actuales el crecimiento de la población asociado a un aumento en el consumo por habitante y en el número de usuarios tiene un impacto negativo sobre el sistema que se considera crítico (3). La población económicamente activa fue del 55% en el 2000 con la mitad dedicada al sector terciario y el 28% en el sector manufactura, su crecimiento en este sector con mejores condiciones de salario tendría un impacto positivo liberando presiones sociales y económicas sobre el sistema energético.

Tasa de inflación. Si bien del 2000 al 2004 la tasa de inflación se mantiene entre el 4% y el 6% la volatilidad de precios del mercado internacional de energéticos en especial del crudo y el gas ejerce presiones sobre la electricidad, el gas natural y el gas LPG en Baja California, en este esquema

se puede considerar un impacto negativo de interacción relevante (3) dadas las tendencias actuales de los energéticos.

Evolución del PIB. De 1996 a 2004 la relación del consumo total de electricidad al PIB (intensidad energética) en Baja California se ha mantenido casi constante en un valor 0.4 kWh/USD a valores constantes de 1995, valor superior a los reportados para la Unión Europea (0.28) y la OCDE (0.32) y muy parecida al promedio mundial. Asia, África y los países que no pertenecen a la OCDE marcan tendencias crecientes que en el 2001 alcanzaron valores de 0.5 a 0.8. La relación entre el consumo de energía y el PIB no es tan directa, pero en términos generales se puede expresar que por cada dólar que se incremente el PIB el consumo de energía se aumenta en 0.4 kWh, dependiendo del valor agregado de la energía el efecto puede ser positivo o negativo, pero lo recomendable es bajar el valor de este indicador por lo cual se considera que con las tendencias actuales su impacto es negativo relevante (3).

Estabilidad política y económica. En términos generales la estabilidad política y económica del país es buena y así se observa en el período de 2000 a la fecha donde la inflación se ha mantenido en un dígito descendiendo de 27.7% en 1996 a 8.96% en el 2000. Los altos precios del petróleo en el mercado internacional han contribuido fuertemente a la estabilidad económica, sin embargo existe gran incertidumbre respecto a los cambios estructurales en materia energética y en materia fiscal, por lo cual este factor se considera de impacto negativo moderado (2).

Políticas nacionales. En general las políticas nacionales en materia energética tienen un impacto negativo relevante (3) sobre el sector energético de Baja California. Estas políticas normativas y administrativas basadas en el comportamiento promedio nacional y en la matriz energética nacional provocan efectos regresivos sobre el desarrollo social y económico de la entidad al ser un sistema aislado de la red eléctrica, de la red de gasoductos y oleoductos, sin fuentes energéticas primarias convencionales (gas, carbón, petróleo, hidroeléctrica) con una matriz energética diferente (geotermia y gas natural), con patrones de consumo influidos por un clima semidesértico, una transculturización fronteriza y ser un polo de desarrollo con fuerte atracción de población y de inversiones extranjeras.

Políticas estatales. Las políticas estatales tienen un impacto positivo crítico (4) al estar orientadas a la atracción de inversiones de alta tecnología y estrategias de agrupamientos empresariales lo cual le implica desarrollar esquemas para el suministro de agua y energía en calidad y precios competitivos en relación a países como China, India, Japón, Corea, Estados Unidos y Canadá. Para ello requiere y busca una mayor participación en las decisiones del sector energético manteniendo un desarrollo sustentable mitigando los impactos al medio ambiente.

Desarrollo tecnológico. El desarrollo tecnológico presenta impactos positivos y negativos sobre el sistema energético. En los procesos de generación la presencia de ciclos combinados asociados a la instalación de regasificadoras y sistemas de gasoductos coloca a la entidad en esquemas de tecnologías

de punta que permite una infraestructura confiable. En los procesos de transmisión y distribución no ocurre lo mismo y esto es un cuello de botella para el sistema. En la explotación de la geotermia el proceso de evaporación instantánea no ha evolucionado hacia tecnologías de ciclo binario y usos directos lo cual provoca una baja eficiencia en el uso del recurso. Del lado de la demanda los usuarios industriales, comerciales, de servicios y domésticos en su mayoría mantienen instalaciones de baja eficiencia en el uso de la energía e introducen problemas de calidad en el sistema. El establecimiento de nuevas industrias de alta tecnología incrementará la presión sobre la confiabilidad y la calidad de la energía en el sistema. El balance indica un impacto positivo moderado (2).

Inversión extranjera. La inversión extranjera si bien representa una presión en tiempo e infraestructura para el sector energético tiene un impacto positivo crítico (4) sobre el mismo. Proyectos como “La Frontera del Silicio” implican una demanda y consumo adicional de energéticos no contemplada en las prospectivas tendenciales. Por una parte serán instalaciones con alta tecnología que implica uso eficiente de energía y mitigación de impactos al medio ambiente, por otra parte, estas mismas empresas tendrán que contemplar plantas de generación, sistemas de transmisión y distribución y lo más probable es que sean con inversión y operación privada o esquemas mixtos de sector público y privado lo cual tenderá a mejorar la infraestructura, la disponibilidad y la confiabilidad en la región así como la capacidad de

gestión para obtener energéticos base como el gas natural a precios competitivos.

Tratados de libre comercio. En el TLCAN se establecieron, en su Capítulo VI denominado “Energía y Petroquímica Básica”, las reglas del juego con relación al comercio de bienes energéticos entre México, Estados Unidos y Canadá. En el artículo 601 son claros los principios de respeto constitucional, la intención de fortalecer el comercio de los bienes energéticos y petroquímicos y acrecentarlo a través de su liberalización gradual y sostenida, así como la importancia de contar con sectores energéticos y petroquímicos viables y competitivos a nivel internacional para promover sus respectivos intereses nacionales. Este tratado requiere un análisis especial por los sectores de Baja California en especial el anexo 602.3 de Reservas y Disposiciones Especiales donde pueden ubicarse el comercio internacional de energéticos, las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente de energía eléctrica. El TLCAN se considera puede tener un impacto positivo crítico (4) en el sector energético de Baja California pero no ha sido aprovechado por Baja California.

Competencia internacional. Restringiendo este factor al sector energético, actualmente la competencia internacional tiene una interacción crítica negativa (4). La instalación de plantas generadoras de energía eléctrica para exportar a los Estados Unidos e incluso los proyectos de construcción, arrendamiento y transferencia están vinculados a los proveedores de gas natural y así mismo los proyectos de regasificadoras. Sí no se establecen

alianzas estratégicas de empresas nacionales con extranjeras Baja California tendrá menos participación en la toma de decisiones energéticas y el sector usuarios tendrá posiciones muy endebladas para cualquier negociación.

Competencia nacional. Actualmente en el sector energético en lo que se refiere a suministro, almacenamiento, distribución y comercialización de energéticos base así como en el sector eléctrico al pertenecer a empresas paraestatales no hay competencia nacional y esto significa un impacto negativo relevante (3) que frena el desarrollo y la competitividad del mismo sector.

Precio de los energéticos. En las condiciones actuales el precio de los energéticos tiene un impacto negativo crítico (4). Al no incrementarse el uso de la geotermia que amortiguaba el impacto de los precios de los combustibles fósiles en la generación eléctrica, el uso obligado de combustóleo importado por ser una zona crítica ambiental el cual es 70% más caro que el combustóleo nacional y creciendo su precio a una tasa compuesta anual del 15% y esto sumado al fuerte incremento del precio del gas natural con una tasa compuesta anual de 19% hace que los precios de los energéticos impacten en forma negativa la competitividad del sector energético nacional en la entidad y que este impacto se transfiera a los otros sectores.

Capacidad de generación eléctrica. La capacidad actual de generación eléctrica y su estructura tiene un impacto negativo relevante (3) por su crecimiento preponderante en base a sistemas de ciclo combinado con gas

natural y menos en geotermia, así como la presencia de plantas que ya cumplieron su período de vida útil y de respaldo obsoletas y/o de baja eficiencia que restan confiabilidad del sistema obligando la importación de energía durante el verano.

Oferta de combustibles convencionales. Este factor tiene un impacto negativo crítico (4) ya que todos los combustibles convencionales como el combustóleo, diesel y gas natural no sólo tienen que ser suministrados del exterior de la entidad sino incluso del exterior del país situación provocada por ser una región fronteriza aislada sujeta a restricciones ambientales más estrictas que el resto del país y a precios de combustibles también más altos.

Oferta de energías alternas. La región posee una buena oferta de energía alterna como recursos naturales lo cual se considera un factor positivo crítico (4), la principal de ellas la geotermia y además con buen potencial de energía solar, eólico y biomasa. El problema no es la falta de recurso natural sino de planeación estratégica para su explotación apoyada en la innovación tecnológica y en una exploración y evaluación sistémica del potencial.

Comunicaciones y transportes. Se considera que la red de gasoductos y poliductos actuales es suficiente para los requerimientos del sector energético y la principal limitante es la infraestructura de transmisión de electricidad. El factor tiene un impacto positivo moderado (2).

Telecomunicaciones. El sistema de telecomunicaciones tiene un buen nivel y su impacto sobre el sector energético se considera positivo crítico (4).

Desarrollo de capacidades empresariales en el estado. Existe un buen desarrollo del sector empresarial del estado que presiona al sector energético para lograr un suministro competitivo y seguro de los energéticos. Con este enfoque se considera un impacto crítico positivo (4).

Desarrollo de capacidades de organización empresarial. La capacidad de organización empresarial está en el nivel de cámaras u organismos con poca participación en la toma de decisiones del sector energético y moviéndose al sistema de agrupamientos (clusters) por lo que se considera un impacto positivo moderado (2)

Rediseño de las prioridades estatales de apoyo a la industria. El rediseño de las prioridades estatales hacia empresas de alta tecnología apoyadas en infraestructuras para agua y energía y en la protección del medio ambiente se considera un factor con impacto positivo crítico (4) para el sector energético.

Emisión de contaminantes. En general este factor tiene un impacto positivo crítico (4) al disminuir la participación del combustóleo en la matriz energética para la generación de electricidad al disminuirse la emisión relativa de SO₂ de 4.16 kg/MWh en 1996 a 0.19 kg/MWh en el 2004, las de NO_x de 0.59 kg/MWh a 0.41 kg/MWh en el mismo período y las de CO₂ de 346 kg/MWh a 242 kg/MWh.

Consumo de energéticos. El consumo de energéticos para la generación eléctrica tiene un impacto positivo relevante (3) al elevarse la eficiencia global de conversión de 20% a 26% en el período 1996-2004 creciendo el consumo

de combustibles con una tasa compuesta anual de 1.9% mientras que la generación neta creció a una tasa compuesta anual de 5%.

Producción energética (usos propios y pérdidas). Este factor se considera de impacto negativo moderado (2) considerando que el 4% de la generación bruta en usos propios de centrales, el 1.4% de las ventas en los procesos de transmisión y distribución y 7% de las ventas en pérdidas técnicas que si bien son buenos indicadores en el contexto nacional no lo son a nivel internacional.

Capacidad de almacenamiento de energéticos. Este factor se considera de impacto negativo relevante (3) considerando que hay capacidad limitada de almacenamiento de combustóleo y prácticamente no existe para gas natural siendo el sector muy sensible a las variaciones de precio en el mercado o las fluctuaciones de oferta en los Estados Unidos.

Resumen del diagnóstico contextual.

Con 27 factores evaluados se detectaron 13 impactos positivos y 14 negativos con un grado de interacción muy similar entre ambos tipos de impactos. Esto refleja un equilibrio muy precario del sector energético y sumamente sensible a los cambios externos entre los cuales se consideran preocupantes:

Condiciones climáticas.

Disponibilidad de agua.

Crecimiento de la población.

Tasa de inflación.

Evolución del PIB.

Estabilidad política y económica.

Políticas nacionales.

Desarrollo tecnológico.

Competencia internacional.

Competencia nacional.

Precio de los energéticos.

Oferta de combustibles convencionales.

Capacidad de almacenamiento de energéticos.

Diagnóstico coyuntural.

Oportunidades.

Baja California como un polo de desarrollo: El crecimiento demográfico de Baja California acelerado por los flujos migratorios del centro y sur del país, se combina con patrones de consumo más altos y el efecto global es una tendencia creciente en el consumo de electricidad del sector residencial que incide en los sectores comercial y público al expandirse el mercado de bienes y servicios. El sector industrial es a la vez causa y efecto del crecimiento del consumo de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y público. Al ser atraído por la infraestructura física existente y la capacitación de los recursos humanos, el tejido industrial se renueva y crece requiriendo también más electricidad. El enfoque de esta oportunidad es el fortalecimiento de un mercado interno.

Los costos de producción: El costo medio de producción que en el 2005 se ubicó en 123 USD/MWh tiene potencial a disminuirse por debajo de los 70 USD/MWh si se incrementa la participación de la geotermia, se aprovecha la instalación de regasificadoras para posicionarse en el principio de la cadena de suministro de gas y electricidad en la región y se mitigan los impactos de los costos no asociados al combustible.

El potencial de exportación: El sistema de Baja California tiene la oportunidad de exportar suficiente electricidad para mantener sus factores de planta en 80% y con costos de producción competitivos se pueden lograr remanentes de explotación, que sumado a los productos de la exportación permitirán financiar el crecimiento del sistema y las acciones de apoyo al desarrollo social y económico. La instalación de regasificadoras y centrales dedicadas a la exportación de gas natural y electricidad hacia los Estados Unidos tendrán el efecto de amortiguar las variaciones de los precios de los energéticos en la región e incrementarán las opciones de suministro de electricidad en Baja California.

La propuesta de reforma del sector eléctrico: Actualmente están presentadas las iniciativas de reforma al sector eléctrico nacional que incluyen las reformas a los artículos 27 y 28 de la Constitución, a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, de la Ley Orgánica de CFE y la iniciativa de Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía. Existe la oportunidad de proponer y lograr la

modificación de algunos de los factores que están limitando las posibilidades de cambio.

Amenazas.

La resistencia al cambio: Existe una resistencia natural al cambio en el sector gubernamental, en el sector eléctrico y en los usuarios del sistema. La magnitud económica del cambio específico en Baja California no es tan relevante como el efecto sinérgico en el territorio nacional, las acciones aquí aplicadas podrían ser transferidas a otras regiones del país sin efectuar un diagnóstico específico como el que aquí se presenta. El universo posible de 400 industrias en Mexicali representan actualmente para CFE el 9% del consumo (764 GWh) y de los productos (710 millones de pesos), pero si las propuestas se reproducen a todo el universo de las tarifas HM y se logra abatir su precio medio en 36%, el resultado estimado es que mientras para la industria de Mexicali habrá un ahorro de 256 millones de pesos, los productos para CFE disminuirán en 882 millones de pesos (11%), un efecto multiplicador de 4 a nivel estatal. En el contexto nacional representa para CFE disminuir sus ingresos directos en 12,300 millones de pesos (10%), un efecto multiplicador de 50 veces.

La magnitud relativa del problema: Baja California con el 2.6% de la población nacional representa en el país del orden de 5% de los usuarios, en el consumo, en los productos, en la capacidad instalada y en la demanda (ocupa el penúltimo lugar en demandas máximas). La problemática de la electricidad en Baja California caracterizada por consumos de energía más

altos y con Índices de Desarrollo Humano superiores es minimizada y relegada ante la gran problemática nacional de la pérdida del poder adquisitivo de los salarios, el crecimiento de los índices de desempleo, la pérdida de competitividad de los sectores productivos y la contracción del mercado interno.

La política de precios de combustibles: Los costos de producción en Baja California son muy sensibles a la política de precios del combustible nacional. PEMEX vende los combustibles al Sistema Eléctrico de Baja California tomando como base el costo de oportunidad y no sus costos de producción. El costo de oportunidad se define como los ingresos que obtendría la paraestatal por vender sus productos en el mercado de referencia en vez de venderlo en el mercado nacional.

La dependencia del extranjero. Baja California tiene actualmente una fuerte dependencia de energéticos del extranjero. En el 2002 el precio medio del gas natural se incrementó en 57% y los costos medios de producción se incrementaron en 20% por el efecto amortiguador de las plantas geotérmicas. Para una situación similar en el 2004 con un incremento de 63% del precio del gas el costo de producción se elevó en 56% al predominar la generación con ciclo combinado.

Aprovechamiento y subsidios en la economía. Los criterios y procedimientos administrativos para aplicar los aprovechamientos y subsidios distorsionan la economía del Sistema Eléctrico Nacional y en este escenario se toman decisiones que impactan económica y socialmente a Baja California. Hay

Divisiones que reciben más subsidios que lo que entregan por aprovechamiento y en otras ocurre lo contrario. El sistema aprovechamiento-subsidios nunca fue un mecanismo de redistribución de la riqueza entre regiones y entidades federativas, no necesariamente los estados con menor desarrollo económico y social están recibiendo el beneficio de los subsidios. En realidad el aprovechamiento quedó definido como el abono anual de intereses sobre los activos con cargo a resultados en el Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado entre la CFE y el Gobierno Federal en agosto de 1986 y aparece en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 31 de 1986 y el 23 de diciembre de 1992

Fortalezas.

Baja California es un polo de desarrollo en el contexto nacional. Esto significa ser competitivo para atraer inversiones nacionales y extranjeras, pero también nos convierte en un centro de atracción poblacional. Para el sector energético representa un mercado creciente en demanda y consumo atractivo para atraer inversiones nacionales y extranjeras tanto para satisfacer la parte interna como la externa del mercado.

Consumos de electricidad y capacidad eléctrica instalada por habitante superiores al promedio nacional. En el 2005 Baja California presentó un consumo por habitante del orden de 3,100 kWh/hab y una capacidad instalada de 0.9 kW/hab (1.5 kW/hab si se incluye la capacidad dedicada a exportación), esto representa prácticamente el doble del consumo promedio nacional (1,500 kWh/hab) y de la capacidad nacional instalada por habitante

(0.43 kW/hab). Un habitante Canadiense consume 5 veces más electricidad que uno de Baja California, un estadounidense 4 veces más y un Japonés el doble, y la capacidad instalada por habitante es 4, 3 y 2 veces mayor, respectivamente. Estudios previos han demostrado la correlación de estos dos indicadores con el Índice de Desarrollo Humano, con datos al 2003 México se ubica en el lugar 53, Baja California en el 36, mientras que Canadá, Estados Unidos y Japón ocupan los lugares 5, 6 y 11, respectivamente.

