



Capítulo 3. Situación de la energía eólica e hidráulica en México





3.1 El Sistema Eléctrico Nacional.

En México existen diversas instituciones que producen diversos documentos, los cuales, proporcionan información con respecto a la situación del sector energético con una visión de 15 años. Para el propósito de la tesis se tomaran algunos de ellos.

La Prospectiva del Sector Eléctrico, creada por la Secretaría de Energía (SENER), tiene como objetivo primordial difundir la situación reciente del mercado de energía eléctrica en nuestro país, así como los proyectos necesarios para alcanzar el abasto suficiente y oportuno que brinde cobertura al crecimiento de la demanda de energía eléctrica durante los próximos años.

En México, dicha planeación se orienta hacia la seguridad energética, la diversificación de fuentes primarias y la sustentabilidad ambiental bajo un entorno de mayor rigurosidad en la normatividad, así como de la necesidad de mejorar la competitividad y eficiencia de las empresas públicas, lo cual deberá reflejarse en los precios de la energía a los consumidores finales.

En materia de seguridad energética y equilibrio ambiental en el sector eléctrico, apuntan hacia el desarrollo de energías renovables como la hidráulica, eólica, solar, biomasa, mini-hidráulica y bioenergética, entre otras, así como las posibilidades que con el desarrollo tecnológico que actualmente brinda la energía nuclear en las estrategias de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, principales precursores del calentamiento global.

El Programa de Obras e inversiones del Sector Eléctrico (POISE), creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es el resultado de estudios coordinados dentro del marco de la planificación integral del sistema eléctrico del país, su planificación se realiza aprovechando, tanto en el corto como en el largo plazo, las mejores opciones de inversión y producción de energía que permitan satisfacer la demanda futura de la electricidad a costo global mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y calidad.

En este documento se describe la evolución del mercado eléctrico y la expansión de capacidad de generación y transmisión para atender la demanda de electricidad futura. Asimismo, se detallan las inversiones necesarias en nuevas centrales generadoras, redes de transmisión y distribución de energía, así como para el mantenimiento de la infraestructura, a fin de brindar un servicio público de electricidad seguro y eficiente.

La Estrategia Nacional de Energía, creado por la Secretaría de Energía (SENER), tiene el propósito de generar acuerdos y proponer líneas de acción correspondientes. Esta tiene como base la Visión 2024 y está conformado por 3 Ejes Rectores, que son Seguridad Energética, Eficiencia Económica y Productiva, y Sustentabilidad Ambiental. A partir de estos Ejes Rectores establece objetivos que pretenden asegurar que el sector evolucione hacia una operación segura, eficiente y sustentable, y que responda a las necesidades energéticas y de crecimiento económico y desarrollo social del país.

EL Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, creado por la Secretaría de Energía (SENER), se enfoca en detallar las políticas públicas que promuevan fuentes renovables de energía y la utilización





óptima de las mismas con el objetivo de reducir los riesgos relacionados a la dependencia de los hidrocarburos y la seguridad de incorporar el concepto de sustentabilidad en las políticas y estrategias del sector energético.

3.2 Capacidad Nacional

En 2008 se registró un consumo nacional de energía eléctrica de 207,859 GWh, lo que representó un crecimiento de 2.1% respecto al año anterior, siendo la menor variación anual observada desde 2002, año en que el consumo creció 1.9%. (Tabla 1)

Consumo nacional de energía eléctrica, 1998-2008
GWh

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca (%) 1998-2008
Consumo nacional	146,288	155,860	166,376	169,270	172,566	176,992	183,972	191,339	197,435	203,638	207,859	3.6
variación (%)	5.2	6.5	6.7	1.7	1.9	2.6	3.9	4.0	3.2	3.1	2.1	
Ventas internas	137,209	144,996	155,349	157,204	160,203	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	3.0
variación (%)	5.3	5.7	7.1	1.2	1.9	0.1	1.9	3.8	3.3	2.9	1.9	
Autoabastecimiento	9,079	10,864	11,027	12,066	12,363	16,608	20,463	21,582	22,064	23,169	23,946	10.2
variación (%)	3.5	19.7	1.5	9.4	2.5	34.3	23.2	5.5	2.2	5.0	3.4	

Cuadro 3. 1. Consumo nacional de energía eléctrica, 1998-2008.³²

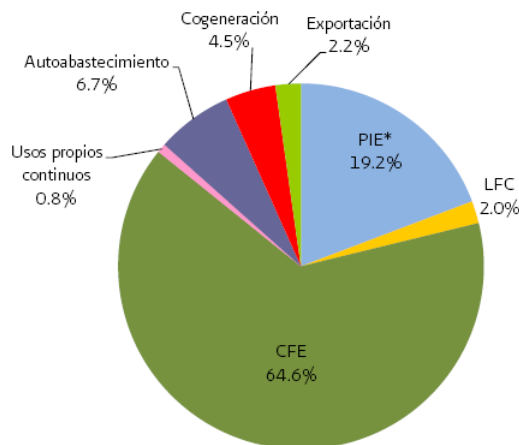
En 2008, la capacidad instalada nacional ascendió a 59,573 MW, de los cuales 51,105 MW corresponden al servicio público (incluyendo producción independiente) y 8,468 MW a permisionarios (autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos y exportación). La capacidad nacional de energía eléctrica a diciembre de 2008 incluyendo exportación representó un incremento de 1.0%.

Durante el periodo 1998-2008, el consumo nacional de energía eléctrica mantuvo un crecimiento medio anual de 3.6%, como resultado de la dinámica de los sectores residencial y mediana industria principalmente. Asimismo, el autoabastecimiento ha mostrado un dinamismo de 10.2%.

³² Prospectiva del Sector eléctrico 2009-2024



Capacidad efectiva instalada nacional, 2008 59,573 MW



* Considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE

Figura 3- 1. Capacidad efectiva instalada nacional, 2008.³³

Durante el 2008, las tecnologías basadas en el uso de gas natural, (esencialmente ciclo combinado y turbogás), alcanzaron una participación del 38.3% del total de la capacidad, mientras que las centrales que utilizan combustóleo y diesel aportaron el 25.6%. Asimismo, el carbón representó el 9.2% de la capacidad instalada y las fuentes renovables de energía (incluyendo las centrales hidroeléctricas) el 24.2%. Finalmente, la capacidad nucleoelectrica aportó el 2.7% de la capacidad total para servicio público.

Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central, 1998-2008 (MW)

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos				Total	
	Hidráulica	Geotermo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Nuclear	Carbón	Termoeléctrica convencional	Ciclo combinado*	Turbogás	Combustión interna		Dual
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	35,256
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	41,177
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	46,552
2005	10,536	960	2	1,365	2,600	12,935	13,256	2,599	182	2,100	46,534
2006	10,566	960	2	1,365	2,600	12,895	15,590	2,509	182	2,100	48,769
2007	11,343	960	85	1,365	2,600	12,865	16,873	2,620	217	2,100	51,029
2008	11,343	965	85	1,365	2,600	12,865	16,913	2,653	216	2,100	51,105

* Incluye producción independiente de energía.

Cuadro 3. 2. Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central, 1998-2008.³⁴

En 2008, la capacidad instalada nacional por permisionarios (PEE, Productor Externo de Energía) aumentó 2.8% respecto a 2007 (263,386 GWh). Los productores independientes representan 59.9% de dicha capacidad, quienes han generado el mayor crecimiento, seguido por el autoabastecimiento.

³³ Prospectiva del Sector eléctrico 2009-2024

³⁴ Ídem.



3.2.1 Capacidad regional

Las centrales de generación de electricidad para el servicio público se encuentran dispersas en casi todo el territorio nacional, a excepción de los estados de Aguascalientes, Morelos, Tabasco, Tlaxcala y Zacatecas, en donde a la fecha no se han instalado unidades generadoras. Las adiciones de nueva capacidad durante 2008 fueron mínimas, por lo que en el contexto regional la participación de cada entidad federativa respecto al total instalado permanecieron casi invariables. En el caso de la región Oriental y Occidental en donde se encuentran instalados los principales desarrollos hidroeléctricos del país ubicados en Chiapas y Guerrero, así como importantes centrales termoeléctricas al norte de Veracruz y la planta nucleoelectrica Laguna Verde, se concentró 34.5% del total nacional para servicio público, seguida por la región Noreste con 25.9%.

La capacidad de servicio público a diciembre de 2008 (51,105MW) representó un incremento de 0.15% respecto a 2007 (51 029MW). Esta nueva capacidad resultó de adicionar 38MW, modificar la instalada en 39.15MW y retirar 0.255MW:

- Adiciones:
 - Geotermia, Los Húmeros: 5MW (unidad 8)
 - Turbogás, Cd. del Carmen: 16MW y 17MW (unidades 2 y 3)
- Modificaciones:
 - Combustión interna (tipo diesel), Holbox: -0.57MW
 - Ciclo combinado, Gómez Palacio: +39.8MW
 - Hidráulica, Itzúcaro: -0.08MW
- Retiros:
 - Eólica, La Venta: 0.225MW (unidad 6)

En la siguiente tabla se clasifica la capacidad de tecnología en las diferentes regiones y en la gráfica se ilustra esta capacidad por área de control.