Crecimiento del PIB por arriba del crecimiento de la población. Esto implica una región en desarrollo económico y que el consumo de electricidad se incrementa no es un aspecto negativo para estos casos, sino que indica un proceso de avance hacia mejores niveles de calidad de vida. De 1996 al 2000 el PIB de Baja California a valores constantes de 1993 estuvo creciendo a tasas más altas que la población, del 2001 al 2004 la población siguió creciendo a tasas de 3% mientras que el PIB lo hizo a tasas menores del 2% e incluso en el 2003 presentó un decremento de 0.2%

Baja California cuenta con recursos geotérmicos. La capacidad instalada en Cerro Prieto sólo es menor a la de Los Geysers en San Francisco y existen en Baja California otros yacimientos potenciales de explotación. La eficiencia de conversión del vapor geotérmico es 3 veces menor que la de ciclo combinado con gas natural (16% vs 50%), y el efecto de los costos no asociados al combustible es 4 veces mayor (60% vs 15%), pero el precio del vapor geotérmico hasta 2001 fue del orden de 7 veces menor que el del gas

natural y ya para el 2004 su costo fue 16 veces menor lo cual hace competitivo el costo de generación. Mientras que en el 2001 el costo de generar con geotermia se situó en 27 USD/MWh y el del gas natural con ciclo combinado en 28 USD/MWh para el 2004 los costos de generación fueron de 25 USD/MWh para la geotermia y de 59 USD/MWh para el gas natural. Tecnologías como las de ciclo binario y turbinas a boca de pozo ya están siendo probadas en Cerro Prieto lo que permitirá explotar fluidos de menor temperatura.

La conversión de termoeléctricas convencionales y el crecimiento con plantas de ciclo combinado operando con gas natural. El crecimiento reciente y polemizado de las plantas de ciclo combinado con gas natural hace evidente que la transformación que está ocurriendo internacionalmente llegará más pronto en nuestro estado que en el resto del país. No es válido oponerse a esta tendencia de desarrollo tecnológico, sino aprovecharlo como una fortaleza del sistema que incrementará su eficiencia, cuidando que los costos del combustible sean competitivos.

Sistema aislado de la red nacional interconectado al sur de los Estados Unidos, baja densidad de población y alta asimilación tecnológica. Estos factores colocan a Baja California en muy buena posición nacional. Así en el índice principal para la calidad de servicio que es el tiempo de interrupción por usuario en minutos, con 47 minutos en 2001 siendo el promedio nacional de 102 minutos y el índice de pérdidas con 6.29% mientras el promedio nacional se ubicó en 11.14%.

Factores de planta comparables a nivel internacional. Cerro Prieto está entre los sistemas con más alto factor de planta a nivel internacional. Las nuevas plantas tienen que asociarse a un sistema de exportación de energía para mantener estos factores de planta en niveles aceptables.

Debilidades.

Alto impacto de los costos no asociados al combustible en los costos de producción. El combustible representa el 30 % de los costos de generación cuando en otros países llega al 45% y al 50%. La contribución de los gastos no asociados al combustible representa del orden del 50% del costo de producción total. Internacionalmente se reportan plantas de ciclo combinado donde estos costos representan el 7% del costo de generación y carboeléctricas donde este valor es de 24%.

Estructuras normativas, económicas y financieras transferidas del SEN al sistema de Baja California. En el costo no asociado que prácticamente son costos fijos se incluye el *Aprovechamiento*, concepto que debe ser eliminado del sistema contable nacional, el cual aparece en el artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Electricidad representando un cargo de 9% sobre los activos en producción, esquema que distorsiona totalmente la economía del sistema, sobrevalúa del 40 al 50% el costo de operación, tiene fuertes implicaciones en las tarifas y políticas de precios de la electricidad en México y crea una falsa imagen en los medios nacionales e internacionales de que la electricidad está muy subsidiada.

Existencia de subsidios cruzados. Existen tarifas con déficit o usuarios dentro de las tarifas con esta situación, pero también se presentan tarifas con superávit las cuales están generando subsidios cruzados. En Baja California las diferencias entre el precio medio y el costo de producción se cubren principalmente con subsidios cruzados entre los diferentes sectores de usuarios. Sólo las tarifas de riego agrícola son realmente subsidiadas

Efecto del clima en la demanda y en la salud. En la curva de demanda en Baja California, se observa que de las 11 de la mañana hasta las 11 de la noche se está arriba del 90% de la demanda máxima, siendo el período crítico de las 12 a las 18 horas, mientras que en otras regiones del país el período ocurre de las 21 a las 23 horas. El período de punta dura 3 veces más en Baja California provocado por las características del clima en el Valle de Mexicali. Los meses de julio y agosto sobrepasan el 60% del tiempo con riesgo para la salud. En Mexicali el riesgo por agotamiento, deshidratación y posible golpe de calor es extremadamente alto en la época de verano, lo cual incluye también algunas de las horas nocturnas en las cuales la combinación temperatura ambiente-humedad relativa puede ser bastante peligrosa. Esto representa: el 48% de todo el verano (2,100 horas) el 21.2% de tiempo se está en peligro extremo (posible golpe de calor). En estos 6 meses se concentra el 98% del tiempo en el cual el peligro por agotamiento y golpe de calor puede ocurrir.

El sistema eléctrico de Baja California no está interconectado al sistema nacional. El sistema eléctrico nacional está dividido en 9 áreas, sólo las de la

Península de Baja California no están conectadas a la red principal nacional, e incluso no están conectadas entre ellas. Monterrey que tiene una capacidad instalada de 5,847 MW puede ser alimentado desde Laguna, Río Escondido, Huasteca, Reynosa y Aguascalientes-San Luís Potosí con líneas de transmisión que tienen capacidades desde 350 hasta 2,600 MW para un total de 7,305 MW. Mexicali con una capacidad instalada de 1271 MW cuenta con una línea de transmisión a Tijuana con capacidad de 250 MW y una línea de transmisión a Imperial Valley con capacidad de 220 MW. Existe una gran diferencia entre Monterrey y Mexicali para hacer frente a sus requerimientos de electricidad y en las opciones de interconexión y de fuentes energéticas para obtenerla.

Resumen del diagnóstico coyuntural.

El diagnóstico coyuntural consigna 7 fortalezas y 5 debilidades así como 5 amenazas y 4 oportunidades. De las oportunidades una de ellas se ubica en el ámbito del Gobierno Federal y las 4 amenazas están en el mismo nivel, por lo cual es estratégicamente importante incrementar la capacidad de gestión de la entidad con el Gobierno Federal modificando el enfoque de subsidios y tarifas (efectos) para ir a las causas reales del problema. De las siete fortalezas Baja California tiene que aprovechar más y mejor sus recursos geotérmicos y su ubicación para participar en el desarrollo de una red regional e internacional de energía (gas y electricidad) posicionándose en el principio de la cadena y como un fuerte intermediario hacia los Estados Unidos y Canadá. En lo que se refiere a sus cinco debilidades, tres de ellas

también dependen de su capacidad de gestión con el Gobierno Federal, una de ellas (el clima) es permanente y tiene que trabajar con acciones de mitigación. La otra (sistema aislado) tiene que convertirla en una oportunidad para funcionar como sistema de excepción y prototipo a nivel nacional.

Capítulo 3

**PROSPECTIVA 2005-2025 CON UNA
PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ORIENTADA A
LA OFERTA.**

Tendencias energéticas del sistema eléctrico.

La División Baja California de la CFE además del estado de Baja California incluye el municipio de San Luís Río Colorado, Sonora. Esta prospectiva 1995-2025 se elaboró considerando que no se realizan acciones que modifiquen el comportamiento histórico de las tendencias en el período 1996-2004, presentado en el capítulo anterior.

Este estudio se enfoca a los efectos de la variación de la matriz energética en los requerimientos de combustibles, así como en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. El pronóstico de estos efectos provee un escenario de referencia que apoyará la definición de políticas y requerimientos de infraestructura para el sistema eléctrico, para la recepción, almacenamiento y distribución de combustibles, así como para los sistemas de mitigación del impacto ambiental. La forma en que se reporta la información por el sector energético nacional no facilita disgregar los balances energéticos de las regiones a las entidades federativas, en los municipios de la entidad y en los sectores de los municipios, por ello se presenta el mejor escenario estimado al disgregar y proyectar información de la División Baja California a las zonas Valle y Costa.

La Dirección General de Planeación Energética de la Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico de la Secretaría de Energía presenta anualmente prospectivas energéticas para períodos de 10 años para el sector eléctrico, petrolíferos, el mercado de gas natural y para el mercado de gas licuado de petróleo, la publicación de referencia para este

estudio cubre el período 2004-2013. En la Prospectiva del Sector Eléctrico (SENER 1, 2004) la información normalmente se reporta para la Región Noroeste que comprende los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora y Sinaloa, en la misma prospectiva se presenta la evolución del sistema de Baja California en los 10 años anteriores (1993-2003).

Lo que se pretende establecer en las prospectivas es una planeación lo más cercano posible a las condiciones que se tendrán en el futuro, para lo cual las estimaciones se sustentan en supuestos económicos proyectados en escenarios alternos elaborados con base a modelos econométricos sectoriales y estimaciones regionales donde las tendencias de cada sector productivo se estiman de acuerdo a las observaciones históricas registradas.

Los principales supuestos utilizados por el sector energético implican el comportamiento esperado del PIB, los precios de la electricidad, los precios de los combustibles utilizados para la generación, el crecimiento de la población y la vivienda, variables de eficiencia energética, mejoras tecnológicas en los sectores residencial, comercial e industrial y los efectos de ahorro de energía.

Para los fines del presente estudio, se han revisado los supuestos a nivel nacional y regional, así como los resultados de las prospectivas mencionadas en los diferentes escenarios, buscando la coherencia entre los niveles de prospectiva, regional, estatal y por zona hasta el 2013 para llevar los resultados al 2025.

El crecimiento de la población en nuestra entidad es acelerado por los efectos migratorios y repercute en el incremento del número de usuarios del sector doméstico. Sobre esta relación directa se superpone una tendencia de disminución del número de habitantes por usuario al presentarse una mayor disponibilidad de viviendas. Por otra parte, el consumo por habitante se incrementa al incorporarse los inmigrantes a patrones de mejor calidad de vida, y el resultado global es una tendencia creciente en el consumo de electricidad del sector residencial incidiendo sobre los sectores comercial y público.

La globalización produce un crecimiento acelerado en el sector industrial que incide sobre el crecimiento de la población, mientras que las actividades primarias tienden a estabilizar sus demandas y consumos por las limitaciones de tierra y agua.

En un escenario deseado, se consideran políticas, estrategias y acciones que regulen el consumo y la demanda, ya sea limitándolo mediante políticas de precios altos y acciones de ahorro y uso eficiente, o bien induciendo el consumo y la demanda para desarrollar una región o una rama económica en la región mediante políticas de precios bajos.

En un escenario esperado, se considera el comportamiento histórico del sistema para evaluar sus tendencias y se proyectan considerando que no existe una acción reguladora, o bien que la inercia del sistema es tal que sus tendencias no son modificadas sustancialmente en períodos de 5 o 10 años.

Este es el caso clásico de una planificación orientada hacia la oferta y no hacia la demanda.

En esta parte del estudio se trabajó sobre escenarios esperados si no se modifica el comportamiento histórico de las tasas de crecimiento utilizando referencias de otros estudios realizados (UABC/CFE 1996, Campbell y Pérez 2003), actualizando las tendencias del comportamiento de variables como crecimiento de la población, número de usuarios, consumo por usuario entre otras. Se busca estimar de la mejor manera posible las ventas o consumos de electricidad esperados anualmente y para ello se realizaron regresiones mediante ajustes de tipo exponencial sobre la evolución histórica de cada sector en cada municipio para realizar la proyección a los próximos 20 años. Los resultados fueron comparados con las proyecciones al 2013 de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 presentada por la Secretaría de Energía en 2004 y contrastados con los consumos por habitante incidiendo o regulando los crecimientos sobre todo en los sectores doméstico e industrial que son los que más impactan en el sistema.

Evaluando los consumos anuales de la energía eléctrica en la región, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía, se obtuvo la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permitió estimar una demanda media de electricidad, y con el comportamiento histórico, se determinó la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema misma que en Baja California es controlada por los efectos del clima en la zona Valle. La

capacidad de generación requerida se calculó considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento (salidas programadas) y de las fallas de unidades (salidas no programadas). La capacidad requerida se comparó con la capacidad instalada y se determinó la necesidad de instalar nuevas plantas de generación y/o la necesidad de intercambiar energía con los Estados Unidos. La operación de las plantas generadoras para satisfacer la demanda y la inversión en nuevas plantas, son decisiones técnicas y económicas que dependen de la disponibilidad de tecnología y su eficiencia de conversión, de la disponibilidad y costo de los combustibles y de los costos adicionales o no asociados al combustible.

En los siguientes puntos se resumen los resultados de esta prospectiva 2005-2025 con relación al comportamiento esperado de la población, número de usuarios, habitantes por usuario, ventas, consumo por usuario y por habitante, demanda, capacidad requerida y generación de electricidad en la División Baja California, por municipio, por sector en las zonas Valle y Costa. Al reportar las tasas de variación se refiere a tasas de variación compuestas quinquenales a menos que se haga la aclaración correspondiente.

Población y número de usuarios 2005-2020.

Se realizó la proyección de la población que deberá ser atendida en la División Baja California de CFE en el período 2005-2025 utilizando los datos reportados por SIREM para 1993-2005 utilizando las tasas de crecimiento del 2005 al 2020 indicadas en la Tabla 3.1

Se estimó que Baja California crecerá con una tasa del orden de 2.40% para pasar de 2.8 millones de habitantes en 2005 a 4.5 millones de habitantes en 2025. Estos valores se compararon con las proyecciones reportadas por CONAPO y SIDUE obteniéndose una concordancia satisfactoria para los fines del presente estudio (ver Tabla 3.2).

Tabla 3.1 Tasas de crecimiento de la población, 2005-2020.

Municipio	Tasa 2005-2020
Ensenada	2.30%
Mexicali	0.90%
Rosarito	3.72%
Tecate	1.30%
Tijuana	3.10%
San Luís R. C. Son.	1.70%

Fuente: Este estudio, SIREM, CONAPO (2000)

Tabla 3.2 Proyección de población en la División Baja California 2005-2025

Año	Ensenada	Mexicali	Rosarito	Tecate	Tijuana	Total BC	San Luís	División
2000	369,600	764,900	72,612	72,684	1,212,200	2,491,996	145,300	2,637,296
2005	414,200	801,800	103,401	85,394	1,414,100	2,818,895	158,100	2,976,995
2010	464,075	838,536	127,351	99,237	1,647,303	3,176,502	172,003	3,348,506
2015	519,956	876,956	152,867	105,857	1,918,964	3,574,600	187,129	3,761,729
2020	582,565	917,136	183,496	112,919	2,235,425	4,031,541	203,585	4,235,127
2025	652,714	959,156	220,262	120,452	2,604,075	4,556,659	221,488	4,778,148

Fuente: Este estudio, SIREM, CONAPO (2000).

Número de usuarios.

El sector doméstico participa aproximadamente con el 90% del total de los usuarios del servicio eléctrico, por lo cual utilizando los datos estadísticos de número de usuarios se realizó la proyección mediante ajustes con modelos exponenciales y se comparó la tendencia con el número de habitantes por usuario del sector doméstico limitando todos los municipios a un mínimo de 2 habitantes por usuario (ver Tabla 3.3).

Tabla 3.3 Baja California: Número de usuarios por municipio, 2000-2025.

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000	730,355	249,670	324,561	22,393	24,394	109,337
2005	873,907	297,431	381,644	27,751	28,413	138,668
2010	1,091,051	349,505	489,635	37,369	37,479	177,064
2015	1,362,294	411,840	628,934	49,218	45,910	226,393
2020	1,707,442	487,155	809,103	64,886	56,345	289,952
2025	2,149,358	579,292	1,042,940	85,638	69,336	372,153

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La tendencia de crecimiento en el número de usuarios para Baja California es del orden de 5%, la cual es menor que la tasa de crecimiento de las viviendas provocando una disminución del número de habitantes por vivienda y por usuario. Los cruces de información estadística indican que el número de usuarios domésticos reportados por CFE tiende a ser mayor en un 25% que el número de viviendas reportadas por el Sistema Nacional de Información Municipal (SNIM), (ver tablas 3.4 y 3.5).

El número de habitantes por usuario del sector doméstico disminuirá en Baja California para pasar de 3.2 a 2.1 habitantes por usuario en el período 2005-2025, siendo más acentuado este proceso en Mexicali, Tecate y Ensenada que en Tijuana y Rosarito

Tabla 3.4 Tasas de crecimiento de usuarios por municipio.

Período	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000-05	3.7%	3.6%	3.3%	4.4%	3.1%	4.9%
2005-10	4.5%	3.3%	5.1%	6.1%	5.7%	5.0%
2010-15	4.5%	3.3%	5.1%	5.7%	4.1%	5.0%
2015-20	4.6%	3.4%	5.2%	5.7%	4.2%	5.1%
2020-25	4.7%	3.5%	5.2%	5.7%	4.2%	5.1%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Tabla 3.5 Número de habitantes por usuario del sector doméstico 2000-2025.

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000	3.8	3.4	4.2	3.6	3.4	3.9
2005	3.6	3.0	4.2	4.2	3.4	3.4
2010	3.3	2.7	3.8	3.8	3.0	3.0
2015	3.0	2.5	3.4	3.4	2.6	2.6
2020	2.7	2.2	3.1	3.1	2.3	2.3
2025	2.5	2.0	2.8	2.8	2.0	2.0

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Las variaciones esperadas del 2005 al 2025 de la participación de los sectores doméstico, comercial, servicios y agrícola no son significativas, el primero de ellos prácticamente se mantiene en el 88% de los usuarios, el comercial participa con el 9%. La mediana industria se espera que aumente su participación al pasar del 069% al 3.59% en el mismo período (ver Tabla 3.6).

Tabla 3.6 Baja California: Número de usuarios por sector, 2000-2025.

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
2000	652,289	68,218	2,803	1,995	5,003	47
2005	774,955	84,123	3,307	2,182	9,275	66
2010	964,427	104,132	4,125	2,500	15,756	111
2015	1,198,433	128,900	5,145	2,865	26,765	186
2020	1,492,403	159,560	6,418	3,283	45,468	310
2025	1,862,320	197,512	8,006	3,762	77,239	519

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Se estima que en el período 2005-2025 el número de usuarios de los sectores doméstico, comercial y de servicios aumentarán con una tasa del

4.5%, el sector agrícola con una tasa de 2.8% mientras que los usuarios industriales crecerán con una tasa del orden de 11% (ver Tabla 3.7).

Tabla 3.7 Tasas de crecimiento de de usuarios por sector, 2000-2025.

Período	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana Industria	Gran Industria
2000-05	3.5%	4.3%	3.4%	1.8%	13.1%	7.2%
2005-10	4.5%	4.4%	4.5%	2.8%	11.2%	10.8%
2010-15	4.4%	4.4%	4.5%	2.8%	11.2%	10.8%
2015-20	4.5%	4.4%	4.5%	2.8%	11.2%	10.8%
2020-25	4.5%	4.4%	4.5%	2.8%	11.2%	10.8%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Las tablas 3.8, 3.9 y 3.10 presentan la proyección del número de usuarios para el período 2005-2025 en los sectores de servicios e industrial para Mexicali, la región de Tijuana, Rosarito y Tecate y para Ensenada. Hay que enfatizar que este es un escenario considerando que el comportamiento sigue las tendencias históricas, es decir si no se implementan acciones que tiendan a modificar las mismas.

Tabla 3.8 Mexicali: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
2005	1,505	3,546	33
2010	1,878	6,024	56
2015	2,342	10,233	93
2020	2,922	17,384	155
2025	3,644	29,531	259

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 3.9 Tijuana, Rosarito y Tecate: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
2005	1,300	4,300	33
2010	1,622	7,305	56
2015	2,023	12,409	93
2020	2,523	21,080	155
2025	3,147	35,809	259

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Tabla 3.10 Ensenada: Número de usuarios en los sectores de servicios e industrial, 2005-2025.

Año	Servicios	Mediana Industria	Gran Industria
2005	501	1,429	0
2010	625	2,427	0
2015	780	4,123	0
2020	973	7,004	0
2025	1,214	11,899	

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

Ventas de electricidad (MWh) 2005-2025.

Para la proyección de las ventas 2005-2025 se estimó una tasa de crecimiento para Baja California de 6%, con base en las tasas de crecimiento estimadas por municipio que se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Tasas de crecimiento de las ventas de electricidad por municipio, 2005-2025.

Período	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000-05	4.0%	4.8%	3.1%	1.9%	4.8%	4.1%
2005-10	5.4%	5.8%	4.3%	2.9%	7.8%	7.2%
2010-15	5.6%	5.9%	4.4%	2.9%	8.4%	7.8%
2015-20	5.8%	5.9%	4.4%	2.9%	8.8%	8.3%
2020-25	6.0%	6.0%	4.5%	3.0%	9.2%	8.8%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE, 2005.

La Tabla 3.12 presenta los resultados de la proyección de ventas para el período 2005-2025. Se estima un incremento en la participación de las ventas totales en Mexicali al pasar de 49% al 51%, en Tecate de 2.5% al 4.2% y en Ensenada de 10% al 15.8%, mientras que Tijuana y Rosario disminuirán su participación en las ventas al pasar de 37% al 29% y de 0.9% al 0.5%, respectivamente.

La Tabla 3.13 muestra las proyecciones del consumo de electricidad por habitante para Baja California y sus municipios, indicador que permite establecer comparaciones con otros países.

Tabla 3.12 Baja California: Ventas electricidad por municipio (MWh), 2005-2025.

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000	7,522,056	3,589,163	2,907,230	72,313	178,872	774,479
2005	9,171,333	4,534,132	3,385,174	79,291	226,520	946,215
2010	11,943,482	6,006,584	4,177,654	91,534	329,907	1,337,804
2015	15,698,383	7,982,125	5,170,564	105,736	493,256	1,946,701
2020	20,838,114	10,640,460	6,416,643	122,218	753,622	2,905,170
2025	27,951,307	14,227,901	7,982,803	141,354	1,171,310	4,427,939

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Tabla 3.13 Proyección de consumo anual por habitante por municipio de Baja California (2005-2025) (kWh/hab-año)

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2005	3,254	5,655	2,394	767	2,653	2,284
2010	3,760	7,163	2,536	719	3,324	2,883
2015	4,392	9,102	2,694	692	4,660	3,744
2020	5,169	11,602	2,870	666	6,674	4,987
2025	6,134	14,834	3,066	642	9,724	6,784

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

En el período de proyección Baja California incrementará en 90% su consumo de electricidad por habitante. Analizando por municipio se espera que Mexicali incremente 2.6 veces su consumo por habitante, mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Por otra parte Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

Comparando los consumos anuales por habitante en el 2000, el consumo nacional se ubicaba en 1,850 kWh/hab-año (154 kWh/hab-mes), aproximadamente el 75% de los consumos de Tijuana, Tecate, Ensenada. En Baja California el consumo promedio per cápita fue 60% más que el promedio nacional impulsado por el consumo de Mexicali que casi triplicó el promedio nacional.

En ese mismo año, países como Estados Unidos, Canadá y Suecia consumieron por habitante de 4 a 5 veces el promedio de Baja California. Japón, Francia y Australia reportaban valores 2 veces mayores y países como Rusia, Alemania, Inglaterra, Corea del Sur, Italia y España valores 1.5 veces mayores. El consumo *per cápita* de Baja California fue superior a Brasil, Argentina, Venezuela y Chile y casi el triple del que reportaron China, Colombia y Costa Rica.

Para el 2025 Mexicali, impulsado por los efectos combinados de clima y subsidios, puede lograr consumos similares a los que tiene actualmente Estados Unidos y Canadá. No ocurrirá lo mismo en la zona Costa donde el consumo por habitante seguirá siendo mucho más bajo que en estos países.

En Baja California las ventas del sector doméstico aumentarán con una tasa de 6% impulsadas por Mexicali que incrementará sus ventas en este sector con una tasa de 7%, mientras que en los otros municipios de la entidad la tasa de crecimiento se sitúa en el 3%. La Tabla 3.14 muestra la proyección de ventas para el sector doméstico por municipio para el período 2005-2025.

Tabla 3.14 Proyección de ventas de electricidad (MWh) en el sector doméstico por municipio de Baja California (2005-2025).

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2005	2,840,748	1,802,125	700,912	60,604	48,996	228,112
2010	3,754,260	2,544,493	817,198	70,865	56,994	264,710
2015	5,001,790	3,592,671	952,777	82,865	66,296	307,180
2020	6,713,964	5,072,637	1,110,851	96,896	77,117	356,464
2025	9,074,071	7,162,260	1,295,149	113,303	89,703	413,655

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Sólo en Mexicali se presenta un aumento en la participación de ventas en el sector doméstico de Baja California al pasar en el período 2005-2025 del

63% al 79%, mientras que Tijuana disminuirá su participación del 25% al 14%.

Estudios anteriores de la UABC (UABC/CFE 1996, Campbell y Pérez 2003) han ubicado el consumo mínimo¹ por usuario (vivienda) del sector doméstico en temporada de invierno en 180 kWh/mes y el consumo intermedio en 360 kWh/mes, mientras que en Mexicali en verano el consumo mínimo se recomendó en 1,250 kWh/mes y el intermedio en 2,250 kWh/mes. De acuerdo a las tendencias se espera que Mexicali logre los valores propuestos en el párrafo anterior, pero es evidente en los promedios mensuales² de la Tabla 3.15 que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Tabla 3.15 Proyección de consumo promedio por usuario por municipio de Baja California (2005-2025) (kWh/usuario-mes)

Año	Baja California	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Tecate	Ensenada
2000	293	503	181	223	173	186
2005	305	567	172	203	164	157
2010	324	689	156	175	144	143
2015	348	838	142	155	138	130
2020	375	1,019	129	137	131	118
2025	406	1,239	117	121	126	107

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La Tabla 3.16 presenta la proyección de ventas por sector en Baja California para el período 2005-2025. Los sectores doméstico e industrial crecerán sus consumos con una tasa del orden de 6% controlando el crecimiento de la entidad, los sectores comercial y agrícola lo harán con una tasa aproximada

¹ Consumo mínimo para una vivienda de una recámara, el consumo intermedio se estableció para viviendas de dos recámaras.

² Usualmente CFE calcula y reporta el consumo promedio en kWh/hab-mes dividiendo las ventas anuales entre el número de habitantes y entre 12 meses, esta expresión no refleja las variaciones verano-invierno que en algunas localidades como Mexicali son muy significativas.

del 3%, mientras que el sector servicio crecerá con una tasa promedio de 4%.

Tabla 3.16 Proyección de ventas sectoriales en Baja California (MWh, 2005-2025)

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industria	Total
2005	2,840,748	726,462	152,021	195,610	5,256,492	9,171,333
2010	3,754,260	835,750	180,228	226,906	6,946,339	11,943,482
2015	5,001,790	964,678	216,190	263,221	9,252,504	15,698,383
2020	6,713,964	1,117,215	262,302	305,362	12,439,270	20,838,114
2025	9,074,071	1,298,183	321,718	354,266	16,903,070	27,951,307

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La participación del sector industrial en el consumo de electricidad en Baja California será cada vez más significativo incrementándose de 57.3% a 60.5% en el período analizado. El sector doméstico lo hará ligeramente al aumentar de 31% a 32.5% en el mismo período. Los otros sectores disminuirán su participación reduciéndose en el sector comercial de 7.9% a 4.6%, en el sector servicios de 1.7% a 1.2% y en el sector agrícola de 2.1% a 1.3% en el período del 2005 al 2025.

Demanda y capacidad por instalar 2005-2025.

Se estimó la *Energía Neta Necesaria* añadiendo a las ventas o consumo proyectado los *Usos Propios* del sistema y las *Pérdidas* esperadas en los procesos de transmisión y distribución. En una primera aproximación se evaluó la *Generación Neta Mínima* requerida al no considerar la *Importación* y la *Exportación* de electricidad, a la cual se añadieron los *Usos Propios* del proceso de generación para obtener la *Generación Bruta Mínima*, como se observa a continuación:

$Exportación=Importación=0$

$Energía\ Neta\ Necesaria=Generación\ Neta\ Mínima$

$Generación\ Neta\ Mínima=Ventas\ Internas+Usos\ Propios\ Transmisión+Pérdidas\ Transmisión+Usos\ Propios\ Distribución+Pérdidas\ Distribución$

$Generación\ Bruta\ Mínima=Generación\ Neta\ Mínima+Usos\ Propios\ Generación$

La *Demanda Media* se calculó como la relación de la generación bruta al total de horas del año (1,860) a la cual se aplicó la relación estadística de demanda media a demanda máxima para estimar las demandas máximas esperadas para el sistema y las demandas máximas coincidentes esperadas para cada municipio (Tabla 3.17).

Tabla 3.17 Demanda máxima en la División Baja California en el Estado y por municipio (MW, 2005-2025).

Año	División	San Luís RC	Baja California	Mexicali	Tijuana	Tecate	Ensenada
2005	1,980	132	1,960	1,130	607	37	186
2010	2,625	182	2,561	1,497	748	53	263
2015	3,475	254	3,376	1,990	924	80	382
2020	4,634	362	4,490	2,652	1,145	122	571
2025	6,250	523	6,029	3,546	1,423	190	870

*Rosarito se incluyó en Tijuana

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Los resultados de esta proyección indican que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado, valor que es consistente con el reportado en la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013* (SENER 1, 2004).

Baja California y Mexicali incrementarán su demanda con esta misma tasa, mientras que San Luís R.C., Son., Ensenada y Tecate mostrarán tasas de crecimiento en la demanda de 8% a 9% y en Tijuana y Rosarito la tasa de crecimiento será menor al ubicarse en 4%.

La capacidad requerida para satisfacer esta demanda máxima proyectada se evaluó agregando a esta última la capacidad de reserva necesaria para salidas programadas (mantenimiento) y salidas no programadas (fallas en el sistema). En Baja California la capacidad requerida es 20% mayor que la demanda máxima esperada.

Mientras la demanda crece año con año en forma continua, la capacidad lo hace en forma discreta. Considerando que este crecimiento sea utilizando tecnologías de turbinas operadas con gas natural en ciclo simple y/o combinado, se adoptó el programa de crecimiento propuesto en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 y se ajustó a los requerimientos con unidades de capacidad nominal de 250 MW.

Con el programa de incremento de capacidad instalada se ajustaron los requerimientos de *Importación* y *Exportación* de electricidad tomando en cuenta que cada unidad requiere de 3 a 4 años para entrar en operación produciendo inicialmente un excedente de capacidad que implica exportar electricidad para mantener la economía del sistema y que en su ciclo de operación crece su factor de planta y su participación en la satisfacción del consumo interno provocándose déficit en la capacidad de reserva requiriéndose entonces la *Importación* de electricidad.

La Tabla 3.18 presenta la capacidad por instalar en el período 2005-2025 en la División Baja California como resultado de la programación de la capacidad esperada en operación y la conciliación en el balance del sistema

entre *Generación Bruta, Demanda y Reservas de Capacidad* con el término de *Exportación Neta (Exportación menos Importación)*.

Tabla 3.18 Capacidad por instalar en la División Baja California (MW, 2005-2025)

Año	División ³	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Ensenada
2005	2,652	1,271	210	1,116	55
2010	3,067	1,524	210	1,278	55
2015	4,427	2,274	465	1,128	560
2020	5,677	2,774	465	1,628	810
2025	7,177	3,524	465	2,378	810

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Esto implica instalar en la División Baja California del orden de 4,500 MW en el período 2005-2025, prácticamente triplicar la capacidad actual. El 50% de la capacidad instalada estaría ubicada en la zona Valle. Se considera además que la capacidad geotermoeléctrica no crecerá en el período proyectado disminuyendo su participación en la capacidad instalada al 10%, y que parte de las termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo salen de operación o son modificadas para operar con gas natural (Tabla 3.19).

Tabla 3.19 Capacidad a instalar por tecnología y combustible en Baja California (MW, 2005-2025)

Año	Geotérmica	TC Combustóleo.	Ciclo Combinado GN	Turbogas Diesel	Ciclo simple GN
2005	720	620	985	177	150
2010	720	470	1,550	177	150
2015	720	320	2,300	177	910
2020	720	320	3,300	177	1,160
2025	720	320	4,800	177	1,160

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

³ Se está considerando que la nueva capacidad de la División crece en Baja California pero existe la posibilidad de instalar plantas en San Luis R.C, con lo cual la capacidad instalada no sería igual en la División y en la entidad.

Generación 2005-2025.

La generación neta⁴ en Baja California se incrementará en más del doble en el período 2005-2025 al crecer con una tasa anual estimada del 5%. Esta tasa es muy similar a la propuesta para la región Noroeste en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 (Tabla 3.20)

Tabla 3.20 Proyección de la generación neta en la División Baja California (MWh, 2005-2025)

Año	División	Mexicali	Tijuana	Rosarito	Ensenada
2005	12,258,974	8,198,016	3,582	4,054,100	3,276
2010	14,663,699	8,687,371	3,582	5,969,470	3,276
2015	22,425,760	11,336,395	3,582	7,685,029	3,400,754
2020	28,144,288	12,303,499	3,582	10,754,533	5,082,674
2025	34,199,200	13,754,155	3,582	15,358,789	5,082,674

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La zona Costa incrementará su participación en la generación neta del sistema al pasar en el período mencionado del 33% al 60%, invirtiéndose los flujos de electricidad entre Costa y Valle y modificándose los esquemas de centrales base y reguladoras. La matriz energética también se transformará en el período 2005-2025 haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86% principalmente con tecnologías de ciclo combinado, obviamente la geotermia disminuirá su importancia como elemento regulador en el mercado local de energéticos destinados a la generación eléctrica (ver Tabla 3.21).

⁴ La generación neta se estima a partir de una programación anual del factor de planta para la operación de cada una de las centrales en el sistema descontando los usos propios para cada central (Generación Neta = Generación Bruta – Usos Propios)

Tabla 3.21 Proyección de la generación neta en la División Baja California por tipo de tecnología y combustible (MWh, 2005-2025)

Año	Geotérmica	TC Comb.	CCC GN	TG Diesel	TG Gas
2005	4,904,479	0	6,334,783	10,560	1,009,152
2010	4,904,479	0	8,739,509	10,560	1,009,152
2015	4,904,479	0	11,388,533	10,560	6,122,189
2020	4,904,479	0	15,425,141	10,560	7,804,109
2025	4,904,479	0	21,480,053	10,560	7,804,109

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Balances de energía 2005-2025.

En los balances de energía eléctrica proyectados del 2005 al 2025 se estima que las pérdidas y usos propios del sistema serán del orden del 15% de la generación bruta y por cada MWh que se venda internamente será necesario generar 1.18 MWh. La exportación neta necesaria para el balance del sistema representa en promedio el 7% de la generación neta (ver Tabla 3.22).

Tabla 3.22 Balances de energía en la División Baja California 2005-2025 (MWh)

Año	Generación Bruta	Usos Propios en generación	Generación Neta	Exportación neta ^{*1}	Energía neta necesaria	Usos propios, pérdidas ^{*2}	Ventas sectoriales
2005	11,456,242	458,250	10,997,992	1,260,982	10,997,992	1,257,396	9,740,597
2010	14,969,767	598,791	14,370,977	292,723	14,370,977	1,643,027	12,727,949
2015	19,754,875	790,195	18,964,680	3,461,080	18,964,680	2,168,223	16,796,457
2020	26,345,752	1,053,830	25,291,922	2,852,366	25,291,922	2,891,614	22,400,308
2025	35,531,431	1,421,257	34,110,173	89,027	34,110,173	3,899,801	30,210,373

*1 Exportación neta = Exportación – Importación.

*2 Usos propios y pérdidas en los procesos de transmisión y distribución.

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Disgregando los balances de energía eléctrica para las zonas Costa y Valle (tablas 3.23 y 3.24) se observa como se invierte el flujo de energía, pues hasta el 2010 el déficit de la zona Costa tiene que ser satisfecho por el Valle y ya para el 2015 ocurre lo contrario, incluso la exportación neta de energía hacia los Estados Unidos será con energía generada en la zona Costa.

Tabla 3.23 Balances de energía en la zona Valle período 2005-2025 (MWh)

Año	Generación Bruta	Generación neta	Pérdidas y usos propios	Entregado	Ventas	Exportación	Superávit Déficit
2005	8,539,600	8,198,016	658,788	7,539,228	5,103,396	1,260,982	1,174,850
2010	9,049,345	8,687,371	876,644	7,810,727	6,791,051	292,723	726,953
2015	11,808,745	11,336,395	1,172,146	10,164,249	9,080,199	3,461,080	-2,377,030
2020	12,816,145	12,303,499	1,575,218	10,728,281	12,202,653	2,852,366	-4,326,739
2025	14,327,245	13,754,155	2,128,272	11,625,883	16,486,967	89,027	-4,950,110

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Tabla 3.24 Balances de energía en la zona Costa período 2005-2025 (MWh)

Año	Generación Bruta	Generación neta	Pérdidas y usos propios	Entregado	Ventas	Superávit Déficit
2005	4,230,165	4,060,958	598,608	3,462,350	4,637,201	-1,174,850
2010	6,225,342	5,976,329	766,383	5,209,945	5,936,899	-726,953
2015	11,551,422	11,089,365	996,077	10,093,288	7,716,258	2,377,030
2020	16,500,822	15,840,789	1,316,396	14,524,393	10,197,654	4,326,739
2025	21,296,922	20,445,045	1,771,529	18,673,516	13,723,406	4,950,110

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Proyección de combustibles e infraestructura del sector energético.

Consumo de combustibles 2005-2025.

Cada combustible tiene un poder calorífico diferente y cada tecnología una diferente eficiencia para convertir el contenido energético del combustible a electricidad. La Tabla 3.25 presenta la generación bruta de electricidad en gigacalorías (en lugar de usar los convencionales MWh) proyectada para el período 2005-2025 en las zonas Valle y Costa disgregadas por lo que se estima será el tipo de combustible más probable a utilizar.

El escenario previsto indica que el diesel y el combustóleo prácticamente salen de la matriz energética, que en la zona Valle la generación de electricidad utilizará vapor geotérmico y gas natural predominando este último hasta alcanzar una relación de 2 a 1, mientras que en la zona Costa sólo se hará uso del gas natural. Es de observar que la generación bruta del 2025 será 2.8 veces la generación bruta del 2005.