Capacidad efectiva por tecnología y área de control ^{1/} (MW) Servicio público

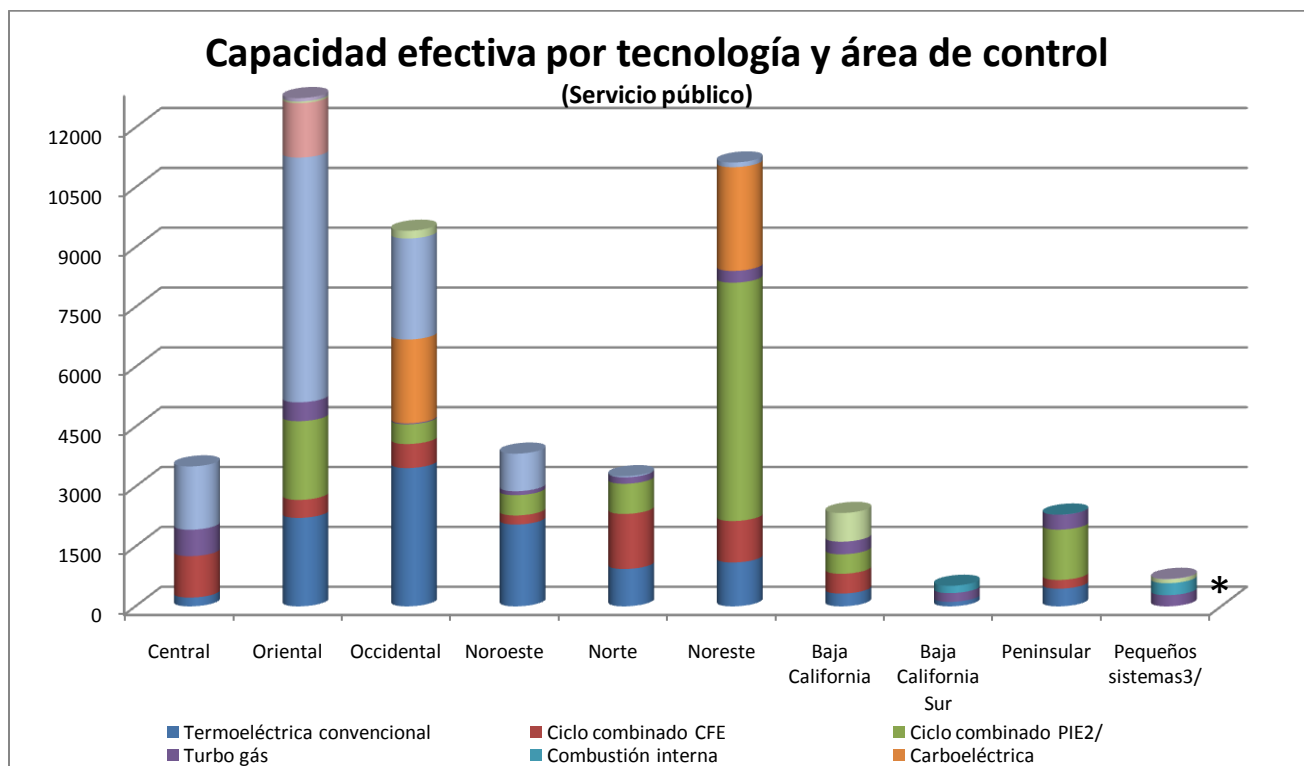
Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Pequeños Sistemas ^{3/}	Total
Termoeléctrica convencionada	2,220	2,217	3,466	2,052	936	1,100	320	113	442		12,865
Ciclo combinado CFE	1,038	452	603	227	1,381	1,039	496		220		5,456
Ciclo combinado PIE ^{2/}		1,973	495	508	757	5,974	489		1,261		11,457
Turbogás	662	472	24	100	161	296	316	219	375	28	2,653
Combustión interna								183	3	30	216
Carboeléctrica			2,100			2,600					4,700
Hidroeléctrica	1,588	6,136	2,532	941	28	118					11,343
Nucleoeléctrica		1,365									1,365
Geotermoeléctrica		40	195				720			10	965
Eoloeléctrica		85								1	85
Total	5,508	12,740	9,414	3,828	3,263	11,126	2,341	514	2,302	68	51,105

1/ Al 31 de diciembre de 2008

2/ Productores Independientes de Energía

3/ Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Cuadro 3.3. Capacidad efectiva por tecnología y área de control (MW).³⁵



*Los datos fueron multiplicados por un factor de 10 con el fin de lograr una mayor nitidez en la gráfica

Gráfica 3.1. Capacidad efectiva por tecnología y área de control.³⁶

A continuación se muestra la participación de las diferentes tecnologías para los años 2007 y 2008.

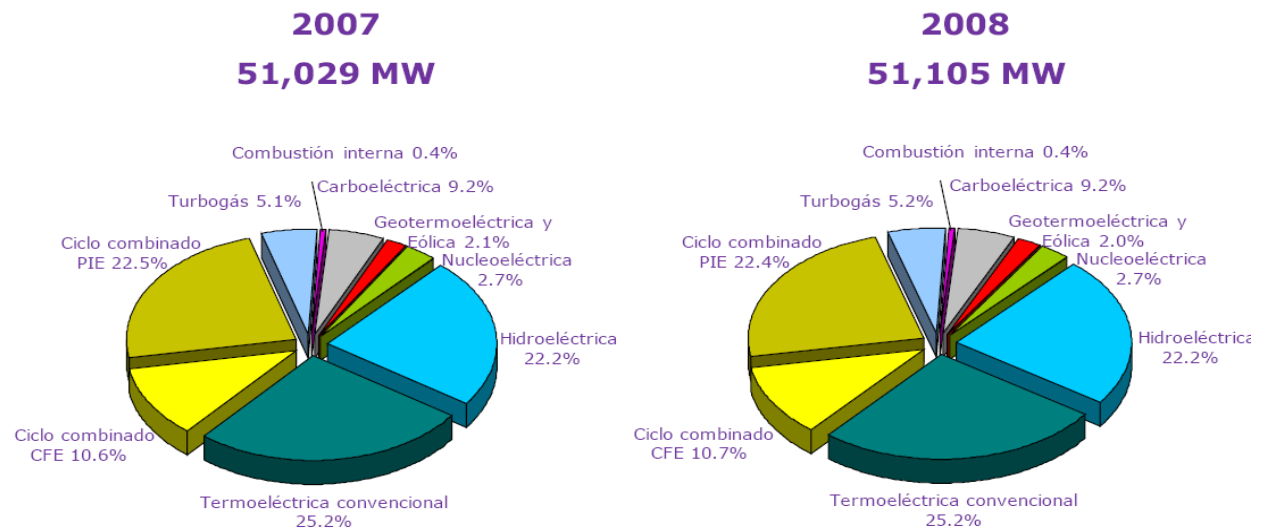
³⁵ POISE 2010-2024.

³⁶ Elaboración propia con datos del POISE 2010-2024





Capacidad efectiva al 31 de diciembre



1/ No incluye excedentes de autoabastecimiento ni cogeneración

Figura 3- 2. Capacidad efectiva al 31 de diciembre, 2007 y 2008 .³⁷

3.3. Margen de reserva.

La capacidad efectiva instalada de energía eléctrica se incrementó en un promedio anual de 3.8% entre 1998 y 2008, por encima del crecimiento observado en la demanda máxima. A finales de 2009, la capacidad efectiva de generación en el sector eléctrico alcanzó 59.8 GW.

El margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional alcanzó 47% en 2009 (20% de margen de reserva operativo).

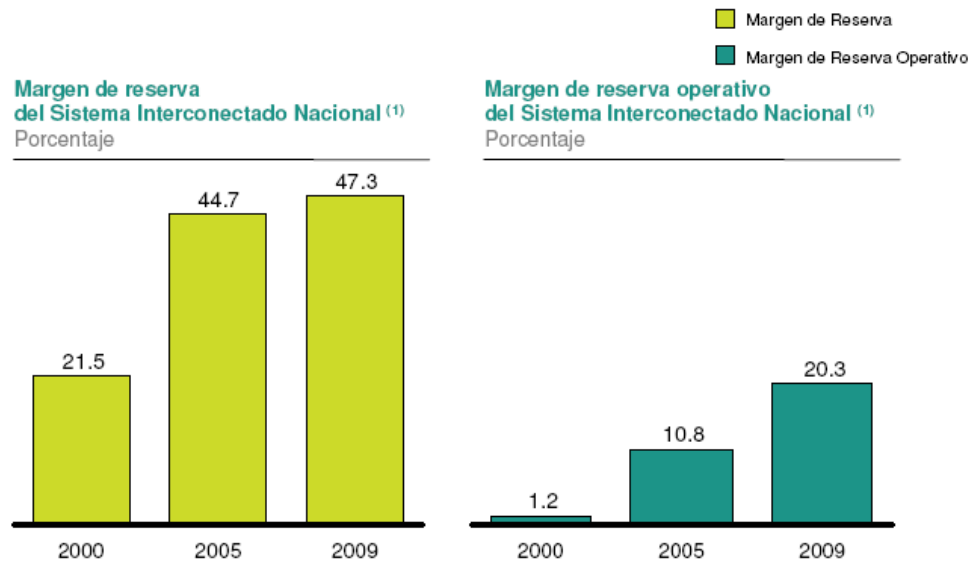
³⁷ POISE 2010-2024





MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Porcentaje



¹ Considera capacidad instalada para el servicio público y la capacidad de autoabastecimiento remoto

Figura 3- 3. Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional.³⁸

Por ello, las inversiones en generación y transmisión deberán tomar en cuenta:

- Margen de reserva existente
- Evolución del balance oferta/demanda regional, debido al crecimiento de la demanda, programas de gestión de la demanda y retiro programado de plantas por obsolescencia.
- Penetración de capacidad de generación de energías renovables intermitentes que requieren de respaldo e incrementan los requerimientos de capacidad de reserva.
- Opciones de desarrollo de redes de transmisión más robustas que permita aprovechar de manera eficiente el potencial de generación de cada zona, como alternativa a la construcción de nueva capacidad

³⁸ Estrategia Nacional de Energía.