Tabla 3.25 Proyección de la generación bruta por zona y por combustibles período 2005-2025 (Gcal)

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
2005	4,393,596	3,316	2,947,144	0	6,144	3,631,798	10,981,998
2010	4,393,596	3,316	3,385,525	0	6,144	5,347,651	13,136,231
2015	4,393,596	3,316	5,758,609	0	6,144	9,928,079	20,089,743
2020	4,393,596	3,316	6,624,973	0	6,144	14,184,563	25,212,591
2025	4,393,596	3,316	7,924,519	0	6,144	18,309,209	30,636,783

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

La tabla anterior combinada con el poder calorífico de los combustibles y la eficiencia de la tecnología utilizada permite calcular la energía suministrada por cada tipo de combustible (ver Tabla 3.26).

Tabla 3.26 Proyección de la energía suministrada por tipo de combustibles 2005-2025 (Gcal)

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema	Eficiencia
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total	
2005	27,070,829	20,014	5,778,714	0	37,077	7,511,317	40,417,951	27%
2010	27,070,829	20,014	6,638,283	0	37,077	10,875,734	44,641,937	29%
2015	27,070,829	20,014	11,291,389	0	37,077	21,833,697	60,253,006	33%
2020	27,070,829	20,014	12,990,142	0	37,077	30,829,985	70,948,047	36%
2025	27,070,829	20,014	15,538,272	0	37,077	38,917,526	81,583,717	38%

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

El escenario considera que la geotermia mantendrá estática su participación en 27 millones de gigacalorías mientras que el uso de energía en el sistema crecerá dos veces al pasar de 40 millones de gigacalorías en el 2005 a 82 millones de gigacalorías. Lo anterior tiene dos implicaciones: la primera que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% (menos gicalorías por cada MWh producido) y la segunda que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado disminuyendo el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La demanda de energéticos se duplicará al pasar de 30.6 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep) en el 2005 a 61.8 millones de bep en el 2025 presentando tasas de crecimiento en el orden de 2% a 3% (ver Tabla 3.27).

Tabla 3.27 Proyección del consumo de combustibles 2005-2025 (Unidades indicadas)

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico (Toneladas)	Diesel (metros ³)	Gas Natural (metros ³)	Combustóleo (metros ³)	Diesel (metros ³)	Gas natural (metros ³)	Total Bep
2005	41,016,407	2,166	683,063,162	0	4,013	887,862,476	30,608,066
2010	41,016,407	2,166	784,667,062	0	4,013	1,285,547,716	33,806,844
2015	41,016,407	2,166	1,334,679,577	0	4,013	2,580,815,285	45,628,933
2020	41,016,407	2,166	1,535,477,797	0	4,013	3,644,206,233	53,728,169
2025	41,016,407	2,166	1,836,675,127	0	4,013	4,600,180,367	61,782,444

Fuente: Este estudio a partir de estadísticas de CFE; 2005.

Es muy poco probable que la capacidad del campo geotérmico crezca en forma significativa en los próximos 15 años por estar muy cercano al límite de equilibrio de la relación extracción-recarga, por lo cual se considera que el consumo de vapor geotérmico se mantendrá en el orden de 40 millones de toneladas anuales equivalentes a 20 millones de BEP.

El consumo esperado de gas natural se triplicará al pasar de 1,571 millones de metros cúbicos anuales (10^6 m³/a) equivalentes a 4.3 millones de metros cúbicos por día (10^6 m³/d) en el 2005, a $6,437 \times 10^6$ m³/a (17.6×10^6 m³/d) en el 2025. El 30% de este combustible se utilizará en el Valle (5.0×10^6 m³/d) y el resto en la zona Costa.

Actualmente la capacidad máxima de las conexiones de importación de gas natural (SENER 2, 2004) es de 8.5×10^6 m³/d en Tijuana, 0.8×10^6 m³/d en Mexicali y 14×10^6 m³/d en Algodones que para fines de generación eléctrica son suficientes y en el esquema de suministro actual la zona Costa se

alimentará desde Algodones. Al instalar sistemas de regasificación en la Costa se abre el abanico de alternativas y es factible operar las dos zonas en forma independiente o bien invertir el flujo de la Costa al Valle. El sistema eléctrico permitirá una capacidad de conducción de 9×10^6 m³/d para los otros sectores (industrial, comercial, público, doméstico y transporte).

Proyección de emisión de contaminantes 2005-2025.

Emisiones de gases a la atmósfera por la generación de electricidad.

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO₂) las emisiones se mantendrán del orden de 2,200 toneladas por año (t/a) sobre todo en la zona Valle y serán emitidas principalmente por el sistema geotermoeléctrico. El factor de emisión esperado es de 0.06 kg/MWh generado (ver Tabla 3.28).

La tabla 3.29 muestra que la emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6,000 t/a en el 2005 a 24,000 t/a en el 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y el factor de emisión será del orden de 0.68 kg/MWh generado.

Tabla 3.28 Proyección 2005-2025 de emisiones de SO₂ (ton).

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
2005	2,092	18	7	0	34	9	2,160
2010	2,092	18	8	0	34	12	2,164
2015	2,092	18	13	0	34	25	2,182
2020	2,092	18	15	0	34	35	2,194
2025	2,092	18	18	0	34	44	2,206

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (Millar, Patterson y Vaughan, 2001)

Tabla 3.29 Proyección 2005-2025 de emisiones de NO_x (ton).

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
2005	0	6	2,568	0	12	3,338	5,924
2010	0	6	2,950	0	12	4,834	7,802
2015	0	6	5,018	0	12	9,704	14,740
2020	0	6	5,773	0	12	13,702	19,493
2025	0	6	6,906	0	12	17,297	24,220

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental; (Millar, Patterson y Vaughan, 2001).

La emisión de óxidos de carbono (CO₂) se incrementará de 3.4 millones de t/a en el 2005 a 12.7 millones de t/a generándose el 70% en la zona Costa.

El factor de emisión crecerá en 35% al pasar de 265 a 357 kg/MWh generado (ver Tabla 3.30).

Tabla 3.30 Proyección 2005-2025 de emisiones de CO_x (ton).

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
2005	346,999	5,759	1,311,481	0	10,670	1,704,696	3,379,605
2010	346,999	5,759	1,506,561	0	10,670	2,468,252	4,338,240
2015	346,999	5,759	2,562,585	0	10,670	4,955,165	7,881,178
2020	346,999	5,759	2,948,117	0	10,670	6,996,876	10,308,421
2025	346,999	5,759	3,526,416	0	10,670	8,832,346	12,722,190

Fuente: Este estudio y Comisión para Cooperación Ambiental (Millar, Patterson y Vaughan, 2001)

Resumen de la prospectiva 2005-2020 con una planificación eléctrica orientada a la demanda.

Esta prospectiva 2005-2025 se elaboró considerando que no se realizan acciones que modifiquen el comportamiento histórico de las tendencias en el período 1996-2004, presentado previamente en este estudio. Se enfoca a los efectos de la variación de la matriz energética en los requerimientos de combustibles, así como en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. El propósito es establecer un escenario de referencia para apoyar la definición de políticas y requerimientos de infraestructura para el sistema eléctrico, para la recepción, almacenamiento y distribución de combustibles, así como para los sistemas de mitigación del impacto ambiental.

Se estimó que la población de Baja California crecerá con una tasa del orden de 2.40% para pasar de 2.8 millones de habitantes en 2005 a 4.5 millones de habitantes en 2025 lo cual concuerda con las proyecciones reportadas por CONAPO y SIDUE.

El sector doméstico participa aproximadamente con el 90% del total de los usuarios del servicio eléctrico. La tendencia de crecimiento para Baja California es del orden de 5%, la cual es menor que la tasa de crecimiento de las viviendas provocando una disminución del número de habitantes por vivienda y por usuario. El número de habitantes por usuario del sector doméstico disminuirá para pasar de 3.2 a 2.1 habitantes por usuario en el período 2005-2025, siendo más acentuado este proceso en Mexicali, Tecate y Ensenada que en Tijuana y Rosarito.

El número de usuarios de los sectores doméstico, comercial y de servicios aumentarán con una tasa del 4.5%, el sector agrícola con una tasa de 2.8% mientras que los usuarios industriales crecerán con una tasa del orden de 11%.

Baja California incrementará en 90% su consumo de electricidad por habitante, Mexicali aumentará en 2.6 veces su consumo por habitante, mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Por otra parte Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

Comparando los consumos anuales por habitante en el 2000, el consumo nacional se ubicaba en 1,850 kWh/hab-año (154 kWh/hab-mes), aproximadamente el 75% de los consumos de Tijuana, Tecate, Ensenada. En Baja California el consumo promedio per cápita fue 60% más que el promedio nacional impulsado por el consumo de Mexicali que casi triplicó el promedio nacional.

En ese mismo año, países como Estados Unidos, Canadá y Suecia consumieron por habitante de 4 a 5 veces el promedio de Baja California. Japón, Francia y Australia reportaban valores 2 veces mayores y países como Rusia, Alemania, Inglaterra, Corea del Sur, Italia y España valores 1.5 veces mayores. El consumo *per cápita* de Baja California fue superior a Brasil, Argentina, Venezuela y Chile y casi el triple del que reportaron China, Colombia y Costa Rica.

Para el 2025 Mexicali, impulsado por los efectos combinados de clima y subsidios, puede lograr consumos similares a los que tiene actualmente Estados Unidos y Canadá. No ocurrirá lo mismo en la zona Costa donde el consumo por habitante seguirá siendo mucho más bajo que en estos países.

En Baja California las ventas del sector doméstico aumentarán con una tasa de 6% impulsadas por Mexicali que incrementará sus ventas en este sector con una tasa de 7%, mientras que en los otros municipios de la entidad la tasa de crecimiento se sitúa en el 3%.

Estudios anteriores de la UABC han ubicado el consumo mínimo por usuario (vivienda) del sector doméstico en temporada de invierno en 180 kWh/mes y el consumo intermedio en 360 kWh/mes, mientras que en Mexicali en verano el consumo mínimo se recomendó en 1,250 kWh/mes y el intermedio en 2,250 kWh/mes. Se espera que Mexicali logre estos valores propuestos, pero es evidente en los promedios mensuales que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Los sectores doméstico e industrial crecerán sus consumos con una tasa del orden de 6% controlando el crecimiento de la entidad, los sectores comercial y agrícola lo harán con una tasa aproximada del 3%, mientras que el sector servicio crecerá con una tasa promedio de 4%.

La participación del sector industrial en el consumo de electricidad en Baja California será cada vez más significativo incrementándose de 57.3% a 60.5% en el período analizado. El sector doméstico lo hará ligeramente al

aumentar de 31% a 32.5 % en el mismo período. Los otros sectores disminuirán su participación reduciéndose en el sector comercial de 7.9% a 4.6%, en el sector servicios de 1.7% a 1.2% y en el sector agrícola de 2.1% a 1.3% en el período del 2005 al 2020.

Los resultados de esta proyección indican que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado, valor que es consistente con el reportado en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013.

Esto implica instalar en la División Baja California del orden de 4,500 MW en el período 2005-2025, prácticamente triplicar la capacidad actual. Se considera además que la capacidad geotermoeléctrica no crecerá en el período proyectado disminuyendo su participación en la capacidad instalada al 10%, y que parte de las termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo salen de operación o son modificadas para operar con gas natural.

La generación neta en Baja California se incrementará en más del doble en el período 2005-2025 al crecer con una tasa anual estimada del 5%. La zona Costa incrementará su participación al pasar en el período mencionado del 33% al 60%, invirtiéndose los flujos de electricidad entre Costa y Valle y modificándose los esquemas de centrales base y reguladoras. La matriz energética también se transformará en el período 2005-2025 haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86% principalmente con tecnologías de ciclo combinado, obviamente la

geotermia disminuirá su importancia como elemento regulador en el mercado local de energéticos destinados a la generación eléctrica.

En los balances de energía eléctrica proyectados del 2005 al 2025 se estima que las pérdidas y usos propios del sistema serán del orden del 15% de la generación bruta y por cada MWh que se venda internamente será necesario generar 1.18 MWh. La exportación neta necesaria para el balance del sistema representa en promedio el 7% de la generación neta.

El escenario previsto indica que el diesel y el combustóleo prácticamente salen de la matriz energética, que en la zona Valle la generación de electricidad utilizará vapor geotérmico y gas natural predominando este último hasta alcanzar una relación de 2 a 1, mientras que en la zona Costa sólo se hará uso del gas natural.

El escenario considera que la geotermia mantendrá estática su participación en 27 millones de gigacalorías mientras que el uso de energía en el sistema crecerá casi dos veces al pasar de 40 millones de gigacalorías en el 2005 a 82 millones de gigacalorías. Lo anterior tiene dos implicaciones: la primera que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% y la segunda que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado disminuyendo el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La demanda de energéticos casi se duplicará al pasar de 30.6 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep) en el 2005 a 61.8 millones de bep en el 2025 presentando tasas de crecimiento en el orden de 2% a 3%.

Es muy poco probable que la capacidad del campo geotérmico crezca en forma significativa en los próximos 15 años por estar muy cercano al límite de equilibrio de la relación extracción-recarga, por lo cual se considera que el consumo de vapor geotérmico se mantendrá en el orden de 40 millones de toneladas anuales equivalentes a 20 millones de bep.

El consumo esperado de gas natural se triplicará al pasar de 1,571 millones de metros cúbicos anuales ($10^6 \text{ m}^3/\text{a}$) equivalentes a 4.3 millones de metros cúbicos por día ($10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) en el 2005, a $6,437 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{a}$ ($17.6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) en el 2025. El 30% de este combustible se utilizará en el Valle ($5.0 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) y el resto en la zona Costa.

Actualmente la capacidad máxima de las conexiones de importación de gas natural (gasoductos) es de $8.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ en Tijuana, $0.8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ en Mexicali y $14 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ en Algodones que para fines de generación eléctrica son suficientes y en el esquema de suministro actual la zona Costa se alimentará desde Algodones. Al instalar sistemas de regasificación en la Costa se abre el abanico de alternativas y es factible operar las dos zonas en forma independiente o bien invertir el flujo de la Costa al Valle. El sistema eléctrico permitirá una capacidad de conducción de $9 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ para los otros sectores (industrial, comercial, público, doméstico y transporte)

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO_2) las emisiones se mantendrán del orden de 2,200 toneladas por año (t/a) sobre todo en la zona Valle y serán emitidas principalmente por el sistema

geotermoeléctrico. La emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6,000 t/a en el 2005 a 24,000 t/a en el 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y la emisión de óxidos de carbono (CO_2) se incrementará de 3.4 millones de t/a en el 2005 a 12.7 millones de t/a generándose el 70% en la zona Costa.

Capítulo 4

PROSPECTIVA 2005-2025 CON UNA
PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ORIENTADA A
LA DEMANDA.

Alcances de la Planificación.

Misión.

“La misión de la planificación energética sistémica¹ en Baja California es cambiar el ámbito energético para mejorar la competitividad sectorial en la cadena de valor de la energía.”

Esta misión implica integrar los diferentes sectores para que establezcan una cooperación sinérgica en torno a la energía y convencidos de los beneficios esperados se comprometan voluntariamente a establecer alianzas estratégicas e impulsar agrupamientos para desarrollar una cultura de ahorro y uso eficiente de los energéticos en un marco de desarrollo sustentable que libere la presión sobre el sistema energético y mitigue sus impactos sobre la competitividad sectorial.

Este esquema de cooperación y competencia característica de los agrupamientos implica que cada sector modifique su enfoque e incluso revise su misión específica para asegurar que exista una convergencia hacia la misión de la planificación energética sistémica.

En este esquema el sector Energético tendrá que incorporar a empresas locales como proveedores de sus insumos así como para compartir las operaciones de sus servicios tradicionales y emergentes².

¹ Planificación energética integral implica planificar del lado de la oferta y del lado de la demanda para optimizar *los* recursos energéticos. En este punto se incorpora el término de planificación sistémica el cual absorbe el término integral en un marco conceptual aún más amplio no limitado sólo a la electricidad.

² En los servicios tradicionales se consideran exploración, extracción, perforación, construcciones especializados, construcción de ductos, por ejemplo: Exploración y evaluación de yacimientos geotérmicos, explotación (perforación, extracción y suministro) de energía geotérmica en forma de vapor o de salmueras calientes, generación de electricidad con cualquier tecnología y combustibles, conducción de energéticos. En los servicios emergentes se incluyen transmisión y distribución de gas y

El sector Industrial tendrá que abandonar su papel de “usuario” y asumir uno protagónico participando en los servicios tradicionales y emergentes del sector energético, produciendo los bienes requeridos para el ahorro y uso eficiente de la energía, incrementando su potencial como cliente para lograr un mejor acceso a los mercados energéticos con una mayor ingerencia en la formulación de políticas y en la toma de decisiones en el campo de los energéticos.

El sector Público estatal y municipal debe incrementar su capacidad de gestión para adaptar las estructuras normativas y financieras, para incentivar la participación sectorial en el mercado energético y proporcionar los servicios requeridos por los sectores para lograr el ahorro y uso eficiente de la energía.

Partiendo de empresas y acciones actualmente dispersas se requiere formar un sector de Servicios en Energía para proporcionar los servicios especializados de proyectos, consultoría, asesoría, capacitación, investigación, desarrollo tecnológico, innovación tecnológica, gestión de financiamiento, gestión pública, comercialización, difusión para el sector energético y sus clientes.

Visión.

Los sectores de Baja California tendrán acceso pleno a insumos energéticos de calidad, con seguridad en su abasto y con precios que coadyuvarán a la competitividad sectorial.

Estarán en operación empresas energéticas públicas y privadas de clase mundial apoyadas por políticas públicas y normatividad que impulsarán el ahorro y el uso eficiente de la energía, la protección al medio ambiente, la investigación y el desarrollo tecnológico así como una amplia promoción al uso de fuentes alternas de energía.

Objetivos.

Los objetivos propuestos para la Planificación Energética Integral para el Estado de Baja California son los siguientes:

Reducir los impactos de los sistemas energéticos sobre la competitividad de los sectores en Baja California e impulsar el desarrollo sustentable.

Proporcionar a la región fronteriza de Baja California, California y Arizona un amplio, sustentable, confiable y eficiente acceso a los energéticos encadenando la estrategia internacional de Baja California a sus necesidades de energía.

Liberar el comercio de los energéticos y de los servicios en energía hacia los sectores de Baja California manteniendo el equilibrio con el sector energético quien mantendrá normativa y operativamente el control parcial mínimo necesario para garantizar y lograr las metas de desarrollo social.

Conciliar los intereses y beneficios de los energéticos en la frontera regional del Noroeste entre los estados vecinos de dos países con diferentes niveles de desarrollo para lograr reformas en los mercados convencionales, flexibilizando para liberar y buscar concesiones recíprocas, promoviendo políticas locales y regionales para entender estas reformas.

Apoyar el crecimiento del sector energético en Baja California difundiendo sus características específicas entre los sectores mediante la gestión del conocimiento y la implementación y operación de bancos de información energética.

Lograr una mayor participación de los sectores en los diferentes rubros de los servicios convencionales y emergentes de la energía incluyendo la toma de decisiones en políticas energéticas. Esta participación será acorde con las funciones específicas de cada sector.

Posicionar a Baja California en una referencia nacional e internacional por el ahorro de energía, el uso eficiente de los energéticos y la mitigación de los impactos de su uso hacia el medio ambiente mediante el compromiso de los sectores de la entidad en la instrumentación de una planificación energética orientada hacia la demanda.

Propuesta de metas para la planificación eléctrica.

Marco de referencia general con planificación orientada a la oferta.

Las figuras 4.1 y 4.2 presentan parámetros técnicos y económicos seleccionados para establecer el marco de referencia de una prospectiva tendencial equiparada a una planificación energética orientada a la oferta.

Los valores de referencia considerados son:

Usos propios en el proceso de Generación: 4% de la generación bruta .

Pérdidas en los procesos de Transmisión y Distribución: 10.15% de las ventas sectoriales.

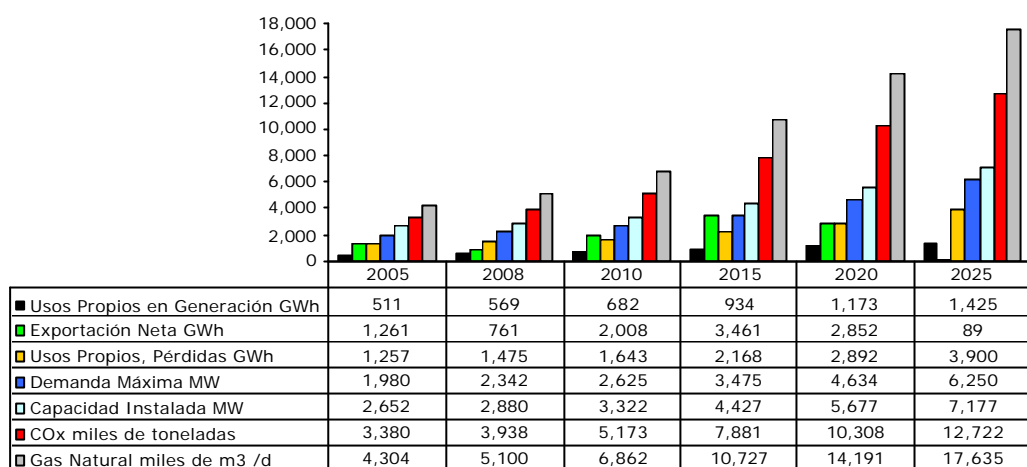


Figura 4.1 Planificación orientada a la oferta. Parámetros técnicos 2005-2025.
Fuente: Este estudio.

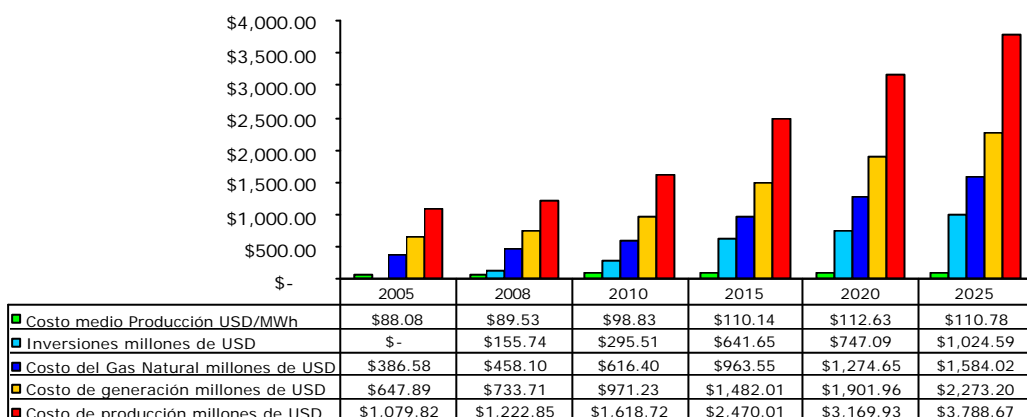


Figura 4.2 Planificación orientada a la oferta. Parámetros económicos 2005-2025.
Fuente: Este estudio.

Usos propios en los procesos de Transmisión y Distribución: 2.8% de las ventas sectoriales.

Tasa de crecimiento anual en el consumo del sector industrial (tarifas de media y alta tensión): 5%.

La capacidad geotérmica instalada no se incrementa y el crecimiento es con centrales de ciclo combinado operando con gas natural.

El precio del gas natural se considera constante a 7 dólares por millar de pies cúbicos (dólares de 2005) para analizar los efectos del ahorro y uso eficiente de la energía y de los cambios en la matriz energética que de otra forma serían enmascarados por el efecto del cambio en los precios de los energéticos.

Los parámetros técnicos y económicos seleccionados para analizar y contrastar los escenarios para los años 2005, 2008, 2010, 2015, 2020 y 2025, sin ser excluyentes, se describen a continuación, considerando las variaciones de cada año con respecto al año anterior reportado, es decir, 2008 con respecto al 2005, 2010 con respecto al 2008 y así sucesivamente.

Exportación neta. La exportación neta representa la diferencia entre la importación y exportación de electricidad anual en GWh que se estima ocurrirá en el año bajo análisis. Más que responder al mercado regional implica la existencia de excedentes de capacidad instalada con respecto a las ventas internas cuando una nueva central entra en operación. Se requiere comercializar esa energía excedente en el mercado externo para operar a factores de planta económicamente aceptables. La exportación neta tiende a disminuir cuando la capacidad instalada se aproxima al equilibrio con la demanda máxima interna y las ventas. Una mayor exportación neta asociada a una buena gestión de comercialización representa ingresos adicionales para el sistema. En base a lo señalado anteriormente en la Figura 4.1 se observa que la exportación neta disminuye 39% en el 2008 con respecto al 2005 y aumenta en 164% en el 2010 con respecto al 2008.

Demanda Máxima. La demanda máxima coincidente del sistema está asociada a las ventas anuales de electricidad, los usos propios e internos del sistema eléctrico y las pérdidas de energía que fijan la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media y evaluar la demanda máxima. La operación de las plantas generadoras para satisfacer la demanda son decisiones técnicas y económicas que dependen de la disponibilidad de tecnología y su eficiencia de conversión, de la disponibilidad y costo de los combustibles y de los costos adicionales o no asociados al combustible. La creación de escenarios a partir de la misma información difiere según los criterios utilizados para simular la programación de qué plantas, en qué momento y con qué capacidad entrarán en operación. Una disminución en la demanda máxima implica una menor presión para el sistema eléctrico para que no entren en operación las plantas con más alto costo de operación y/o no ocurra la necesidad de importar electricidad. Los estimados en la Figura 4.1 indican que la demanda crece 18% en el 2008 con respecto al 2005, 12% en el 2010 con respecto al 2008 y un crecimiento del orden de 33% para los siguientes quinquenios.

Capacidad instalada. La capacidad de generación requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento (salidas programadas) y de las fallas de unidades (salidas no programadas). La capacidad requerida se compara con la capacidad instalada y se determina la necesidad de instalar nuevas

plantas de generación y/o la necesidad de intercambiar energía con otros sistemas. La nueva capacidad a instalar es en cantidades discretas y las plantas entran en operación de 2 a 3 años después de la aceptación del proyecto de inversión con un excedente de capacidad al ser dimensionadas para satisfacer la capacidad requerida a futuro. Las proyecciones en la Figura 4-1 presentan un ritmo creciente de 9%, 15% y 33% para los años 2008, 2010 y 2015 para disminuir ese ritmo de crecimiento a 28% y 26% en los quinquenios finales. En forma global implica instalar del orden de 250 MW adicionales cada año del 2005 al 2025.

Miles de toneladas de COx. Si bien el cambio de la matriz energética evitando el uso del combustóleo y sin crecer la capacidad geotermoeléctrica instalada reduce las emisiones de SOx, no sucede lo mismo con las emisiones de COx que aumentarán 17% en el 2008, 31% en 2010 y 52% al 2015, para los quinquenios a 2020 y 2025 se esperan incrementos de 31% y 23% respectivamente. Esto implica que de 3.4 millones de toneladas de COx que se emitieron en 2005, al 2025 se estarán emitiendo 12.7 millones de toneladas (ver Figura 4.1), un promedio de 470 mil toneladas adicionales anuales de óxidos de carbono.

Miles de m³/d de gas natural. El escenario de referencia considera que la producción de vapor geotérmico se mantiene estable, que se deja de utilizar combustóleo en la generación y que el uso de diesel no es significativo soportándose todo el crecimiento en el gas natural cuyo consumo se incrementará 19% al 2008, 35% al 2010 y 56% al 2015 y una tasa de

incremento menor para 2020 y 2025 que se estima en 32% y 24% respectivamente. La Figura 4.1 indica que el consumo crecerá de 4.3 millones de metros cúbicos por día ($4.3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$) en el 2005 a $17.6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ en el 2025

Costo del gas natural en millones de USD. El consumo de gas natural descrito anteriormente a un precio constante de 7 USD por millar de pies cúbicos implica que el costo por uso de gas natural crecerá con los mismos patrones porcentuales que su consumo para pasar de 387 millones de dólares en el 2005 a 1,584 millones de dólares al 2025 (Figura 4.2).

Costo de generación en millones de USD. El costo de generación anual a precios de combustibles del 2005 será afectado por los incrementos de producción de electricidad y los cambios en la matriz energética al predominar cada vez más el uso del gas natural. Al 2008 el costo de generación se incrementará en 13%, al 2010 en 32% para llegar a un máximo de 53% en el 2015 y disminuir la tasa de incremento quinquenal a 28% y 20% para el 2020 y 2025, respectivamente. En términos absolutos el costo de generación pasará de 648 millones de dólares en el 2005 a 2,273 millones de dólares en el 2025 (Figura 4.2), incrementándose la participación del costo del gas natural en el costo de generación del 60% al 70% para el mismo período 2005-2025.

Costo de producción en millones de USD. La distribución de costos de los procesos de producción de electricidad en los escenarios de referencia se consideran no variará significativamente estimándose en 60% el costo de

generación, 14% el costo de transmisión, transformación y control y de 26% el costo de distribución y comercialización. Con este esquema el costo de producción anual crecerá proporcionalmente al costo de generación para aumentar de 1,080 millones de dólares en el 2005 a 3,789 millones de dólares en el 2025 (Figura 4.2). La participación del costo del gas natural en el costo de producción pasará del 36% al 42% para el mismo período.

Inversiones en millones de USD. En lo que se refiere a inversiones los valores de referencia son de 1,100 dólares por kW (USD/kW) instalado de geotermoeléctrica, 400 USD/kW instalado en ciclo combinado operando con gas natural y de 150 USD/kW instalado de ciclo simple operando con gas natural. Se consideró además que la instalación de plantas representa el 44.5% de la inversión total, los sistemas de transmisión el 19.7%, los de distribución el 20%, las obras de mantenimiento 13.9% y otras inversiones el 1.8%. Con este esquema el incremento en inversiones será de 90%, 117%, 16% y 37% para los años 2010, 2015, 2020 y 2025, respectivamente, lo cual implica invertir del orden de 2,865 millones de dólares en los próximos 20 años (Figura 4.2).

Costo medio de producción en USD/MWh. Para estimar este concepto se calculó el costo unitario de generación bruta (USD/MWH) de cada tecnología con cada combustible utilizando el siguiente modelo:

$$USD / MWh = \frac{0.86(USD / Gcal)}{(Ef) (1 - Ind)}$$

USD/MWh es el costo por cada MWh de generación bruta de una central con una eficiencia característica de conversión del combustible a electricidad (Ef), donde el combustible tiene un costo en USD/Gcal y los costos no asociados al combustible representan una fracción que depende del tipo de planta (Ind).

Los valores de referencia utilizados para los escenarios se presentan en la

Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Costos unitarios de generación (2005).

	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural CCC	Gas Natural Csimple
USD/Gcal	1.9513	46.9984	29.0882	29.0882
Eff	0.1623	0.1657	0.5000	0.4180
Ind	0.6140	0.8600	0.1500	0.3920
USD/MWh	26.79	1,742.33	58.86	98.43

Fuente: Este estudio.

Los costos unitarios de generación de cada central fueron multiplicados por la generación bruta de cada una de ellas, sumadas para obtener el costo total de generación bruta y el total dividido por la generación neta para obtener el costo medio de generación y con esta base calcular el costo medio de producción.

Con este procedimiento los costos medios de producción estimados indican variaciones de 1.6%, 10.4%, 11.4%, 2.3% y -1.6% para los años 2008, 2010, 2015, 2020 y 2025, respectivamente. La Figura 4-2 muestra que el costo medio de producción se incrementará de 88.08 USD/MWh en el 2005 a 112.63 USD/MWh en el 2020 y disminuir a 110.78 USD/MWh en el 2025.

Utilizando como referencia los escenarios anteriormente descritos se plantearon las metas para una planificación energética orientada a la demanda evaluando los resultados esperados del logro de estas metas

comparando año a año con el escenario de referencia (2008 vs 2008 y así sucesivamente).

Sector Industrial: Marco de referencia con planificación orientada a la oferta.

La Tabla 4.2 resume la proyección de requerimientos energéticos para el sector industrial de Baja California con una planificación orientada a la oferta.

Tabla 4.2 Marco de referencia del sector Industrial con planificación orientada a la oferta.

Unidad	2005	2008	2010	2015	2020	2025
MWh	5,438,228	6,451,405	7,242,117	9,733,884	13,222,719	18,178,139
Gcal	4,676,876	5,548,208	6,228,220	8,371,140	11,371,539	15,633,199
Demanda media MW	621	736	827	1,111	1,509	2,075
Demanda máxima MW	955	1,133	1,272	1,709	2,322	3,193

Fuente: Este estudio.

Se está considerando la electricidad que se vende en media y alta tensión y se expresa en MWh y en Gigacalorías por año. Sobre esta energía eléctrica se estima la demanda media del sector y la demanda máxima para mostrar las capacidades mínimas requeridas en operación para satisfacer la demanda del sector industrial en Baja California la cual incrementará su participación en la División Baja California de 36% en el 2005 al 45% en el 2025.

La Tabla 4.3 muestra la participación porcentual estimada de los diferentes energéticos en el sector industrial basados en una prospectiva tendencial.

Se observa que el energético predominante es y será la electricidad que incrementará su participación del 68% al 72% en el período 2005-2025, y que prácticamente el resto de la energía requerida será satisfecha por gas natural y el diesel con participaciones similares del orden de 11% cada uno, el LPG

mantendrá el 5% restante y el combustóleo dejará de participar en el sector industrial.

Tabla 4.3 Proyección de la participación de los energéticos en el sector Industrial

Energético	2005	2008	2010	2015	2020	2025
Electricidad	68%	69%	70%	71%	73%	72%
Combustóleo	8%	6%	5%	1%	1%	0%
Diesel	11%	11%	12%	13%	11%	11%
Gas Natural	9%	9%	10%	10%	11%	11%
Gas LP	4%	4%	5%	5%	5%	5%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Este estudio

En el esquema actual los usuarios industriales y las empresas en general en su estructura de usos de los energéticos dependen en más del 70% de la electricidad y su uso directo de los otros combustibles como gas natural, diesel, combustóleo es muy pequeño para considerarse clientes sólidos de un mercado energético.

En esas condiciones son usuarios cautivos de los proveedores de electricidad y conectados en la red de distribución de baja calidad y confiabilidad donde el impacto de los precios de las tarifas en muchos casos no es tan representativo como las pérdidas económicas por salidas de las líneas de producción.

Considerando que la estructura legal energética no cambie significativamente en los próximos años, la alternativa para encontrar sustitutos al servicio de energéticos son importar electricidad conectándose con redes propias a la red de Estados Unidos para abrir el abanico de combustibles y tecnologías de generación y establecer las bases para un sistema de generación

distribuida que les permita incrementar su consumo de otros energéticos (gas natural, diesel) al combinar el autoabastecimiento y la cogeneración.

El efecto esperado es que los costos de la electricidad disminuyan al tener más opciones de proveedores conectados a la red, disminuir los gastos por pérdidas de producción y gestionar mejores precios de energéticos al incrementar su volumen de compra.

Sector Público. Marco de referencia con planificación orientada a la oferta.

Las figuras 4.3 y 4.4 muestran la proyección de ventas de electricidad resultado de la prospectiva para el sector público con una planificación orientada a la oferta.

En la Figura 4.3 es evidente que el consumo dominante es la operación del acueducto, lo cual también se refleja en la Figura 4.4 donde las tarifas de mayor consumo del sector público son en media y alta tensión.

La energía eléctrica utilizada por este sector representará en el futuro del orden del 7% de las ventas totales en la entidad y de hecho gran parte de este consumo se reflejará en el análisis y metas del sector energético en las tarifas de media y alta tensión en la cual fueron incluidos.

En esta sección se presenta el efecto aislado del ahorro y uso eficiente de la energía en el sector público discriminando las acciones del sector energético y de las tarifas de media y alta tensión clasificadas estas últimas en forma general como del sector industrial.

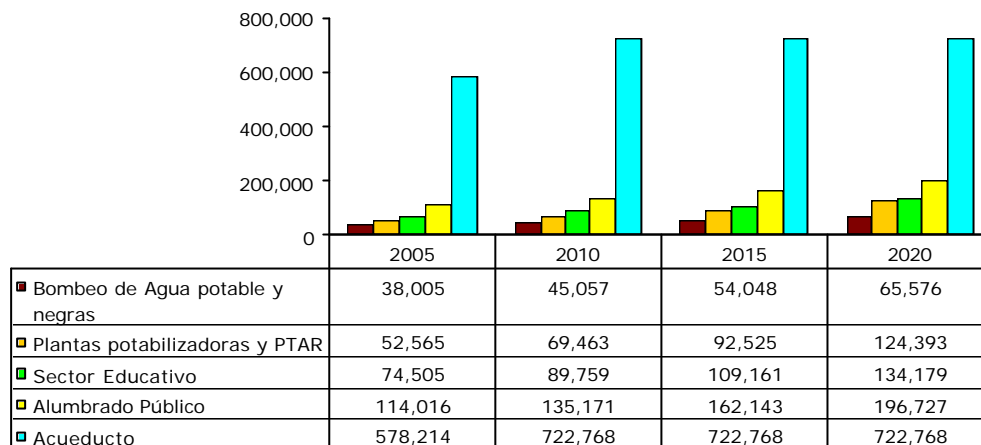


Figura 4.3 Planificación orientada a la oferta subsectores del sector público. Usos
Fuente: Este estudio.