3.4 Pronóstico del crecimiento nacional de energía eléctrica 2009-2024

3.4.1 Programa de expansión

El programa de expansión del SEN se integra por la planeación del servicio público y la proyección de adiciones de capacidad de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración. Estas adiciones de capacidad de permisionarios dentro del marco regulatorio vigente, permiten por una parte, el aprovechamiento del potencial de generación de electricidad en varios sectores, así como en diferentes ramas industriales, en los que por las características de sus procesos, existen oportunidades de ahorro de energía y mitigación de costos y, por otra parte, le permite a diferentes tipos de usuarios diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica.

Durante el periodo 2009-2024, el programa de expansión del servicio público requerirá adiciones de capacidad por 37,615 MW de los cuales, 5,113 MW son de capacidad comprometida o en construcción, 32,096 MW de capacidad adicional en proyectos que aún no se han licitado y 406 MW en proyectos de rehabilitación y modernización (tabla 3).

Programa de adiciones de capacidad en el SEN, 2009-2024
(MW)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Total ¹	1,074	1,867	1,914	1,873	2,655	457	2,414	2,137	1,768	3,591	2,186	5,024	4,413	2,078	3,956	2,295	39,702
Servicio Público	650	1,532	1,027	1,431	2,655	457	2,414	2,137	1,768	3,591	2,186	5,024	4,413	2,078	3,956	2,295	37,615
Capacidad en construcción o licitación ²	560	1,245	1,027	1,344	936												5,113
Capacidad adicional				58	1,719	457	2,414	2,137	1,768	3,591	2,186	5,024	4,413	2,078	3,956	2,295	32,096
Rehabilitaciones y modernizaciones (RM) ³	90	286		30													406
Autoabastecimiento remoto	424	335	887	442													2,087

¹ Debido al redondeo de cifras, las sumas y totales podrían no coincidir con exactitud.

² Incluye 160 MW de tecnología turbogás en el área Central.

³ Incluye los incrementos en RM de Laguna Verde, Río Bravo, Central Hidroeléctrica (CH) Villita y CH Infiernillo (406 MW)

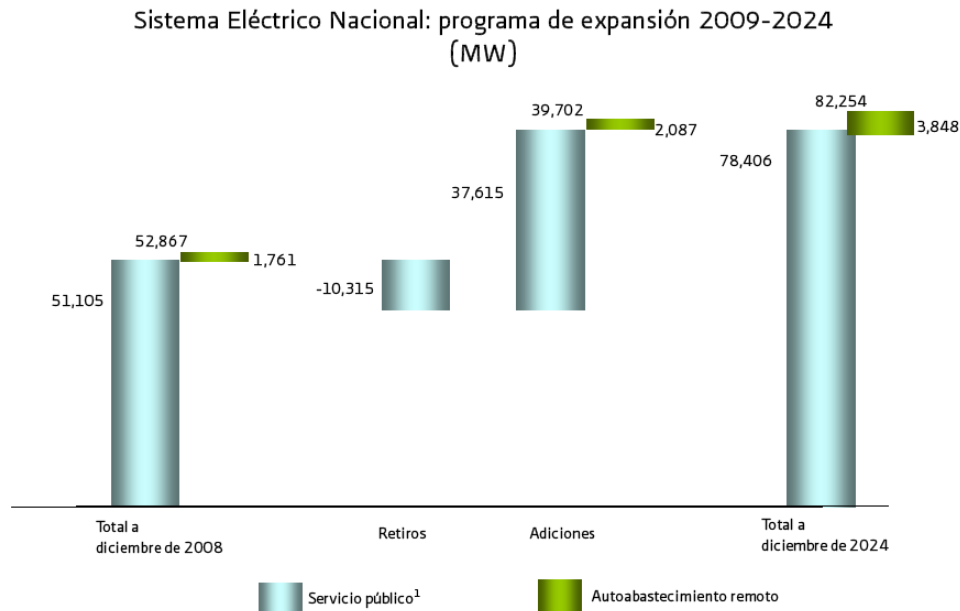
Cuadro 3. 4. Programa de adiciones de capacidad en el SEN, 2009-2024.³⁹

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 2,087 MW, entre los cuales se consideran, en su mayoría proyectos eólicos del Istmo de Tehuantepec y el de Santa Catarina, Nuevo León; un proyecto hidráulico en Jalisco y el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex.

Hacia 2024 se prevé realizar retiros de capacidad obsoleta e ineficiente del servicio público de energía eléctrica por 10,315 MW.

³⁹ Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024.





¹ Incluye rehabilitación y modernización (406 MW).

Figura 3- 4. Programa de expansión del SEN, 2009-2024.⁴⁰

Por otra parte, la capacidad comprometida o en construcción considerada en la prospectiva asciende a 5,113 MW, la cual está programada para iniciar operaciones durante el periodo 2009-2013. El programa de expansión cuyas centrales se encuentran en proceso de construcción o licitación está integrado por: 2,722 MW de tecnología de ciclo combinado, la central Carboeléctrica del Pacífico con 678 MW que iniciará operaciones en 2010, las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I-IV que en conjunto adicionan 507 MW, 161 MW de capacidad geotermoeléctrica correspondiente a las centrales Cerro Prieto V y Humeros Fases A y B que iniciarán operaciones entre 2011 y 2012. En tanto que en 2012 iniciará operaciones la central hidroeléctrica La Yesca con 750 MW.

⁴⁰ Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024.



Proyectos de generación en construcción o en proceso de licitación, 2009-2013

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha del concurso	Modalidad de licitación o financiamiento	Capacidad bruta (MW)				
					2009	2010	2011	2012	2013
Total anual					560	1,245	1,027	1,344	936
Acumulado					560	1,805	2,833	4,177	5,113
Proyectos terminados en 2009									
TG área central	Central	TG	2005		160				
Baja California (Pdte. Juárez)	Baja California	CC	2006	OPF	277				
Subtotal					437	0	0	0	0
Proyectos en construcción									
San Lorenzo conversión TG/CC	Puebla	CC	2005	OPF	123				
Humeros Fase A	Puebla	GEO	2008	OPF			27		
Norte (La Trinidad)	Durango	CC	2005	PIE		466			
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR	2003	OPF		678			
La Yesca U1 y U2	Nayarit	HID	2007	OPF				750	
Guerrero Negro III	Baja California Sur	CI	2009	OPF			11		
La Venta III	Oaxaca	EOL	2008	PIE			101.4		
Humeros fase B	Puebla	GEO	2009	OPF				27	
Oaxaca I	Oaxaca	EOL	2008	PIE		101.4			
Subtotal					123	1,245	139	777	0
Proyectos en proceso de licitación									
Baja California II TG Fase I	Baja California	TG	2009	OPF			124		
Manzanillo I rep U1	Colima	CC	2009	OPF			460		
Manzanillo I rep U2	Colima	CC	2009	OPF				460	
Cerro Prieto V	Baja California	GEO	2008	OPF				107	
Agua Prieta II ¹	Sonora	CC	2007	OPF					477
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	EOL	2009	PIE			304.2		
Norte II (Chihuahua)	Chihuahua	CC	2008	PIE					459
Subtotal					0	0	888	567	936

HID: Hidroeléctrica CC: Ciclo combinado CI: Combustión interna tipo diesel EOL: Eoloeléctrica CAR: Carboeléctrica GEO: Geotermoelectrica
 TG: Turbogás PIE: Productor independiente de energía OPF: Obra pública financiada

Nota: Las cifras no podrían corresponder exactamente debido al redondeo.

¹ Tercera convocatoria, incluye 10 MW de campo solar.

Cuadro 3. 5. Proyectos de generación en construcción o proceso de licitación, 2009-2013.⁴¹



¹ Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no coincidir exactamente.