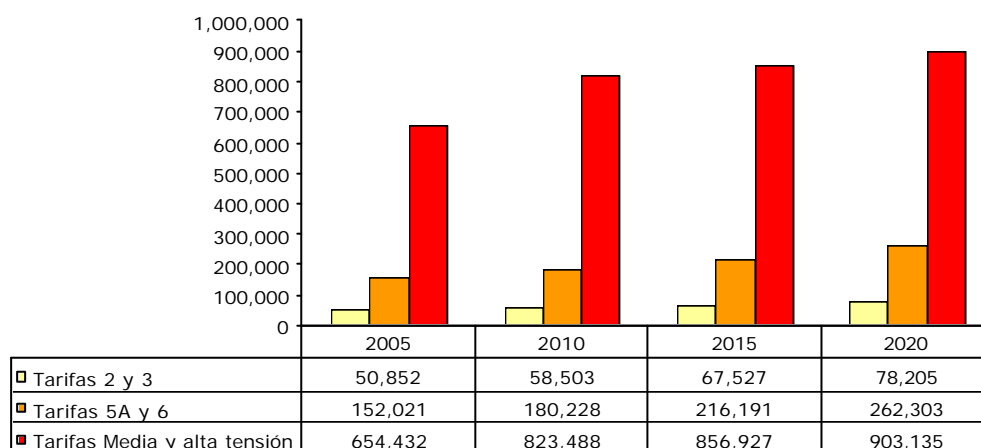


Figura 4.4 Planificación orientada a la oferta subsectores del sector público. Tarifas
Fuente: Este estudio.

Metas para una planificación orientada a la demanda.

1. Reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación para pasar del 4% al 2% de la generación bruta.
2. Reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios referidos ambos a las ventas sectoriales.
3. Reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo en tarifas de media tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial).
4. Incrementar la participación de la geotermia sustituyendo al 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica.
5. Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%.
6. Disminuir el consumo energético del sector público en 15% para el 2008 y hasta un 30% para el 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

Contraste entre prospectivas 2005-2025 con planificaciones orientadas a la oferta y la demanda.

Resultados esperados al lograr las metas 1,2 y 3.

Las figuras 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8 presentan los escenarios esperados al lograr las metas 1, 2 y 3 así como las variaciones con respecto a los escenarios de referencia.

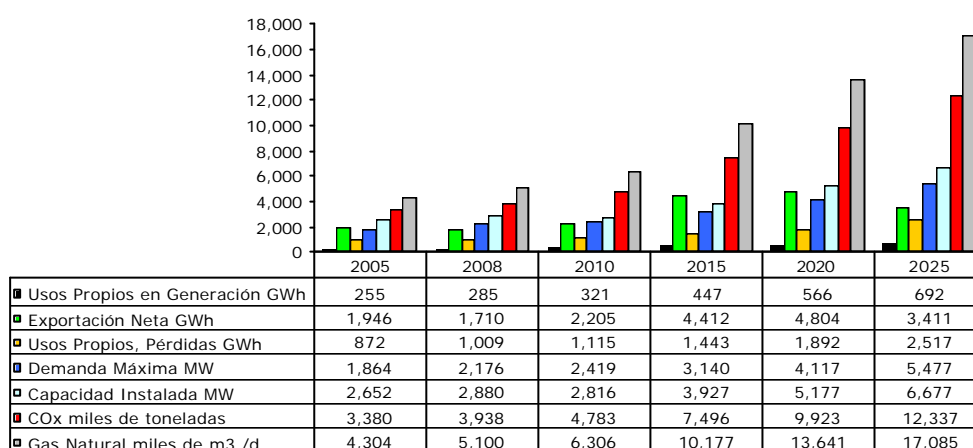


Figura 4.5 Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda.

Parámetros técnicos.

Fuente: Este estudio.

Para el 2008 se incrementará la exportación neta en 125% (949 GWh) y disminuirá la demanda máxima en 7% (166 MW). Para el 2010 aumentará la exportación neta en 9.8% (197 GWh), se abatirá la demanda máxima en 8% (206 MW), disminuirá el consumo de gas natural en 8% (18,691 millones de BTU por día) y las emisiones en 8% (390 miles de toneladas de COx por año), evitando instalar 15% de capacidad (506 MW).

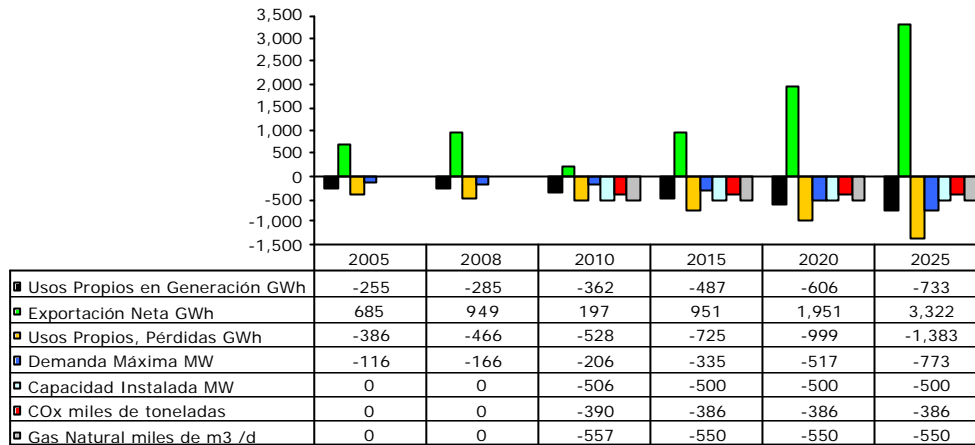


Figura 4.6 Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros técnicos.
Fuente: Este estudio.

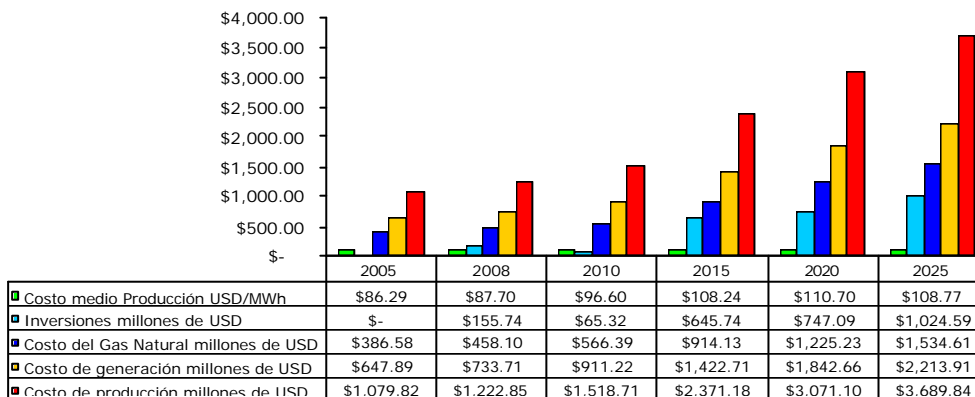


Figura 4.7 Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda.
Parámetros económicos.
Fuente: Este estudio.

En lo que se refiere a parámetros económicos, para el 2008 se abatirá el costo medio de producción en 2% pasando de 89.53 USD/MWh a 87.70 USD/MWh. El escenario al 2010 es abatir el costo medio de de producción en 2% pasando de 98.83 USD/MWh a 96.60 USD/MWh con una disminución en el gasto por combustibles de 8% (50 millones de USD) y un ahorro de 80% en inversiones (230 millones de USD)

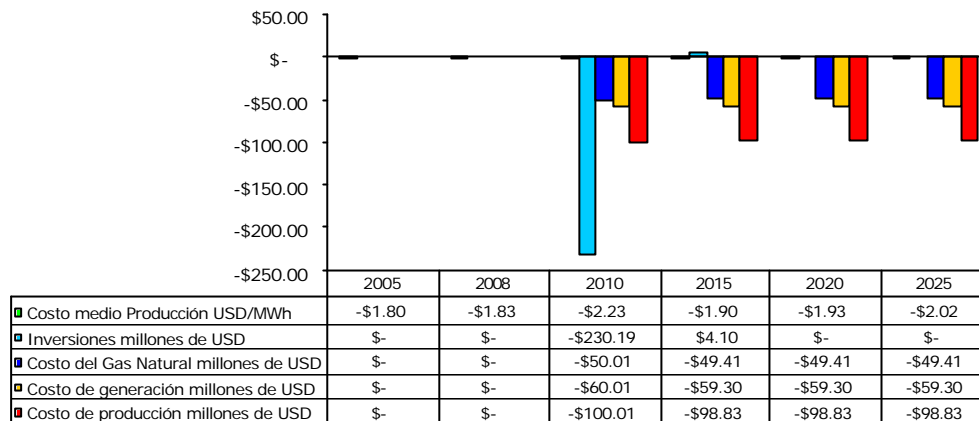


Figura 4.8 Metas 1, 2 y 3. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros económicos
Fuente: Este estudio.

Resultados esperados al lograr las metas 1, 2, 3 y 4.

Para el 2008 se incrementará la exportación neta en 125% (949 GWh), disminuirá la demanda máxima en 7% (166 MW). Para el 2010 aumentará la exportación neta en 133% (2,674 GWh) disminuyendo la demanda máxima en 8% (206 MW), abatiéndose el consumo de gas natural en 16% (37,381 millones de BTU por día) y las emisiones se reducirán en 10% (539 miles de toneladas de COx por año). No hay reducción sobre la capacidad instalada (Ver figuras 4.9 y 4.10).

El análisis de los parámetros económicos indica que para el 2008 se abatirá el costo medio de producción en 2% pasando de 89.53 USD/MWh a 87.70 USD/MWh. El escenario al 2010 es abatir el costo medio de de producción en 21% pasando de 98.83 USD/MWh a 79.95 USD/MWh con una disminución en el gasto por combustibles de 9% (63 millones de USD) y las inversiones se incrementan en 240% (709 millones de USD) aún cuando el

efecto global es incrementar las inversiones totales al 2025 en 25% (ver figuras 4.11 y 4.12).

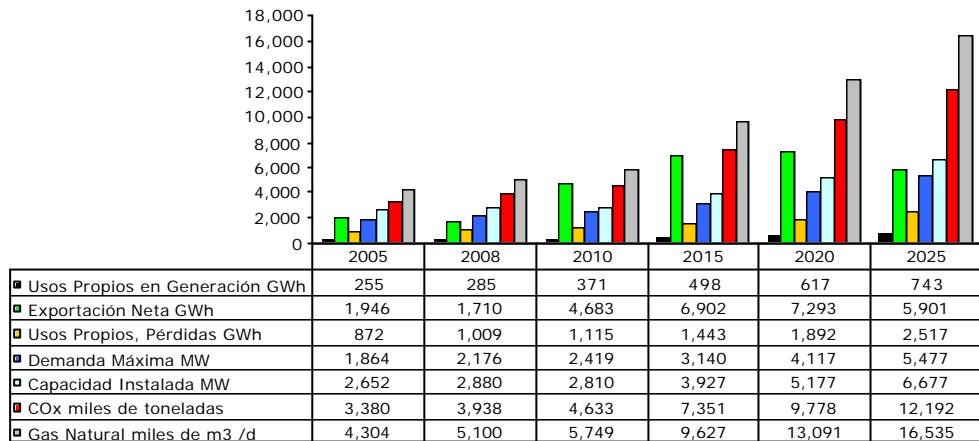


Figura 4.9 Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda.
Parámetros técnicos.

Fuente: Este Estudio

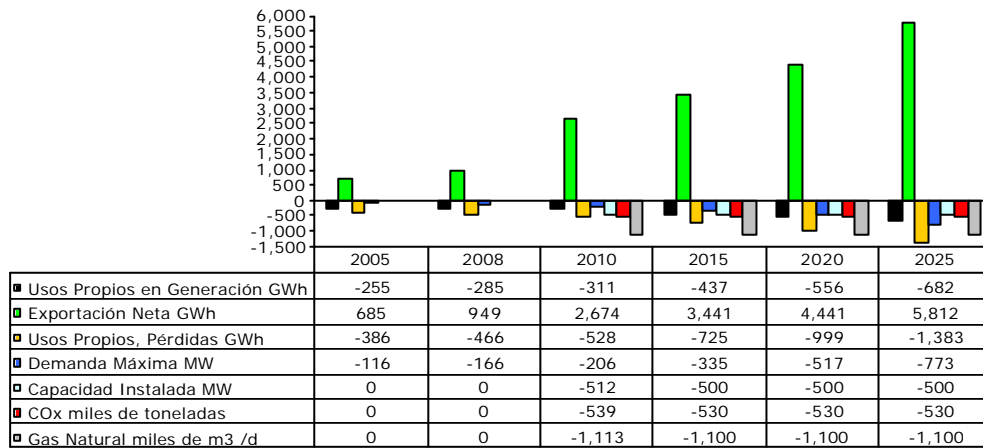


Figura 4.10 Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros técnicos.

Fuente: Este estudio.

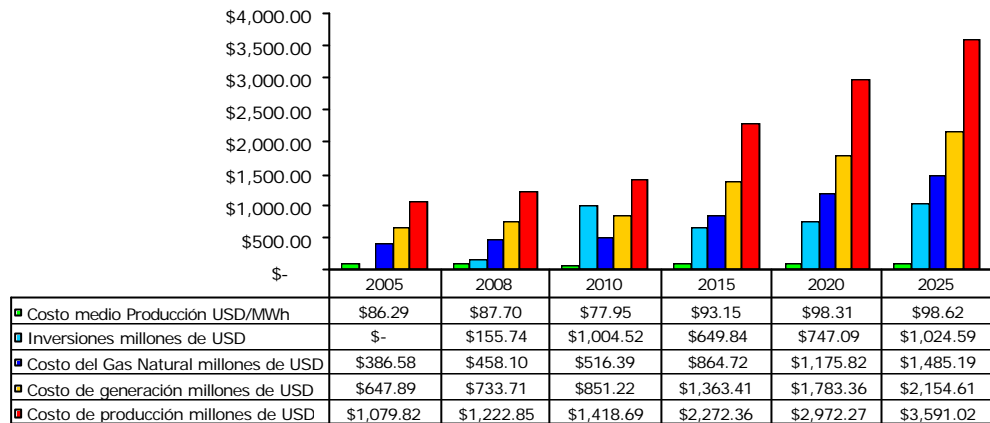


Figura 4.11 Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda.
Parámetros económicos.
Fuente: Este estudio.

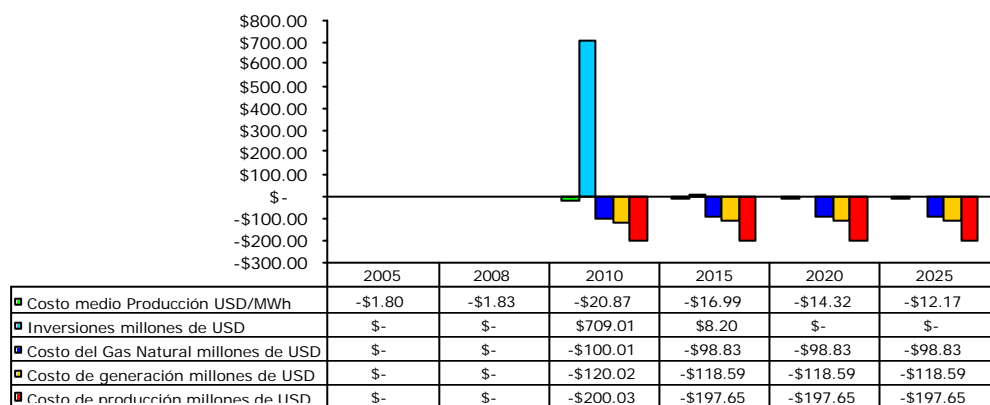


Figura 4.12 Metas 1, 2, 3 y 4. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros económicos
Fuente: Este estudio

Resultados esperados al lograr las metas 1,2 ,3 y 5.

Las figuras 4.13, 4.14, 4.15y 4.16 presentan los escenarios esperados al lograr las metas 1, 2, 3 y 5 así como las variaciones con respecto a los escenarios de referencia.

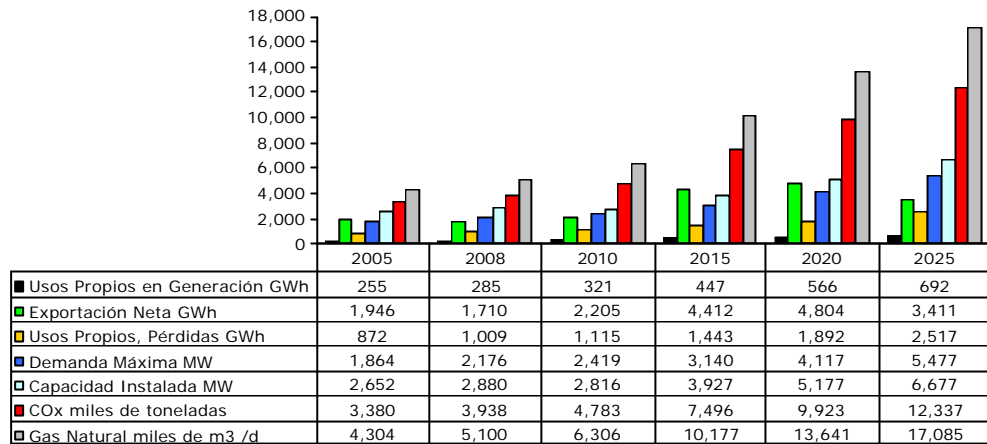


Figura 4.13 Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda.
Parámetros técnicos.
Fuente: Este estudio.

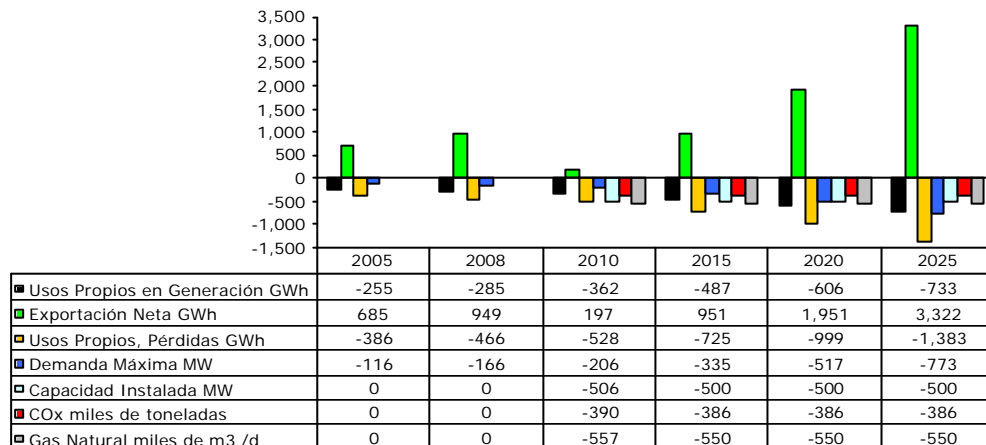


Figura 4.14 Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros técnicos.
Fuente: Este estudio.

Para el 2008 se incrementará la exportación neta en 125% (949 GWh), disminuirá la demanda máxima en 7% (166 MW). Para el 2010 la exportación neta aumentará en 10% (197 GWh), se reducirá la demanda máxima en 8% (206 MW), se abatirá el consumo de gas natural en 8% (18,691 millones de

BTU por día), las emisiones se reducirán en 7.5% (391 miles de toneladas de COx por año), reduciéndose la capacidad instalada en 15% (506 MW).