Figura 3- 5. Mapa de centrales terminadas o en construcción, 2009-2013.⁴²

⁴¹ Ídem.

⁴² Ídem.

Respecto a la capacidad en proceso de licitación, se tienen 2,391 MW de los que destacan los proyectos eoloeléctricos Oaxaca II-IV con 304 MW, programados para iniciar operaciones en 2011; la repotenciación de las Unidades 1 y 2 de la central termoeléctrica Manzanillo I; las centrales Agua Prieta II y Norte II en 2013; así como el proyecto geotermoeléctrico Cerro Prieto V con 107 MW.



¹ Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no coincidir exactamente.

Figura 3- 6. Mapa de centrales en proceso de licitación.⁴³

3.5 Energías Renovables.

México cuenta con un potencial de generación de electricidad con energías limpias que no ha sido explotado.

En 2008, México tuvo alrededor de 1,924.8 MW de capacidad instalada de generación eléctrica basada en energías renovables sin incluir grandes hidroeléctricas, lo cual representa el 3.3% de la capacidad instalada para el servicio público del país y autoabastecimiento remoto.

En el siguiente cuadro se muestra la capacidad total instalada, a partir de fuentes renovables, por tipo de tecnología:

⁴³ Ídem.



Capacidad y Generación Eléctrica en México por Tipo de Energía (2008)**

Tecnología	Desarrollador	CAPACIDAD		GENERACIÓN	
		Anual (MW)	% Total	Anual (GWh)	% Total
Eoloeléctrica	CFE	85.250	0.15%	231.505	0.09%
Eoloeléctrica	Permisionarios	0.000	0.00%	0.000	0.00%
Total Eoloeléctrica		85.250	0.15%	231.505	0.09%
Pequeña hidroeléctrica	CFE	270.128	0.46%	1309.525	0.53%
Pequeña hidroeléctrica	LFC	23.330	0.04%	52.988	0.02%
Pequeña hidroeléctrica*	Permisionarios	83.492	0.14%	228.053	0.09%
Total Hidroeléctrica		376.950	0.65%	1590.566	0.64%
Geotermoeléctrica	CFE	964.500	1.66%	7057.768	2.86%
Biomasa y biogás*	Permisionarios	498.116	0.86%	819.345	0.33%
Total		1924.816	3.31%	9699.184	3.93%
Total servicio público y permisionarios	58105.537	100%	246785	100.00%	
Participación Renovables		3.31%		3.93%	

* Incluyen proyectos Híbridos.

**Proyectos en operación al cierre del 2008.

Cuadro 3. 6. Capacidad y generación eléctrica en México por tipo de energía (2008).⁴⁴

En 2012 la participación de la capacidad con recursos renovables se incrementará a 7.7%. Este valor resultará superior a la meta establecida en el *Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables*. Al incorporar las grandes centrales hidroeléctricas y las mayores a 30 MW, la participación aumenta a 27.7%. En el siguiente cuadro se presentan los proyectos de nuevas centrales que aprovecharán fuentes renovables. En el 2024 la participación en capacidad con fuentes renovables —de acuerdo con el Programa de Requerimiento de Capacidad (PRC) — equivaldrá a 5.5%. Parte de la capacidad definida en el PRC como tecnología libre, tendrá que desarrollarse con fuentes de energía renovable, para atender los lineamientos de política energética establecidos.

⁴⁴ Programa Especial para el Aprovechamiento de Emergias Renovables.





Programa de requerimientos de capacidad de energía renovable, 2010-2023

Fecha de entrada en Operación		Proyecto	Tipo	Capacidad		Área
Año	Mes			Bruta MW	Neta MW	
2010	Dic	Oaxaca I	EO	101	100	ORI
				101	100	
2011	Mar	Humeros Fase A	GEO	27	25	ORI
	Jun	La Venta III	EO	101	100	ORI
	Sep	Oaxaca II, III y IV	EO	304	300	ORI
				432	425	
2012	Ene	La Yesca U1	HID	375	373	OCC
	Abr	La Yesca U2	HID	375	373	OCC
	May	Humeros Fase B	GEO	27	25	ORI
	Jun	Cerro Prieto V	GEO	107	100	BC
				884	871	
2013	Abr	Sureste I	Libre	304	300	ORI
				304	300	
2014	Abr	Río Moctezuma	HID	92	91	OCC
	Abr	Sureste II	Libre	304	300	ORI
	Abr	Azufres III Fase I	GEO	50	45	OCC
				446	436	
2015	Abr	Sureste III	LIBRE	304	300	ORI
				304	300	
2016	Abr	Sureste IV	LIBRE	304	300	ORI
				304	300	
2018	Abr	Azufres III Fase II	GEO	25	23	OCC
	Sep	Tenosique	HID	420	418	ORI
				445	440	
2019	Sep	Copainalá	HID	232	231	ORI
				232	231	
2020	Abr	Azufres IV	GEO	75	68	OCC
	Sep	Paso de la Reina	HID	510	508	ORI
				585	576	
2021	Abr	La Parota U1	HID	300	299	ORI
	Abr	La Parota U2	HID	300	299	ORI
	Abr	La Parota U3	HID	300	299	ORI
				900	896	
2023	Abr	Cruces	HID	475	473	OCC
	Sep	Acala	HID	135	134	ORI
				610	607	
		Total		5,548	5,481	

ORI: Oriental; OCC: Occidental; BC: Baja California.

Cuadro 3. 7. Programa de requerimiento de capacidad de energía renovable, 2010-2023.⁴⁵

3.5.1 Energía eólica

En México se han identificado diferentes zonas con potencial para la explotación eólica para la generación eléctrica, como en el Istmo de Tehuantepec, en el estado de Oaxaca, La Rumorosa en el estado de Baja California, así como en los estados de Zacatecas, Hidalgo, Veracruz, Sinaloa y en la Península de Yucatán, entre otros. La Asociación Mexicana de Energía Eólica estima que estas zonas podrían aportar hasta 10,000 MW de capacidad al parque eléctrico nacional.

El mercado eólico mundial ha demostrado que esta tecnología y la industria asociada a ella, además de aportar la energía eléctrica que la sociedad demanda, pueden convertirse en una importante fuente de empleos, inversión, desarrollo tecnológico, integración industrial y creadora de nuevas empresas e infraestructura para el país, con beneficios ambientales.

⁴⁵ Prospectiva del Sector Eléctrico, 2009-2024.





Situación de la energía eólica e hidráulica en México



El potencial eólico, aunado al marco jurídico favorable, ha permitido que al día de hoy se cuente con una cartera amplia de proyectos en operación y desarrollo como se muestra en las siguientes tablas:

Proyectos Eólicos Comprometidos					
Proyecto	Desarrollador	Región	Modalidad	MW	Fecha de entrada en operación
La Venta	CFE	Oaxaca	Servicio Público	1.35	nov-94
Guerrero Negro	CFE	Baja California Sur	Servicio Público	0.6	mar-99
La Venta II	CFE	Oaxaca	Servicio Público	83.3	ene-07
Eurus ¹	Acciona	Oaxaca	Autoabasto	250	dic-09
Parques ecológicos de México ¹	Iberdrola	Oaxaca	Autoabasto	79.9	ene-09
Fuerza Eólica del Istmo ¹	Fuerza Eólica Peñoles	Oaxaca	Autoabasto	30	2010*
Eléctrica del Valle de México ¹	EdF Energies Nouvelles-Mitsui	Oaxaca	Autoabasto	67.5	2009
Eoliatec del Istmo ¹	Eoliatec	Oaxaca	Autoabasto	22	2010*
Bii Nee Stipa Energía Eólica ¹	CISA- Gamesa	Oaxaca	Autoabasto	26.3	2009
La Venta III	CFE	Oaxaca	PIE	101.4	nov-10
Oaxaca I	CFE	Oaxaca	PIE	101.4	2010*
Centro Reginal de Tecnología Eólica ¹	Instituto de Investigaciones Eléctricas	Oaxaca	Pequeño Productor	5	ND
Desarrollo Eólicos Mexicanos	Demex	Oaxaca	Autoabasto	227.5	2011*
Eoliatec del Pacífico ¹	Eoliatec	Oaxaca	Autoabasto	160.5	2011*
Eoliatec del Istmo (2a fase) ¹	Eoliatec	Oaxaca	Autoabasto	142.2	2011*
Gamesa Energía	Gamesa	Oaxaca	Autoabasto	288	2011*
Vientos del Istmo ¹	Preneal	Oaxaca	Autoabasto	180	2011*
Energía Alterna Ismeña	Preneal	Oaxaca	Autoabasto	215.9	2011*
Unión Fenosa Generación México ¹	Unión Fenosa	Oaxaca	Autoabasto	227.5	2011*
Fuerza Eólica del Istmo (2a fase) ¹	Fuerza Eólica	Oaxaca	Autoabasto	50	2011*
Oaxaca II-IV	CFE	Oaxaca	PIE	304.2	sep-2011*

* Fecha estimada de entrada en operación

PIE: Productor independiente de Energía.

ND: no disponible

¹ Proyectos con permiso de generación eléctrica de la Comisión Reguladora de Energía.

Tabla 3. 1. Proyectos eólicos comprometidos.⁴⁶

⁴⁶ Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.





Los proyectos actualmente instalados o en instalación en Oaxaca se basan principalmente en la modalidad de autoabastecimiento. La viabilidad de los proyectos está directamente relacionada con las tarifas oficiales de energía eléctrica, los costos de inversión y costos de porteo asociados al transporte de la energía desde el punto de interconexión hasta los puntos de carga.

Proyectos Eólicos Potenciales					
Proyecto	Desarrollador	Region	Modalidad	Mw	Fecha de entrada en operación
Fuerza Eólica de Baja California¹	Fuerza Eólica	Baja California	Exportación	300.0	ND
Mexico Wind	Unión Fenosa/Geobat	Baja California	Exportación	500.0	ND
ND	Cannon Power	Baja California	Exportación	200.0	ND
Baja Wind	Sempra Energy	Baja California	Exportación	250.0	2011
Baja California¹	Fuerza Eólica	Baja California	Autoabasto	10.0	ND
ND	Gobierno del Estado	Baja California	Autoabasto	10.0	ND
Los Vergeles	SEER	Tamaulipas	Autoabasto	160.0	2010
Eólica Santa catarina¹	Ecoenergy	Nuevo León	Autoabasto	20.0	ND

Tabla 3. 2. Proyectos eólicos potenciales.⁴⁷

La energía eólica ha tenido un importante crecimiento en los últimos años, colocándose como una de las principales fuentes renovables de generación eléctrica.

En México, a partir del año 2006, se han tenido experiencias en Baja California y Oaxaca y se ha iniciado el desarrollo de diversos parques eólicos bajo un proyecto que se denominó Temporada Abierta. A través del proyecto se acordó la construcción de infraestructura y reforzamientos de transmisión para interconectar 2,473 Megawatts de proyectos eólicos públicos y privados en Oaxaca entre 2009 y 2012.

Las inversiones estimadas de estos proyectos superan los 60 mil millones de pesos y se espera que hacia el 2012 el 4% de la energía eléctrica demandada en el país sea producida con energía eólica generando más de 10,000 empleos directos e indirectos durante la construcción y una demanda de 374 empleos para su operación.

Adicionalmente, se tienen cinco proyectos del programa eólico de la Comisión Federal de Electricidad que entrarán en operación entre 2010 y 2012. De los mismos, los proyectos La Venta III y Oaxaca I conforman el Parque Eólico del Bicentenario que están programados para entrar en operación hacia finales de 2010.

⁴⁷ Ídem.





3.5.2 Energía Minihidráulica

El panorama nacional de la minihidráulica se puede dividir en centrales públicas y privadas que se encuentran en operación y/o las que por alguna causa, están fuera de servicio. Actualmente se cuenta con 22 centrales privadas, 12 en operación, 2 inactivas y 8 en construcción, con permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía con una capacidad instalada en operación de 83.5 MW, así como 31 centrales públicas en operación de la Comisión Federal de Electricidad con una capacidad de 270 MW. De estas últimas, sólo dos han sido construidas después de 1967: la central “Colina”, ubicada en San Francisco Conchos, Chihuahua, con una capacidad instalada de 3 MW y la central “Ixtaczoquitlán”, ubicada en Ixtaczoquitlán, Veracruz, con una capacidad instalada de 1 MW. Asimismo, la extinta Luz y Fuerza del Centro contaba con 11 instalaciones minihidráulicas de carácter público, que suman una capacidad de 23.4 MW.

💧 Centrales privadas

PERMISIONARIO	FECHA DE OTORGAMIENTO	CAP. AUTORIZADA (MW)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ACTIVIDAD ECONÓMICA	ESTADO ACTUAL	UBICACIÓN
Generadora eléctrica san Rafael, S. de R.L. de C.V.	11 de noviembre de 1998	28.08	31/12/2009	Municipal	En construcción	Nayarit
Electricidad del istmo, S. de R.L. De C.V.	27 de agosto de 1999	20.00	31/12/2008	Textil	En construcción	Oaxaca
Compañía de energía mexicana, S.A. de C.V.	16 de enero de 2007	30.00	20/11/2008	Industrias diversas	En construcción	Puebla
Hidroeléctrica arco iris, S.A. de C.V.	23 de agosto de 2007	1.20	30/11/2010	Industrias diversas	En construcción	Jalisco
Hidroeléctrica de tacotan, S.A. de C.V.	3 de abril de 2008	6.00	30/12/2011	Pequeño productor	En construcción	Jalisco
Hidroeléctrica trigomil, S.A. de C.V.	3 de abril de 2008	8.00	30/12/2011	Pequeño productor	En construcción	Jalisco
Industrias Wack, S.A. de C.V.	26 de febrero de 2009	3.00	31/12/2009	Industrias diversas	En construcción	Jalisco
Electricidad de oriente, S. De R.L. de C.V.	12 de noviembre de 2009	18.99	01/09/2013	Industrias diversas	En construcción	Oaxaca
Comisión estatal del agua de baja california	26 de noviembre de 2009	20.00	21/09/2012	Municipal	En construcción	Baja california
Hidroatlixco, S.A. de C.V.	10 de diciembre de 2009	9.17	30/09/2012	Industrias diversas	En construcción	Guerrero
Papelera veracruzana, S.A. de C.V.	1 de marzo de 1995	1.26	25/09/1998	Papelero	En operación	Veracruz
Cervecería cuauhtemoc-moctezuma, S.A. de C.V., planta Orizaba	16 de octubre de 1998	15.00	Antes de 92	Alimentos	En operación	Veracruz
Mexicana de hidroelectricidad mexhido, S. De R.L. de C.V.	15 de enero de 1999	36.00	01/12/2006	Siderúrgico	En operación	Guerrero





Compañía industrial veracruzana, S.A.	2 de junio de 1999	4.00	Antes de 92	Textil	En operación	Veracruz
Hidroelectricidad del pacífico, S.A. de C.V.	27 de agosto de 1999	9.15	01/04/2003	Maquilador	En operación	Jalisco
Hidroeléctricas virita, S.A. de C.V.	10 de septiembre de 1999	2.56	Antes de 92	Textil	En operación	Veracruz
Proveedora de electricidad de occidente, S.A. de C.V.	27 de enero de 2003	19.00	01/11/2005	Municipal	En operación	Jalisco
Hidroeléctrica cajón de peña, S.A. de C.V.	16 de marzo de 2006	1.20	01/09/2008	Servicios	En operación	Jalisco
Procesamiento energético mexicano, S.A. de C.V.	22 de febrero de 2007	11.30	Pruebas	Industrias diversas	En operación	Veracruz
Hidrorizaba II, S.A. de C.V.	24 de mayo de 2007	4.44	08/08/2008	Industrias diversas	En operación	Veracruz
Hidrorizaba, S.A. de C.V.	5 de julio de 2007	1.60	03/11/2008	Industrias diversas	En operación	Veracruz
Desarrollos mineros san Luis, S.A. de C.V.	17 de julio de 2008	13.98	31/07/2008	Minero	En operación	Durango
Energía ep, s. De R.L. de c. V.	5 de febrero de 2009	0.41	19/02/2009	Industrias diversas	En operación	Puebla
Energía nacional, S.A. de C.V.	28 de agosto de 2003	2.50	31/01/2006	Industrias diversas	Inactivo	Puebla
Proveedora nacional de electricidad, S.A. de C.V.	22 de octubre de 1999	5.00	12/03/03	Municipal	Inactivo	Jalisco

Tabla 3. 3. Centrales mini hidráulicas privadas.⁴⁸

💧 Centrales de CFE

En servicio

NOMBRE DE LA CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA (MW)	UBICACIÓN
Portezuelos I	4	1 de enero de 1901	2.0	Atlixco, Puebla
Tirio	3	1 de enero de 1905	1.1	Morelia, Michoacán
Portezuelos II	2	1 de enero de 1908	1.1	Atlixco, Puebla
Botello	2	1 de enero de 1910	13.0	Panindícuaro, Michoacán
Colotlipa	4	1 de enero de 1910	8.0	Quechultenango, Guerrero
Puente Grande	2	1 de enero de 1912	11.8	Tonalá, Jalisco
Boquilla	4	1 de enero de 1915	25.0	San Francisco Conchos, Chihuahua
Itzicuaró	2	1 de enero de 1929	0.6	Peribán los Reyes, Michoacán
Bartolinas	2	20 de noviembre de 1940	0.7	Tacámbaro, Michoacán
Jumatán	4	17 de julio de 1941	2.2	Tepic, Nayarit

⁴⁸ Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.