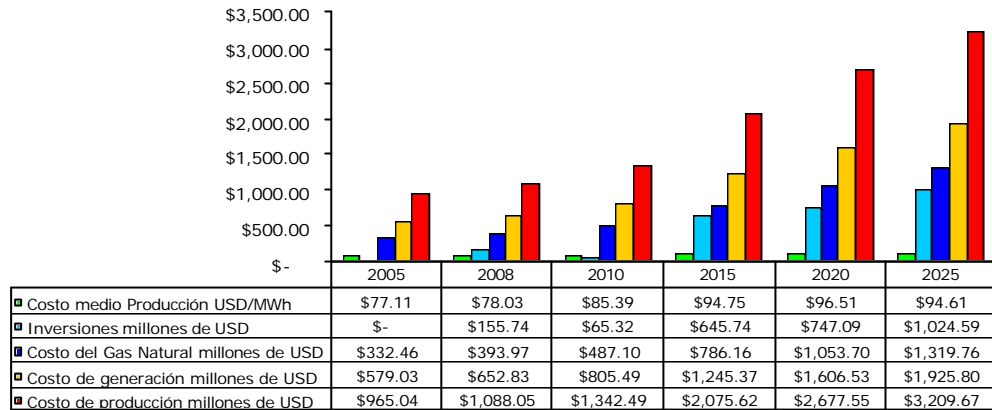


Figura 4.15 Metas 1, 2, 3 y5. Planificación orientada a la demanda. Parámetros económicos.

Fuente: Este estudio.

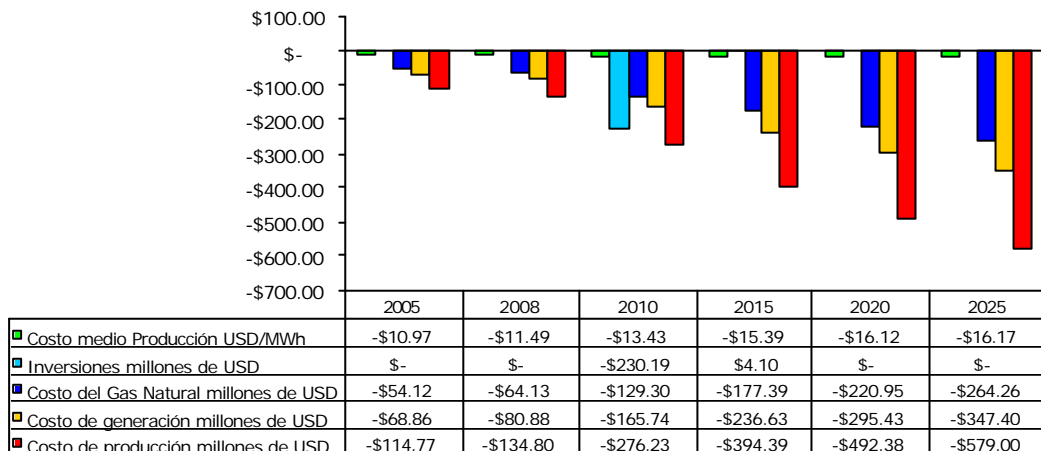


Figura 4.16 Metas 1, 2, 3 y 5. Planificación orientada a la demanda. Variación de parámetros económicos

Fuente: Este estudio.

El análisis de los parámetros económicos indica que para el 2008 se abatirá el costo medio de producción en 12% pasando de 89.53 USD/MWh a 78.03 USD/MWh y disminuirá el gasto por combustibles en 12.5% (64 millones de USD). El escenario al 2010 es abatir el costo medio de de producción en

14% pasando de 98.83 USD/MWh a 85.39 USD/MWh con una disminución en el gasto por combustibles de 19% (129 millones de USD) y las inversiones en 80% (239 millones de USD).

Resultados esperados al lograr la meta 6.

La Figura 4.17 presenta la variación de factores técnicos si se logra la meta 6 propuesta comparados con el escenario de referencia (Ver Figura 4.1)

Para el 2008 se incrementaría la exportación neta en 10% (78 GWh), disminuiría la demanda máxima en 0.6% (14 MW) y los usos propios y pérdidas en 0.6% (9 GWh). Para el 2010 la exportación neta aumentaría en 2% (44 GWh), se reduciría la demanda máxima en 1% (30 MW), los usos propios y pérdidas en 1% (19 GWh) se abatiría el consumo de gas natural en 1% (2,336 millones de BTU por día), las emisiones se reducirían en 1% (49 miles de toneladas de COx por año), reduciéndose la capacidad instalada en 2% (63 MW)

Similarmente, la Figura 4.18 presenta la variación de factores económicos si se logra la meta 6 propuesta comparados con el escenario de referencia (Ver Figura 4.2)

El análisis de los parámetros económicos indica que para el 2008 no se tiene prácticamente ningún efecto sobre estos parámetros. El escenario al 2010 no presenta un cambio significativo en el costo medio de de producción, el gasto por combustibles disminuiría en de 1% (6 millones de USD), las inversiones en 14% (43 millones de USD) y el costo de producción en 0.8% (12.5 millones de USD).

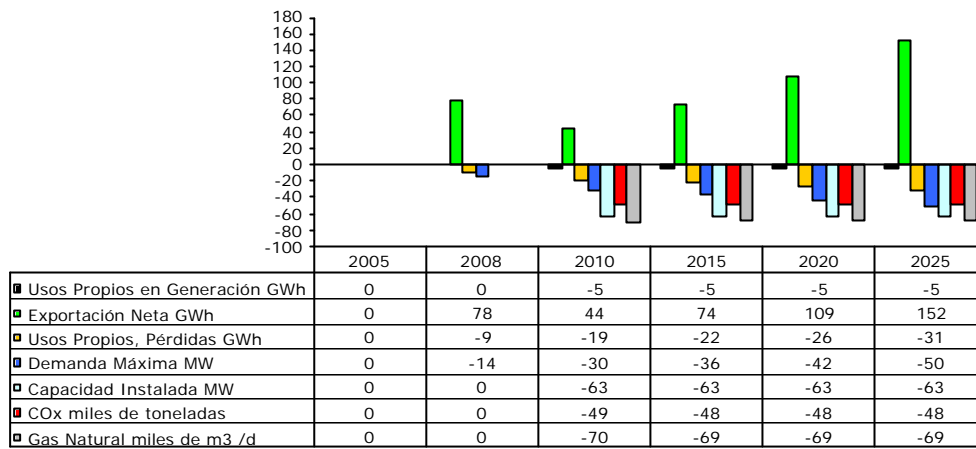


Figura 4.17 Meta 6. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros técnicos.
Fuente: Este estudio.

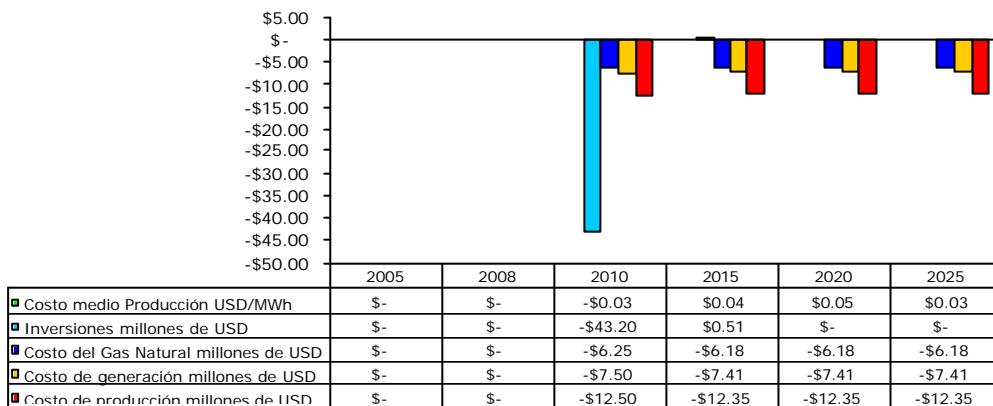


Figura 4.18 Meta 6. Planificación orientada a la demanda.
Variación de parámetros económicos.
Fuente: Este estudio.

Es evidente que exceptuando el caso del acueducto un programa de ahorro y uso eficiente del sector público en las tarifas 5A, 6, 2 y 3 no tienen un efecto significativo en el sector energético por su baja participación en el contexto global. Sin embargo estas tarifas tienen un precio medio del orden de 1.5 a 2.5 veces los precios medios del sector doméstico y de las tarifas de media tensión, por lo cual su impacto económico sobre el mismo sector público si es

significativo y por ello la importancia de un programa de ahorro y uso eficiente de electricidad en este sector.

Propuesta de estrategias y mecanismos para lograr las metas de la planificación energética.

Para el logro de las metas presentadas en la sección anterior se proponen las siguientes estrategias y mecanismos:

Meta 1

Reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación para pasar del 4% al 2% de la generación bruta.

Separar en cada central los usos propios específicos con respecto a otras instalaciones en el mismo terreno no dedicadas al proceso de generación y que quedarían en el contexto de la Meta 2 de reducción de usos propios y pérdidas de los procesos de transmisión y distribución.

Realizar auditorías energéticas en cada una de las centrales para evaluar el potencial de ahorro y la magnitud de las inversiones requeridas para abatir los usos propios en generación hasta el nivel de estándares internacionales en plantas similares.

Aplicar el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE) en las centrales generadoras instaladas en Baja California.

Gestionar recursos financieros internacionales en función de la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican:

Liberación de recursos por 87 millones de USD por evitar capacidad instalada.

13 millones de USD anuales por ahorro en consumo de gas natural.

Potencial de 585 mil USD anuales por disminuir las emisiones en 97.5 miles de toneladas de CO_x (a un valor 6 USD/t) en base al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Reducción Certificada de Emisiones de Gases de Invernadero (CER's).

Ingresos adicionales al incrementar la exportación neta en 5% equivalentes a 4.2 millones de USD (a 50 USD/MWh).

Meta 2.

Reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios referidos ambos a las ventas sectoriales.

Aplicar más intensivamente los programas de PAESE en los edificios de CFE que en los 5 casos reportados en Baja California en 2004 y 2005 lograron reducir usos propios del orden de 30% y de demanda máxima en 15% mediante sustitución de equipos de acondicionamiento ambiental y luminarias.

Realizar auditorias energéticas en los procesos de transmisión y distribución para evaluar el potencial de ahorro en usos propios y abatimiento de pérdidas técnicas y comerciales utilizando como referencia estándares internacionales y cuantificar las inversiones requeridas.

Evaluar la alternativa de redes de transmisión (alta tensión) para atender al sector industrial y la posibilidad de que este sector participe en las inversiones. Esto permitirá no sólo reducir pérdidas sino también hacer más confiable el suministro, mejorar la calidad de la energía y disminuir el costo de producción para el suministro evitando parte del proceso de distribución (26% del costo).

Gestionar recursos financieros internacionales en función de la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican:

Liberación de recursos por 112 millones de USD por evitar capacidad instalada.

16 millones de USD anuales por ahorro en consumo de gas natural.

Potencial de 762 mil USD anuales por disminuir las emisiones en 127 mil de toneladas de CO_x (a un valor 6 USD/t) en base al MDL y CER's.

Ingresos adicionales al incrementar la exportación neta en 9% equivalentes a 9 millones de USD (a 50 USD/MWh).

Meta 3

Reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo en tarifas de media tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial).

Establecer un programa de auditorías energéticas al sector industrial con las siguientes modalidades:

Para mediana y gran industria auditorías realizadas mediante grupos de consultoría especializados.

Para pequeñas y micro empresas desarrollo de paquetes de cómputo amigables que permitan el autodiagnóstico asesorados por un centro de atención.

Incorporar a los organismos e instituciones existentes (IIE. CONAE, FIDE, Universidades y Tecnológicos) para el desarrollo, capacitación y entrenamiento en metodologías de auditorías energéticas así como paquetes de cómputo para autodiagnóstico.

Desarrollar programas de entrenamiento y certificación de técnicos en refrigeración comercial e industrial, sistemas eléctricos de potencia, sistemas de iluminación y otras áreas donde se detecte la incidencia de oportunidades de ahorro y uso eficiente de la electricidad para asegurar el mantenimiento y operación de los sistemas dentro de normas de calidad internacionales.

Integrar a los centros de investigación y desarrollo con los proveedores de sistemas, equipos e instrumentos para el suministro a las empresas de los insumos y servicios requeridos para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.

Gestionar recursos financieros nacionales internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican:

Liberación de recursos por 173 millones de USD por evitar capacidad instalada.

25 millones de USD anuales por ahorro en consumo de gas natural.

Potencial de 1.2 millones de USD anuales por disminuir las emisiones en 195 mil de toneladas de COx (a un valor 6 USD/t) en base al MDL y CER's.

Ingresos adicionales al incrementar la exportación neta en 6% equivalentes a 6 millones de USD (a 50 USD/MWh).

Desarrollar los esquemas normativos, operativos y administrativos para que los ahorros e ingresos adicionales que se obtienen en el sector energético por estrategias y acciones aplicadas en el sector industrial sean transferidos a este sector.

Meta 4.

Incrementar la participación de la geotermia sustituyendo al 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica.

Actualizar proyectos de factibilidad técnico-económicos en el campo geotérmico de Cerro Prieto para aumentar la capacidad instalada con la tecnología actual de evaporación instantánea (Flash) así como con tecnologías de ciclo binario para aprovechar fuentes de baja entalpía.

Promover la exploración de otros sitios geotérmicos en la región para su evaluación en el esquema actual de nuevas tecnologías y altos precios de los energéticos convencionales.

Desarrollar los esquemas normativos, operativos y administrativos dentro de la legislación actual para la participación del sector industrial en la generación de electricidad con fuentes alternas (en este caso geotermia) como autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor estableciendo

alianzas estratégicas con los grupos internacionales de desarrollo geotermoeléctrico.

Gestionar recursos financieros nacionales internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican:

13 millones de USD anuales por ahorro en consumo de gas natural.

Potencial de 900 mil USD anuales por disminuir las emisiones en 149 mil de toneladas de CO_x (a un valor 6 USD/t) en base al MDL y CER's.

Ingresos adicionales al incrementar la exportación neta en 121% equivalentes a 121 millones de USD (a 50 USD/MWh).

Meta 5.

Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%.

Desarrollar esquemas de gestión en comercialización del gas natural incrementando los usos y consumos en los sectores mediante la sustitución de energéticos como combustóleo, gas LP, diesel y gasolina así como los sistemas de cogeneración y autoabastecimiento de tal forma de lograr los volúmenes suficientes para participar en los mercados de futuros del energético así como diversificar los proveedores.

Aprovechar al máximo la coyuntura de pasar del final al principio de la cadena de suministro del energético con la instalación de regasificadoras e incrementar la participación del sector privado en los servicios de distribución

del gas natural para darle mayor valor agregado con un menor costo de servicio.

Gestionar recursos financieros nacionales internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican: 64 millones de USD anuales al 2008 y 86 millones de USD anuales al 2010 por ahorro en los gastos por consumo de gas natural.

Meta 6.

Disminuir el consumo energético del sector público en 15% para el 2008 y hasta un 30% para el 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

Desarrollo de auditorías energéticas en el Subsector Hidráulico: A través de un diagnóstico energético y la implementación de las medidas resultantes, los organismos responsables del subsector hidráulico pueden determinar de manera integral las oportunidades de ahorro y aprovecharlas de manera ordenada y en función del mayor costo beneficio.

Optimización de sistemas de distribución de agua. Mejorar las características del sistema de distribución

Métodos de recuperación de caudales: Las pérdidas en los sistemas de agua en los países en desarrollo se ubican en valores típicos de entre 30 y 60 %.

Un programa agresivo de ahorro de agua, conlleva una reducción importante

en el consumo energético de bombas, motores y los equipos de tratamiento de aguas.

Reducción de la demanda: Ayudar a los consumidores a utilizar menos agua a través de la promoción de incentivos para la instalación de accesorios de bajo consumo.

Sistemas de Bombeo y Motores: Los sistemas de bombeo representan la mayor demanda de Energía primaria en un sistema municipal de agua .

Optimización de la operación y el mantenimiento: La operación y el mantenimiento cubren un amplio rango de tareas, que influyen también en la eficiencia energética y en la reducción de pérdidas de agua .

Optimización de Sistemas de Tratamiento de Aguas: Implementar medidas de eficiencia energética en las plantas de tratamiento tanto potabilizadoras como de aguas residuales.

Gestionar recursos financieros nacionales internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente considerando que las estimaciones de ahorro por esta meta indican:

Liberación de recursos por 43 millones de USD por evitar capacidad instalada

6 millones de USD anuales por ahorro en consumo de gas natural.

Potencial de 300 mil USD anuales por disminuir las emisiones en 49 mil de toneladas de CO_x (a un valor 6 USD/t) en base al MDL y CER's.

Ingresos adicionales al incrementar la exportación neta en 2% equivalentes a 2.2 millones de USD (a 50 USD/MWh)

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Como conclusiones relevantes de este estudio se consigna que:

La metodología propuesta permite crear escenarios simulando diferentes condiciones de tal forma que es factible analizar la sensibilidad de los diferentes parámetros técnicos y económicos y de acuerdo a criterios pre-establecidos optimizar la planeación.

En un esquema dinámico los resultados en el tiempo real pueden ser contrastados con los pronósticos facilitando la toma de decisiones para ir corrigiendo las desviaciones, lo cual actualmente con planeaciones del lado de la oferta y metodologías clásicas no se está logrando.

Al contrastar el logro de las metas de una planeación sistémica con la planeación orientada a la oferta y proponer estrategias y mecanismos para unir los medios con las metas, señalando los recursos financieros potenciales liberados se fortalece la gestión recursos financieros nacionales e internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente.

El caso ejemplo se refiere a la Entidad Federativa de Baja California en México, pero la metodología se puede generalizar a cualquier región geográfica en cualquier país en desarrollo o para todo un país. Esta conclusión satisface los objetivos del presente estudio.

Los procedimientos de planeación energética actuales orientados a la oferta no integran las opciones del lado de la oferta y la demanda y no mantiene el balance entre los objetivos del sector energético, normativos y de los clientes.

De continuar estas metodologías de planeación, el sistema eléctrico nacional y en especial el regional no lograrán satisfacer los requerimientos de demanda, consumo y calidad de los sectores de la entidad, provocarán una elevación de precios de la electricidad y una pérdida de autosuficiencia energética. Las tasas de crecimiento se ajustarán más por la falta de capacidad y por la política de precios que por la precisión del pronóstico de un escenario esperado. Esta conclusión valida la hipótesis planteada para este estudio.

Algunas fuentes como el vapor geotérmico, siguen siendo la opción más económica para generar electricidad y los precios del gas natural se han duplicado con respecto a lo esperado perdiendo su competitividad. Aun así el futuro de la generación en los países en desarrollo cada vez estará más dominada por el gas natural y por ello la importancia de lograr el abastecimiento de este combustible a precios accesibles y establecer planes y programas intensivos en el ahorro y uso eficiente de la energía.