Zumpimito	4	1 de octubre de 1944	6.4	Uruapan, Michoacán
Micos	2	1 de mayo de 1945	0.7	Cd. Valles, San Luis Potosí
Minas	3	10 de marzo de 1951	15.0	Las Minas, Veracruz
Encanto	2	19 de octubre de 1951	10.0	Tlapacoyan, Veracruz
Texolo	2	1 de noviembre de 1951	1.6	Teocelo, Veracruz
Electroquímica	1	1 de octubre de 1952	1.4	Cd. Valles, San Luis Potosí
Schpoiná	3	7 de mayo de 1953	2.2	Venustiano Carranza, Chiapas
Platanal	2	21 de octubre de 1954	9.2	Jacona, Michoacán
Oviáchic	2	28 de agosto de 1957	19.2	Cajeme, Sonora
San Pedro Porúas	2	1 de octubre de 1958	2.6	Villa Madero, Michoacán
Mocúzari	1	3 de marzo de 1959	9.6	Álamos, Sonora
Chilapan	4	1 de septiembre de 1960	26.0	Catemaco, Veracruz
Bombaná	4	20 de marzo de 1961	5.2	Soyaló, Chiapas
Tamazulapan	2	12 de diciembre de 1962	2.5	Tamazulapan, Oaxaca
Luis M. Rojas (Intermedia)	1	1 de enero de 1963	5.3	Tonalá, Jalisco
Salvador Alvarado (Sanalona)	2	8 de mayo de 1963	14.0	Culiacán, Sinaloa
Ambrosio Figueroa (La Venta)	5	31 de mayo de 1965	30.0	La Venta, Guerrero
Camilo Arriaga (El Salto)	2	26 de julio de 1966	18.0	El Naranjo, San Luis Potosí
José Cecilio del Valle	3	26 de abril de 1967	21.0	Tapachula, Chiapas
Colina	1	1 de septiembre de 1996	3.0	San Francisco Conchos, Chihuahua
Ixtaczoquitlán	1	10 de septiembre de 2005	1.6	Ixtaczoquitlán, Veracruz

Tabla 3. 4. Centrales mini hidráulicas de CFE.⁴⁹

Sin Servicio

NOMBRE DE LA CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	UBICACIÓN
El Durazno (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	2	01-oct-55	Valle de Bravo, México
Huazuntlán	1	01-ago-68	Zotopan, Veracruz
Ixtapantongo (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	29-ago-44	Valle de Bravo, México
Las Rosas	1	01-ene-49	Cadereyta, Querétaro
Santa Bárbara (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	19-oct-50	Santo Tomás de los Plátanos, México
Tepazolco	2	16-abr-53	Xochitlán, Puebla
Tingambato (Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán)	3	24-sep-57	Otzoloapan, México

Tabla 3. 5. Centrales mini hidráulicas sin servicio de CFE.⁵⁰

⁴⁹ Ídem.

⁵⁰ Ídem.





◆ Centrales de la extinta Luz y Fuerza

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
San Simón	2	1 de enero de 1903	2.540	Tenancingo, México
Zepayautla	1	1 de enero de 1905	0.664	Tenancingo, México
Juando	4	16 de enero de 1907	3.600	Tetepango, Hidalgo
Zictepec	1	1 de enero de 1908	0.384	Tenango del Valle, México
Tezcapa	1	1 de enero de 1910	5.365	Huachinango, Puebla
Fernández Leal	2	1 de octubre de 1910	1.280	Nicolás Romero, México
Alameda	3	1 de enero de 1923	8.880	Malinalco, México
Temascaltepec	1	1 de enero de 1926	2.336	Temascaltepec, México
Cañada	2	1 de enero de 1928	1.215	Tetepango, Hidalgo
Tlilan	1	1 de enero de 1928	0.680	Nicolás Romero, México
Villada	1	1 de enero de 1928	1.280	Nicolás Romero, México

Tabla 3. 6. Centrales mini hidráulicas de la extinta Luz y Fuerza.⁵¹

Por otra parte, CFE tiene en estudio una serie de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad y producción continua de energía, los cuales aportarían un beneficio regional de suministro. Este tipo de proyectos son analizados para ser incorporados en los próximos años en los programas de requerimientos de capacidad.

Proyecto	Cuenca	Río	Estado	Potencia instalable (MW)	Generación media anual (GWh)
Agua Tinta	Usumacinta	Santo Domingo	Chiapas	24	206
Belisario domínguez	Usumacinta	Jataté	Chiapas	37	323
Benito Juárez	Tacotalpa	Grande	Chiapas	16	137
Campo Grande	Tacotalpa	Tulijá	Chiapas	44	384
El Amolar	Usumacinta	Jataté	Chiapas	32	276
El Meco	Tampaón	El Salto	San Luis Potosí	3	23
El Niz	Usumacinta	Tzaconeja	Chiapas	11	93
Guatenipa (A)	Culiacán	Humaya	Sinaloa	28	147
La Fortuna	Usumacinta	Santo Domingo	Chiapas	54	473
La Muralla (A)	San Pedro	Mezquital	Durango	40	210
Las Tazas	Usumacinta	Jataté	Chiapas	40	343

⁵¹ Ídem.





Pnihuán	Tampaón	Verde	San Luis Potosí	3	24
San Antonio Isidro	Usumacinta	Santo Domingo	Chiapas	20	175
Tecalco	Moctezuma	Moctezuma	Hidalgo	9	71
Tzajalchén	Tacotalpa	Grande	Chiapas	14	123
Urique (A)	Fuerte	Fuerte	Chihuahua	30	155

Tabla 3. 7. Proyectos hidráulicos de pequeña producción.⁵²

También, CFE, tiene identificados 3 proyectos factibles para la incorporación de unidades generadoras en presas existentes. Sus características técnicas son:

Proyecto	Presa	Río	Estado	Potencia instalable (MW)	Generación media anual (GWh)
Amistad	Internacional La Amistad	Bravo	Coahuila	12	48
M. Hidalgo	Miguel Hidalgo (El Fuerte)	El Fuerte	Sinaloa	11	57
J.O. de Domínguez	J.O. de Domínguez	El Álamo	Sinaloa	8	37

Tabla 3. 8. Proyectos hidráulicos de pequeña capacidad factibles.⁵³

⁵² Ídem.

⁵³ Ídem.





3.6 Estudio Comparativo. Matriz de impactos.

El siguiente estudio se realiza con el fin de obtener una visión comparativa de algunas tecnologías para contrastar los beneficios de éstas con la hidráulica y la eólica.

Para ello se utilizara el método basado en “la matriz de Leopold” para evaluar diversos impactos asociados, cada uno de esos impactos se describen a continuación:

La asignación de los valores para cada impacto está determinada en una escala basada en:

Menor impacto=1 Mayor impacto = 10

La formula a utilizar para obtener el valor promedio para la ponderación, en todos los casos, sería:

$$\left(\frac{[Valor\ real = 10] - [Valor\ real = 1]}{9} \right) = Valor\ Promedio\ (VP)$$

Las consideraciones tomadas para asignar los valores de cada uno de los rubros se mencionan a continuación:

3.5.1 Impactos económicos

Los siguientes valores tienen como referencia un tipo de cambio de 14.5 pesos por dólar y un precio de gas natural de 8.3 aproximadamente según el informe COPAR del 30/11/09.

3.5.1.1 Inversión ^A

Los valores se tomaron a partir de los valores reales de cada una de las tecnologías, quedando de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Inversión USD/kW ⁵⁴	CONSIDERACIÓN
Turbogás	650	1
Ciclo combinado	973	2
Geotermoeléctrica	2169	7
Carboeléctrica	2323	7
Eoloeléctrica	2360	8
Hidroeléctrica*	2000-2500	8
Nucleoeléctrica	5000	10

La ponderación tomada es:

- Inversiones de 650 USD/kW = 1
- Inversiones de 3000 USD/kW =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 261.

⁵⁴ Estrategia Nacional de Energía 2010.





Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	650	781
2	781	911	1042
3	1042	1172	1303
4	1303	1433	1564
5	1564	1694	1825
6	1825	1956	2086
7	2086	2217	2347
8	2347	2478	2608
9	2608	2739	2869
10	2869	3000	>>

^A Incluye construcción y administración.

*Para este caso, se tomó en cuenta el mayor valor (2500) para la asignación del valor.

3.5.1.2 Costos de operación ^B

Los valores se tomaron a partir de los valores reales de cada una de las tecnologías, quedando de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Costos de operación USD/MWh ⁵⁵	CONSIDERACIÓN
Hidroeléctrica	4	1
Eoloeléctrica	13	2
Nucleoeléctrica	19	2
Carboeléctrica	41	6
Geotermoeléctrica	48	7
Ciclo combinado	58	8
Turbogás	86	10

La ponderación tomada es:

- Costos Op. de 10 USD/MWh = 1
- Costos Op. de 70 USD/ MWh =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 6.6. Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	10	13
2	13	17	20
3	20	23	27
4	27	30	33

⁵⁵ Ídem.





5	33	37	40
6	40	43	47
7	47	50	53
8	53	57	60
9	60	63	67
10	67	70	>>

^B Incluye combustible, operación y mantenimiento.

3.5.1.3 Costos nivelados ^C

Los valores se tomaron a partir de los valores reales de cada una de las tecnologías, quedando de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Costos nivelados USD/MWh ⁵⁶	CONSIDERACIÓN
Ciclo combinado	74	1
Carboeléctrica	80	2
Geotermoeléctrica	82	2
Nucleoeléctrica	84	3
Eoloeléctrica	110	7
Hidroeléctrica	116	8
Turbogás	152	10

La ponderación tomada es:

- Costos Niv. de 75 USD/ MWh = 1
- Costos Niv. de 130 USD/ MWh =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 6.1.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	75	78
2	78	81	84
3	84	87	90
4	90	93	96
5	96	99	103
6	103	106	109
7	109	112	115
8	115	118	121
9	121	124	127
10	127	130	>>

^C Incluye costos de inversión y operación.

⁵⁶ Ídem.





3.5.1.4 Matriz resultante.

La matriz resultante de impactos económicos quedaría de la siguiente manera:

		Económicos			TOTAL
		Inversión	Costos de operación	Costos nivelados	
Tecnologías	Hidroeléctrica	8	1	8	<u>17</u>
	Eoloeléctrica	8	2	7	<u>17</u>
	Turbogás (diesel)	1	10	10	<u>21</u>
	Turbogás (gas natural)	1	10	10	<u>21</u>
	Ciclo combinado (gas natural)	2	8	1	<u>11</u>
	Geotermoeléctrica	7	7	2	<u>16</u>
	Carboeléctrica	7	6	2	<u>15</u>
	Nucleoeléctrica	10	2	3	<u>15</u>

Tabla 3. 9. Matriz resultante de impactos económicos.

3.5.2 Impactos Ambientales

Los datos considerados para las tecnologías de ciclo combinado, carboeléctrica y turbogás fueron tomados del reporte de “Emisiones Atmosféricas de las Centrales Eléctricas de América del Norte” (2004)⁵⁷. Los valores considerados para el estudio son el promedio de los valores de las plantas de cada caso.

Para referencia de las emisiones de las centrales restantes se tomo en cuenta el documento: “Comparing Greenhouse-Gas Emissions and Abatement Costs of Nuclear and Alternative Energy Options from a Life-Cycle Perspective (1997)” del Instituto Öko⁵⁸

3.5.2.1 Emisiones de CO₂

Los valores aproximados de cada una de las tecnologías, quedan de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Emisiones de CO ₂ kg/MWh	CONSIDERACIÓN
Hidroeléctrica	0	1
Eoloeléctrica	0.35	1
Geotermoeléctrica	30	1
Nucleoeléctrica	45	1
Ciclo combinado (gas natural)	446	5
Carboeléctrica	726	7
Turbogás (gas natural)	827	8
Turbogás (diesel)	1319	10

⁵⁷ http://www.cec.org/Storage/56/4878_PowerPlant_AirEmission_es.pdf

⁵⁸ http://www.oeko.de/service/gemis/files/info/nuke_co2_en.pdf





La ponderación tomada es:

- Emisiones de CO₂ < 20 kg/MWh = 1
- Emisiones de CO₂ > 1000 kg/MWh =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 54.4.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1		20.00	74.44
2	74.44	128.89	183.33
3	183.33	237.78	292.22
4	292.22	346.67	401.11
5	401.11	455.56	510.00
6	510.00	564.44	618.89
7	618.89	673.33	727.78
8	727.78	782.22	836.67
9	836.67	891.11	945.56
10	945.56	1000.00	1054.44

3.5.2.2 Emisiones de NO_x

Los valores aproximados de cada una de las tecnologías, quedan de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Emisiones de NO _x kg/MWh	CONSIDERACIÓN
Geotermoeléctrica	0	1
Nucleoeléctrica	0	1
Eoloeléctrica	0	1
Hidroeléctrica	0	1
Ciclo combinado (gas natural)	1.27	1
Turbogás (gas natural)	2.41	3
Carboeléctrica	4.33	6
Turbogás (diesel)	7.39	10

La ponderación tomada es:

- Emisiones de NO_x < 1 kg/MWh = 1
- Emisiones de NO_x > 7 kg/MWh =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 0.66.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:





Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	1.00	1.33
2	1.33	1.67	2.00
3	2.00	2.33	2.67
4	2.67	3.00	3.33
5	3.33	3.67	4.00
6	4.00	4.33	4.67
7	4.67	5.00	5.33
8	5.33	5.67	6.00
9	6.00	6.33	6.67
10	6.67	7.00	>>

3.5.2.3 Emisiones de SO₂

Los valores aproximados de cada una de las tecnologías, quedan de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Emisiones de SO ₂ kg/MWh	CONSIDERACIÓN
Nucleoeléctrica	0	1
Eoloeléctrica	0	1
Hidroeléctrica	0	1
Geotermoeléctrica	≅ 0	1
Ciclo combinado (gas natural)	0.13	1
Turbogás (gas natural)	1.53	2
Turbogás (diesel)	4.19	5
Carboeléctrica	13.87	10

La ponderación tomada es:

- Emisiones de SO₂ < 1 kg/MWh = 1
- Emisiones de SO₂ > 11 kg/MWh =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 1.11.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	0.01	0.57
2	0.57	1.12	1.68
3	1.68	2.23	2.79
4	2.79	3.34	3.90
5	3.9	4.45	5.01
6	5.01	5.57	6.12
7	6.12	6.68	7.23
8	7.23	7.79	8.34
9	8.34	8.90	9.45
10	9.45	10.01	>>





3.5.2.4 Uso de agua

Las consideraciones tomadas para este rubro fueron valoradas respecto a la síntesis del “Libro de Consulta para Evaluación Ambiental. Volumen III”⁵⁹ disponible en Internet. En el cual se tomara en cuenta las propiedades del agua a la salida del proceso.

3.5.2.5 Biodiversidad

Las consideraciones tomadas para este rubro fueron valoradas respecto a diversos documentos encontrados en la WEB con respecto al daño en la biodiversidad de los diferentes tipos de centrales.

3.5.2.6 Matriz resultante.

La matriz resultante de impactos ambientales quedaría de la siguiente manera:

		Ambientales					TOTAL
		CO ₂	NO _x	SO ₂	Uso de agua	Biodiversidad	
Tecnologías	Hidroeléctrica	1	1	1	4	4	<u>11</u>
	Eoloeléctrica	1	1	1	1	1	<u>5</u>
	Turbogás (diesel)	10	10	5	8	10	<u>43</u>
	Turbogás (gas natural)	8	3	2	8	9	<u>30</u>
	Ciclo combinado (gas natural)	5	1	1	5	8	<u>20</u>
	Geotermoeléctrica	1	1	1	4	5	<u>12</u>
	Carboeléctrica	7	6	10	10	10	<u>43</u>
	Nucleoeléctrica	1	1	1	4	3	<u>10</u>

Tabla 3. 10. Matriz resultante de impactos ambientales.

3.5.3 Impactos Sociales

3.5.3.1 Numero de empleos

Los valores utilizados provienen del informe del Director General de ICA, Dr. José Luis Guerrero. (Empleos generados durante la construcción).

TECNOLOGÍA	Empleos/MW ⁶⁰	CONSIDERACIÓN
Hidroeléctrica	6	1
Geotermoeléctrica	5	3
Eoloeléctrica	3	8
Nucleoeléctrica	3	8
Ciclo combinado	2	10
Carboeléctrica	2	10
Turbogás	2	10

⁵⁹ http://es.wikibooks.org/wiki/Impactos_ambientales#Parte_III_-_Impactos_ambientales_potenciales_de_actividades_agr.C3.ADcolas_y_forestales

⁶⁰ <http://www.elheraldociudadano.com.mx/wp-admin/Revista/CH-2.pdf>





La ponderación tomada es:

- Empleos/MW > 6 = 1
- Empleos/MW < 2 = 10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 0.44.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	5.74	5.96	>>
2	5.32	5.52	5.74
3	4.86	5.08	5.32
4	4.42	4.64	4.86
5	3.98	4.2	4.42
6	3.54	3.76	3.98
7	3.1	3.32	3.54
8	2.66	2.88	3.1
9	2.22	2,44	2.66
10	<<	2	2.22

3.5.3.2 Problemas locales

Las consideraciones tomadas para este rubro fueron valoradas respecto a la síntesis del “Libro de Consulta para Evaluación Ambiental. Volumen III”⁶¹ disponible en internet.

3.5.3.3 Matriz resultante.

La matriz resultante de impactos sociales quedaría de la siguiente manera:

		Sociales		TOTAL
		Número de empleos	Problemas locales	
Tecnologías	Hidroeléctrica	1	5	<u>6</u>
	Eoloeléctrica	8	3	<u>11</u>
	Turbogás (diesel)	10	6	<u>16</u>
	Turbogás (gas natural)	10	6	<u>16</u>
	Ciclo combinado (gas natural)	10	5	<u>15</u>
	Geotermoeléctrica	3	2	<u>5</u>
	Carboeléctrica	10	5	<u>15</u>
	Nucleoeléctrica	8	8	<u>16</u>

Tabla 3. 11. Matriz resultante de impactos sociales.

⁶¹ Ídem.