En las conclusiones de carácter cuantitativo recorriendo el estudio desde el diagnóstico, planeación del lado de la oferta y planeación sistémica, son de mencionarse las siguientes observaciones y conclusiones:

En lo que se refiere al diagnóstico situacional 1996-2004 (ver Capítulo 2), es relevante que sólo el 75% de capacidad instalada es capacidad efectiva y este estudio considera de que en el 2004, de 2,652 MW instalados en el sistema sólo 2000 MW eran efectivos, de tal forma que en los últimos 15 años la reserva de capacidad total sólo fue suficiente en 5 años, en el resto

de los años la entidad estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos.

En la capacidad instalada la geotermia fue predominante en 57% hasta 1998, cediendo su posición en el 2004 al gas natural que representó el 73%. Esto incrementó sustancialmente la dependencia energética de la entidad.

En la generación neta en 1996 se suministraba en una relación de 2 a 1 de vapor geotérmico a combustóleo y para el 2004 prácticamente fue 1 a 1 geotermia a gas natural.

El cambio de la matriz energética asociado a cambios en la tecnología afecta la eficiencia global que con el incremento del uso de gas natural y ciclos combinados paso de 20% en 1996 a 26% en el 2004.

En 1990 se requerían 1.77 MWh de generación bruta por cada MWh de venta sectorial, para el 2004 el valor de este indicador fue de 1.27 MWh. Se mejoró, pero aún hay mucho por hacer del lado de la oferta.

La geotermia con una extracción anual de 40 millones de toneladas de vapor geotérmico evita que se quemen anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep). Expresado en unidades normalizadas (bep) el consumo de combustibles crece de 1996 a 2004 con una tasa de 1.9% anual. La salida del combustóleo disminuye las emisiones de SO₂ de 4.16 kg/MWh generado a 0.19 kg/MWh. La eficiencia de los ciclos combinados con gas natural permite abatir las emisiones relativas de NO_x y CO₂ en 30%, pero las 2.6 millones de toneladas de CO₂ que se descargan cada año no varían significativamente y se incrementarán en la medida que se consuma más

electricidad y se consuman más energéticos sea vapor geotérmico o gas natural.

El costo de la unidad de energía de gas natural que permite generar con una eficiencia de 50% es 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico que genera con 16% de eficiencia.

Generar con combustóleo o con gas natural en turbinas simple, cuesta el doble que generar con gas natural en ciclo combinado y generar con geotermia cuesta tres veces menos (27 USD/MWh) que generar con gas natural en ciclo combinado.

Al disminuir la participación de la geotermia en la generación, los costos de producción de electricidad del sistema (generación, transmisión y distribución) se incrementaron con una tasa anual de 3.7% para llegar en el 2005 a 122.80 USD/MWh.

Por su parte, el precio medio (100 USD/Gcal, 86 USD/MWh en el 2004) está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria y en valores corrientes se ha incrementado con una tasa anual de 8.3%.

La relación de precio medio a costo medio de producción en general es inferior a la unidad (0.8 a 0.9) y la tarifa agrícola es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

El consumo anual residencial se incrementó de 917 kWh/hab en 1996 a 1,057 kWh/hab en el 2003. El gobierno federal disminuye los subsidios y en

el 2004 el consumo residencial baja a 953 kWh/hab como respuesta lógica de elasticidad al precio. Aún así, el consumo total anual de electricidad en Baja California creció de 2,682 kWh/hab en 1996 a 3,199 kWh/hab en 2004. El consumo industrial (media y alta tensión) está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico.

En lo que se refiere a la prospectiva 2005-2025 con una planificación orientada a la oferta (ver capítulo 3), se obtuvo que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado. Esto implica instalar del orden de 4,500 MW en el período 2005-2025, prácticamente triplicar la capacidad actual.

La geotermoeléctrica disminuirá su participación en la capacidad instalada al 10% y parte de las termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo saldrán de operación o serán modificadas para operar con gas natural.

La generación neta se incrementará en más de dos veces al crecer con una tasa anual del 5%.

La zona Costa incrementará su participación al pasar del 33% al 60%, invirtiéndose los flujos de electricidad entre Costa y Valle y modificándose los esquemas de centrales base y reguladoras.

La matriz energética se transformará haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86% principalmente con tecnologías de ciclo combinado.

Las pérdidas y usos propios del sistema serán del orden del 15% de la generación bruta y por cada MWh que se venda internamente será necesario generar 1.18 MWh.

El escenario indica que el diesel y el combustóleo prácticamente salen de la matriz energética, que en la zona Valle la generación de electricidad utilizará vapor geotérmico y gas natural predominando este último hasta alcanzar una relación de 2 a 1, mientras que en la zona Costa sólo se hará uso del gas natural.

La geotermia mantendrá estática su participación mientras que el uso de energía en el sistema crecerá casi dos veces lo cual implica que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% y que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado eliminando el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La demanda de energéticos se duplicará presentando tasas de crecimiento en el orden de 2% a 3%, y el consumo de gas natural se triplicará utilizándose el 30% de este combustible en el Valle y el resto en la zona Costa.

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO₂) las emisiones se mantendrán del orden de 2,200 toneladas por año (t/a)

sobre todo en la zona Valle y serán emitidas principalmente por el sistema geotermoeléctrico. La emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6,000 t/a en el 2005 a 24,000 t/a en el 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y la emisión de óxidos de carbono (CO₂) se incrementará de 3.4 millones de t/a en el 2005 a 12.7 millones de t/a generándose el 70% en la zona Costa.

En este escenario el costo por uso de gas natural se incrementará de 387 millones de dólares en el 2005 a 1,584 millones de dólares al 2025

El costo de generación anual a precios de combustibles del 2005 en términos absolutos pasará de 648 millones de dólares en el 2005 a 2,273 millones de dólares en el 2025, incrementándose la participación del costo del gas natural en el costo de generación del 60% al 70% para el mismo período.

El costo de producción anual crecerá para aumentar de 1,080 millones de dólares en el 2005 a 3,789 millones de dólares en el 2025. La participación del costo del gas natural en el costo de producción pasará del 36% al 42% para el mismo período.

En lo que se refiere a inversiones se requerirá invertir del orden de 2,865 millones de dólares en los próximos 20 años.

El costo medio de producción se incrementará de 88.08 USD/MWh en el 2005 a 112.63 USD/MWh en el 2020 y disminuirá a 110.78 USD/MWh en el 2025.

Baja California incrementará en 90% su consumo de electricidad por habitante, Mexicali aumentará en 2.6 veces su consumo por habitante,

mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

Para el 2025 Mexicali, impulsado por los efectos combinados de clima y subsidios, puede lograr consumos similares a los que tiene actualmente Estados Unidos y Canadá. No ocurrirá lo mismo en la zona Costa donde el consumo por habitante seguirá siendo mucho más bajo que en estos países. Es evidente en los promedios mensuales que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Los sectores doméstico e industrial crecerán sus consumos con una tasa del orden de 6% controlando el crecimiento de la entidad, los sectores comercial y agrícola lo harán con una tasa aproximada del 3%, mientras que el sector servicio crecerá con una tasa promedio de 4%.

La participación del sector industrial en el consumo de electricidad en Baja California será cada vez más significativo incrementándose de 57.3% a 60.5% en el período analizado. El sector doméstico lo hará ligeramente al aumentar de 31% a 32.5 % y los otros sectores disminuirán su participación en el período del 2005 al 2025.

En la prospectiva 2005-2025 con una planificación orientada a la demanda (ver capítulo 4) o planeación sistémica, objeto principal de este estudio, se establecieron metas cuyo propósito fue cuantificar el contraste entre escenarios desarrollados con metodologías de planeación orientadas a la

oferta (prospectiva) y escenarios producto de metodologías de planeación sistémica.

Las metas planteadas para una planificación orientada a la demanda fueron

- 1) Reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación para pasar del 4% al 2% de la generación bruta,
- 2) Reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios referidos ambos a las ventas sectoriales,
- 3) Reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo en tarifas de media tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial),
- 4) Incrementar la participación de la geotermia sustituyendo al 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica,
- 5) Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%, y
- 6) Disminuir el consumo energético del sector público en 15% para el 2008 y hasta un 30% para el 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

Los escenarios resultado de combinar las metas 1, 2 y 3; 1, 2, 3 y 4 así como 1, 2, 3 y 5 se caracterizan por incrementar la exportación neta, disminuir la demanda máxima, disminuir el consumo de gas natural, disminuir las emisiones, evitar instalar un porcentaje de capacidad, abatir el costo medio de producción, el costo de combustibles y lograr un ahorro en inversiones.

Para metas aisladas, la meta 5, es la más atractiva por los recursos liberados pero no disminuye el impacto ambiental y su logro depende más del mercado internacional del gas natural que del control de una planeación regional.

Desde el punto de vista ambiental es más atractiva la meta 3 y tiene también el mejor balance con la liberación de recursos, reforzando el criterio de las ventajas del ahorro y uso eficiente de energía, mientras que en la meta 4, que también es atractiva en ambos aspectos, se observa el efecto del uso de fuentes renovables sobre los requerimientos de inversión.

La combinación de metas 1-2-3-4 muestra que es la que ofrece un mejor balance entre los recursos económicos liberados y la disminución de emisiones.

Estas metas y planes no son limitantes ni excluyentes, lo que se demuestra es como la planeación sistémica apoya la toma de decisiones hacia donde dirigir los recursos financieros limitados para obtener los mejores resultados en los temas económico, ambiental, social y político.

Finalmente se recomienda que:

Se implemente un programa urgente e intensivo para obtener información precisa sobre la demanda y consumo de electricidad desagregada temporal, espacial y sectorialmente, información que es vital para que cada sector en cada región pueda planificar y hacer un uso racional y eficiente de la energía, esto permitirá amortiguar los efectos del esquema funcional actual de los sistemas monopolizados por los gobiernos que complica el análisis de

información estadística y de planeación a nivel región geográfica específica o sector específico.

Apoyar el crecimiento del sector energético en Baja California difundiendo sus características específicas entre los sectores mediante la gestión del conocimiento y la implementación y operación de bancos de información energética.

Instrumentar una planificación energética orientada hacia la demanda comprometiendo en ella a los diferentes sectores de la entidad para posicionar a Baja California en una referencia nacional e internacional por el ahorro de energía, el uso eficiente de los energéticos y la mitigación de los impactos de su uso hacia el medio ambiente.

Desarrollar esquemas normativos, operativos y administrativos para que los ahorros e ingresos adicionales que se obtienen en el sector energético por estrategias y acciones aplicadas en los sectores usuarios sean transferidos a esos sectores.

Optimizar y en su caso hacer operativos los esquemas dentro de la legislación actual para la participación del sector industrial en la generación de electricidad con fuentes alternas como autoabastecimiento, cogeneración, pequeño productor, estableciendo alianzas estratégicas con grupos internacionales.

Instrumentar centros de gestión en comercialización del gas natural incrementando los usos y consumos en los sectores mediante la sustitución de energéticos como combustóleo, gas LP, diesel y gasolina así como los

sistemas de cogeneración y autoabastecimiento de tal forma de lograr los volúmenes suficientes para participar en los mercados de futuros del energético así como diversificar los proveedores, aprovechar al máximo la coyuntura de pasar del final al principio de la cadena de suministro del energético con la instalación de regasificadoras e incrementar la participación del sector privado en los servicios de distribución del gas natural para darle mayor valor agregado con un menor costo de servicio.

Unidades y factores de conversión

Volumen

1 metro cúbico	6.28981041 barriles
1 metro cúbico	35.31467 pies cúbicos
1 pie cúbico	0.0283168 metro cúbico
1 galón	0.0238 barriles

Equivalencias energéticas.

1 tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868 Gigajoules
1 tonelada métrica	7.33 barriles de petróleo
1 barril de petróleo	5,000 pies cúbicos de gas natural
1 metro cúbico de gas natural	8,967,600 calorías
1 barril de combustóleo pesado	1,593,000 kilocalorías
1 barril de diesel	1,469,600 kilocalorías
1 BTU	252 calorías
1 caloría	4.1868 Joules
1 watt hora	3,600 Joules

Múltiplos

kilo: (k),	(10 ³)	1,000
Mega: (M),	(10 ⁶)	1,000,000
Giga: (G),	(10 ⁹)	1,000,000,000
Tera: (T)	(10 ¹²)	1,000,000,000,000

Glosario, abreviaturas, siglas.

Glosario.

Aprovechamiento: Definido como el abono anual de intereses sobre los activos con cargo a resultados en el Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado entre la CFE y el Gobierno Federal en agosto de 1986 y aparece en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 31 de 1986 y el 23 de diciembre de 1992.

Capacidad de transmisión: Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación.

Capacidad efectiva Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.

Capacidad instalada: Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación) en una fecha especificada.

Carga: Potencia requerida por los dispositivos de consumo (kW, MW); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.

Consumo anual por habitante: Relación de toda la electricidad consumida en el espacio bajo análisis (área, región, entidad, país...) a la población en ese mismo espacio, no sólo el consumo doméstico.

Consumo promedio por usuario del sector residencial: Valor obtenido de la relación del consumo del sector doméstico en el espacio que se analiza (área, región, entidad, país...) al número de usuarios del sector doméstico en ese mismo espacio.

Centrales base: Atiende la demanda base del sistema

Centrales reguladoras: Entran en operación para atender los picos de demanda

Costo de oportunidad para PEMEX: Los ingresos que obtendría la paraestatal por vender sus productos en el mercado de referencia en vez de venderlo en el mercado nacional.

Demanda: Potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado (demanda instantánea en MW).

Demanda máxima: Valor máximo de las demandas horarias en el año (MW).

Demanda máxima coincidente: Demanda máxima que se presenta en un sistema eléctrico interconectado durante cierto período, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.

Demanda máxima no coincidente: Suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan..

Demanda media: Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).

Energía bruta: Energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico con el fin de abastecer la energía de las ventas, las pérdidas en la transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.

Energía neta: Energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos.

Estructura energética: Identificación de los combustibles y tecnologías utilizadas para generar electricidad en el espacio que se analiza (área, región, entidad, país...).

Factor de planta de una central: Indica el grado en que fue utilizada la capacidad de las unidades generadoras. Es la relación de la energía generada en un año a la que generaría si operara a su capacidad efectiva durante todas las horas del año.

Generación bruta: Energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión.

Generación neta: Energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.

Margen de reserva: Diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.

Margen de reserva operativo: Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

Índices de desarrollo humano (IDH): Metodología propuesta por las Naciones Unidas, que califica la calidad de vida de la población y mide las capacidades básicas promedio de las personas. Comprende tres dimensiones esenciales: (a) La capacidad de gozar de vida larga y saludable, medida a través de la esperanza de vida al nacer. (b) La capacidad de adquirir conocimientos, medida mediante una combinación del grado de alfabetismo de los adultos y el nivel de asistencia escolar conjunto de niños, adolescentes y jóvenes (de 6 a 24 años). (c) La capacidad de contar con el acceso a los recursos que permitan disfrutar de un nivel de vida digna y decoroso, medido por el PIB per cápita ajustado al poder adquisitivo del dólar en los Estados Unidos. Los tres componentes varían entre 0 y 1, así como su promedio (el IDH). Un valor de 1 establece la meta o el valor máximo posible en esta materia.

Intensidad energética: Relación del consumo de energía al PIB.

Pérdidas: Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las

pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

PIB/habitante: Relación del producto interno bruto de una entidad a la población de la entidad, considerado también como ingreso per cápita.

Precios medios unitarios: Calculados de la relación de todos los productos generados por una tarifa a la cantidad total de electricidad consumida en esa tarifa.

Productos: Ingresos económicos generados por el sistema, sector o por una tarifa en la venta de electricidad

Abreviaturas, siglas

AIE: Agencia Internacional de Energía .

CAT: Construcción, arrendamiento y transferencia.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía .

CER's Reducción Certificada de Emisiones de Gases de Invernadero

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CONAE: Comisión Nacional de Ahorro de Energía.

CONAPO: Consejo Nacional de población.

FIDE: Fideicomiso para el Ahorro de Energía .

DOE: Department of Energy (EUA)

IDH: Índices de desarrollo humano.

EIA: Energy Information Administration (EUA)

EUA: Estados Unidos de América

GLP: Gas licuado de petróleo

GN: Gas natural

IEA: International Energy Agency

INEGI: Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática

ISR: Impuesto sobre la renta.

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

OECD: Organización para la cooperación y el desarrollo económico.

PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico

PEMEX: Petróleos Mexicanos

POISE: El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

SCHP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SENER: Secretaría de Energía

BIBLIOGRAFÍA

1. Campbell R. H. E. C. Pérez T. Carlos “Identificación y Definición del Impacto Social y Económico de la Problemática del Servicio Eléctrico y sus Alternativas de Solución”, UABC para el Consejo de Desarrollo Económico de Mexicali, A. C., 2003
2. Campbell R. H. Carlos Pérez T., Gisela Montero A., René. A. Palacios B., José. L. Benítez Z., Jesús F. Sosa G. “Actualización de la planificación energética de las ciudades de Mexicali y Tijuana, Baja California”, Reporte Técnico, UABC- CANACINTRA-Mexicali, Secretaría de Economía, Secretaría de Desarrollo Económico, Producen,2006.
3. . CFE 1, 2004, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013
4. CFE 2 Estadísticas de CFE, 2005. Capacidad Instalada histórico 1996 -2004
5. CFE. Necesidades del Sector Eléctrico. Nov. 2003
6. CFE www.caiso.com/docs/2004/01/28/200401281555176559.pdk
7. CFE *Estadística de ventas*. <http://www.cfe.gob.mx/es/laempresa/transmisionydistribucion/estadisticasdeventas>. (2001, 2005)
8. CFE Baja California: Demanda Máxima, Agosto 16 de 2001
9. CFE factores de ajuste para el costo del combustible) <http://aplicaciones.cfe.gob.mx/aplicaciones/ccfe/tarifas/factores/factores.asp>

10. CONAPO (2000): La situación demográfica en México en Evaluación Prospectiva. La región ante tres escenarios de crecimiento, 2000-2020.
11. Dan Merilatt, V.P. Program Services, GoodCents Solutions, August 2004
12. Diario Oficial 1986, 1992 .Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado entre la CFE y el Gobierno Federal en agosto de 1986 y aparece en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 31 de 1986 y el 23 de diciembre de 1992 Aprovechamiento
13. Millar Paul J, Zachary Patterson y Scott Vaughan: Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation”, by Paul J. Millar, of Commission for Environmental Cooperation (Nov 2001).
14. SENER 1 2004. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*, Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2004.
15. SENER 2 2004. *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*, Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2004.
16. SIREM Población 1993-2005 Sistema de Información Regional de México. www.sirem.com.mx
17. SNIM Sistema Nacional de Información Municipal, www.inafed.gob.mx

18. UABC/CFE. *Análisis de las diferentes alternativas para la generación de energía eléctrica incluyendo sus costos*. UABC en convenio con CFE, Gobierno del Estado de Baja California y el Gobierno Municipal de Mexicali. 1996, Biblioteca de la UABC.