3.5.4 Impactos Técnicos

3.5.4.1 Eficiencia

Los valores tomados para cada tipo de tecnología son un promedio estimado. Quedando de la siguiente manera:

TECNOLOGÍA	Eficiencia (η)	CONSIDERACIÓN
Hidroeléctrica	90	1
Ciclo combinado	50	4
Carboeléctrica	40	8
Eoloeléctrica	40⁶²	8
Turbogás	35	10
Nucleoeléctrica	35	10
Geotermoeléctrica	35	10

La ponderación tomada es:

- η de 60 = 1
- η de 35 = 10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 3.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	59	60	>>
2	56	57	59
3	53	54	56
4	50	52	53
5	48	49	50
6	45	46	48
7	42	43	45
8	39	41	42
9	36	38	39
10	<<	35	36

3.5.4.2 Tiempo de construcción promedio

Los valores se tomaron a partir de los valores reales de cada una de las tecnologías, quedando de la siguiente manera:

⁶² ÁNGELES, Camacho Cesar. "Energía eólica". En: Diplomado en Eficiencia Energética, Energías Limpias y Desarrollo Sustentable. (27°,2010: México D.F)





TECNOLOGÍA	Tiempo de construcción (años) ⁶³	CONSIDERACIÓN
Eoloeléctrica	1	1
Turbogás	1	1
Geotermoeléctrica	2.25	3
Ciclo combinado	2.5	3
Carboeléctrica	3.5	4
Hidroeléctrica*	4-6	7
Nucleoeléctrica	8	10

La ponderación tomada es:

- Tiempo de construcción de 1 año = 1
- Tiempo de construcción de 8 años =10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 0.78.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1		1	1.39
2	1.39	1.78	2.17
3	2.17	2.56	2.94
4	2.94	3.33	3.72
5	3.72	4.11	4.50
6	4.50	4.89	5.28
7	5.28	5.67	6.06
8	6.06	6.44	6.83
9	6.83	7.22	7.61
10	7.61	8.00	

*Para este caso, se tomó en cuenta el mayor valor (6) para la asignación del valor.

3.5.4.3 Disponibilidad

Los valores tomados para cada tipo de tecnología son un promedio estimado. Quedando de la siguiente manera:

⁶³ Estrategia Nacional de Energía 2010.





TECNOLOGÍA	Disponibilidad	CONSIDERACIÓN
Nucleoeléctrica	0.85	1
Ciclo combinado	0.8	2
Carboeléctrica	0.8	2
Hidroeléctrica	0.8	2
Turbogás	0.8	2
Geotermoeléctrica	0.78	3
Eoloeléctrica	0.30	10

La ponderación tomada es:

- Disponibilidad de > 0.85 = 1
- Disponibilidad de < 0.50 = 10

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 0.038.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	0.823	0.842	>>
2	0.785	0.804	0.823
3	0.747	0.766	0.785
4	0.709	0.728	0.747
5	0.671	0.69	0.709
6	0.633	0.652	0.671
7	0.595	0.614	0.633
8	0.557	0.576	0.595
9	0.519	0.538	0.557
10	<<	0.5	0.519

3.5.4.5 Uso mínimo de terreno

Los valores tomados para cada tipo de tecnología son datos recabados de 3 tipos de fuentes en la WEB:

TECNOLOGÍA	Ocupación de terreno* ha/MW	CONSIDERACIÓN
Nucleoeléctrica	0.05 - 0.3	1
Geotermoeléctrica	0.1 – 0.3	1
Ciclo combinado	0.3 -0.8	2
Turbogás	0.3 -0.8	2
Carboeléctrica	0.8 – 8.0	8
Hidroeléctrica	2.4 – 1000	10
Eoloeléctrica	8.7	9





La ponderación tomada es:

- $ha/MW > 0.1 = 1$
- $ha/MW < 10 = 10$

Utilizando la fórmula del valor promedio para la ponderación se obtiene: 1.1.

Y con este valor se obtiene la tabla siguiente:

Ponderación	Mínima	Referencia	Máxima
1	<<	0.1	0.65
2	0.65	1.2	1.75
3	1.75	2.3	2.85
4	2.85	3.4	3.95
5	3.95	4.5	5.05
6	5.05	5.6	6.15
7	6.15	6.7	7.25
8	7.25	7.8	8.35
9	8.35	8.9	9.45
10	9.45	10	>>

*Para este rubro, se tomó en cuenta el mayor valor para la asignación del valor.

3.5.4.6 Matriz resultante.

La matriz resultante de impactos técnicos quedaría de la siguiente manera:

		Técnicos				TOTAL
		Eficiencia	Tiempo de construcción promedio	Disponibilidad	Uso mínimo de terreno	
Tecnologías	Hidroeléctrica	1	7	2	10	<u>20</u>
	Eoloeléctrica	8	1	10	9	<u>28</u>
	Turbogás (diesel)	10	1	2	2	<u>15</u>
	Turbogás (gas natural)	10	1	2	2	<u>15</u>
	Ciclo combinado (gas natural)	4	3	2	2	<u>11</u>
	Geotermoeléctrica	10	3	3	1	<u>17</u>
	Carboeléctrica	7	4	2	8	<u>21</u>
	Nucleoeléctrica	10	10	1	1	<u>22</u>

Tabla 3. 12. Matriz resultante de impactos técnicos.



3.5.5 Matriz de impactos resultante.

	I M P A C T O S												TOTAL		
	Económicos			Ambientales				Sociales		Técnicos					
	Inversión	Costos de operación	Costos nivelados	CO ₂	NOx	SO ₂	Uso de agua	Biodiversidad	Número de trabajos	Problemas locales	Eficiencia	Tiempo de construcción promedio		Disponibilidad	Uso mínimo de terreno
Hidroeléctrica	8	1	8	1	1	1	4	4	1	5	1	7	2	10	54
Eoloelectrica	8	2	7	1	1	1	1	1	8	3	8	1	10	9	61
Turbogás (diesel)	1	10	10	10	10	5	8	10	10	6	10	1	2	2	95
Turbogás (gas natural)	1	10	10	8	3	2	8	9	10	6	10	1	2	2	82
Ciclo combinado (gas natural)	2	8	1	5	1	1	5	8	10	5	4	3	2	2	57
Geotermoelectrica	7	7	2	1	1	1	4	5	3	2	10	3	3	1	50
Carboelectrica	7	6	2	7	6	10	10	10	10	5	7	4	2	8	94
Nucleoelectrica	10	2	3	1	1	1	4	3	8	8	10	10	1	1	63

Tabla 3. 13. Matriz resultante final.



3.5.6 Análisis de datos y resultados.

El resultado por cada tecnología quedaría de la siguiente manera, tomando de menor a mayor:

Tecnología	Suma
Geotermoeléctrica	<u>50</u>
Hidroeléctrica	<u>54</u>
Ciclo combinado (gas natural)	<u>57</u>
Eoloeléctrica	<u>61</u>
Nucleoeléctrica	<u>63</u>
Turbogás (gas natural)	<u>82</u>
Carboeléctrica	<u>94</u>
Turbogás (diesel)	<u>95</u>

Tabla 3. 14. Suma total de ponderaciones por tecnología.

Conforme a los resultados del estudio comparativo tenemos que:

La energía geotérmica es la que tiene mejores ventajas, debido a sus impactos ambientales reducidos y a sus valores dentro de los demás impactos aceptables. Pero, aunque México ha establecido la existencia de un número considerable de manifestaciones termales, solo una minoría de ellas funciona para generación eléctrica. A pesar de ello es posible que este tipo de generación pueda satisfacer ciertas necesidades energéticas⁶⁴.

La energía hidráulica se presenta como una segunda opción debido a que, en la parte ambiental, sus emisiones de gases de efecto invernadero son escasas; en la parte social genera un número considerable de empleos durante su construcción; en la parte económica que sus costos de operación son bastante bajos; y que en la parte técnica tiene una alta eficiencia.

En el caso de la tecnología de ciclo combinado se observa que su resultado es favorable debido a valores técnicos menores y costos bajos, a pesar de ello, la energía de ciclo combinado necesita de gas natural el cual debe ser importado y por tanto, afecta los costos de operación de la planta al depender del precio del gas.

Y después tenemos a la energía eólica que a pesar de que esta es la energía que presenta bastantes ventajas sobre las demás tecnologías debido al mínimo impacto ambiental y a que en la parte económica sus costos de operación son bajos; al observar sus valores en la parte técnica, eficiencia y disponibilidad, estos son bastante bajos y el terreno a ocupar es demasiado extenso.

Con estos resultados podemos darnos cuenta que el uso de las energías eólica e hidráulica son bastante favorables para la mitigación de impactos, también nos muestra cuáles son las partes donde se pudiera disminuir el impacto y con esto promover en mayor escala ambas tecnologías y en cada caso, realizar ciertas mejoras, en su implementación o tecnología.

La energía hidráulica a pequeña escala no fue comparada dentro de esta matriz de impactos debido a que sus impactos son menores en comparación de estas tecnologías. En este caso su uso impacta en mucha menor proporción en casi todos los aspectos.

⁶⁴ http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/058/htm/sec_8.htm

