

5.3 Almacenamiento de energía a escala de servicios públicos como facilitador de la mitigación de CO₂

Apéndice A

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



Danish Energy
Agency

Directorio

Dra. María Amparo Martínez Arroyo

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Dra. Claudia Octaviano Villasana

Coordinadora General de Mitigación al Cambio Climático

Ing. Eduardo Olivares Lechuga

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Dr. Ing. Roberto Ulises Ruiz Saucedo

Subdirector de Innovación y Transferencia Tecnológica

Lic. Econ. Erick Rosas Lopez

Jefe de Depto. de Metodologías de Mitigación en los Sectores Energía, Transporte y Procesos Industriales

Mtro. Loui Algren

Asesor de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Este reporte es parte del estudio:

Mapa de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de energía a escala de servicios en México

Preparado por:

Mtro. Søren Storgaard Sørensen

Asesor de la Cooperación Global de la Agencia de Energía de Dinamarca

Dra. Amalia Pizarro Alonso

Asesora del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

Y Lic. Econ. Erick Rosas Lopez. INECC

Por encargo de INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Bldv. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>

Apéndice A - Supuestos y datos de entrada detallados

Costos de tecnología y tasas de aprendizaje

La Tabla A.1 y la Figura A.1 contienen datos técnicos y financieros clave para las tecnologías de generación de energía disponibles para inversión. Todos los términos financieros están expresados en USD de 2018.

Tabla A.1. Tecnologías de generación de energía. El costo de inversión para energía eólica, solar y Li-Ion sigue una curva de aprendizaje como se describe en la Figura A.1. * CAPEX se describe tanto en kUSD / MW como en kUSD / MWh

Tipo de tecnología	CAPEX	Costos Fijos O&M	Costos Variable O&M	Eficiencia	Tiempo de vida económica
Unidades	(kUSD/MW)	(USD/kW/año)	(USD/MWh)	(%)	(años)
Biomasa Caña de Azúcar	2012	44.12	3.92	35.64	30
Biomasa Residuos de madera	2012	44.12	3.92	35.64	30
Biogás de biomasa	3017	33.44	3.18	42.35	25
Turbina de ciclo combinado con gas	960	15.69	2.76	49.45	30
cogeneración con caña de azúcar	2012	44.12	3.92	35.64	30
cogeneración con biogás	2765	62.35	8.09	42.35	25
Cogeneración con Diesel	800	5	4.7	22.50	30
Cogeneración con gas natural	777.21	15.69	2.76	48.65	30
Motor con combustóleo	3017	33.44	3.18	42.35	25
Motor diésel	3017	33.44	3.18	42.35	25
Motor de gas natural	3017	33.44	3.18	42.35	25
Eólica	Ver X	37.5		100.00	25
Geotermia	Ver X	82.28	0.05	100.00	30
hidroeléctrica de pasada	1900	30.34		100.00	40

Tipo de tecnología	CAPEX	Costos Fijos O&M	Costos Variable O&M	Eficiencia	Tiempo de vida económica
Unidades	(kUSD/MW)	(USD/kW/año)	(USD/MWh)	(%)	(años)
Reserva agua para hidroeléctrica	1900	17.92		100.00	40
Lecho fluidizado de carbón	1415	34.03	2.45	30.00	40
Nuclear	3924	99.45	2.38	34.62	40
Fotovoltaica solar	Ver X	10.5		10.00	30
Turbina de gas natural	800	5	4.7	40.91	30
Turbina de gas diésel	800	5	4.7	40.91	30
Batería Ion-Litio	Ver X	0.6	2	95.00	25
Almacenamiento hidráulico por bombeo *	840/23	15.4	2	80	60

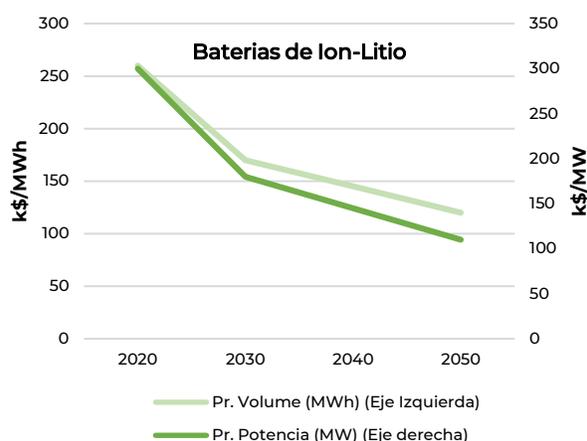
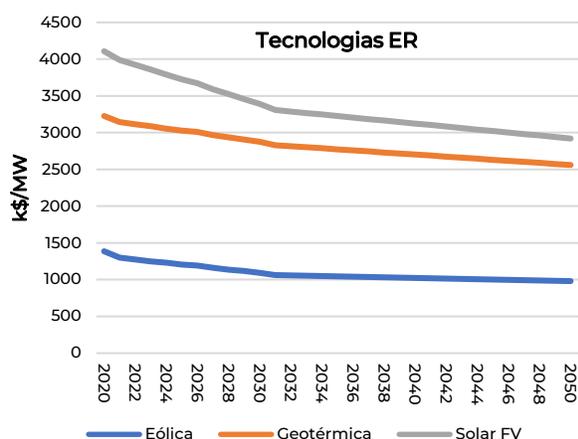


Figura A.1. Costos de inversión de baterías eólicas, solares y geotérmicas (izquierda) y baterías de iones de litio (derecha).

Debido a limitaciones geográficas, las inversiones en energía hidroeléctrica, geotérmica, carbón, energía nuclear y biomasa de caña de azúcar solo se permiten en ciertas regiones de acuerdo con la Tabla A.2, según la disponibilidad de recursos. El almacenamiento de agua por bombeo solo está permitido en regiones con represas hidroeléctricas existentes.

Tabla A.2. Tecnologías geográficamente limitadas. Las tecnologías enumeradas solo están disponibles en las regiones siguientes. Fuentes: SENER (2018) y SENER-CFE (2018).

hidroeléctrica de pasada	Reserva agua para hidroeléctrica	Geotermia	Lecho fluidizado de carbón	Nuclear	Biomasa caña de azúcar/Cogeneración con caña de azúcar
Culiacán	Veracruz	Aguascalientes	Río Escondido	Hermosillo	Campeche
Guadalajara	Grijalva	Carapan		Huasteca	Guadalajara
Tabasco	Acapulco	Chihuahua		Veracruz	Manzanillo
Grijalva	Chihuahua	Durango		La Paz	Puebla
Tabasco	Tepic	Ensenada			Temascal
Tijuana		Grijalva			
Poza Rica		Guadalajara			
Veracruz		Mexicali			
Mazatlán		Obregón			
Central		Poza Rica			
Hermosillo		Puebla			
Puebla		Querétaro			
		Salamanca			
		Tepic			

Potencial eólico y solar

El potencial del recurso eólico en cada región de transmisión se ha identificado utilizando el Atlas Mexicano de Energías Renovables AZEL (SENER, CFE, 2018), donde se ha identificado el potencial disponible, en términos de capacidad máxima instalada, así como el factor de capacidad asociado a ello utilizando el llamado “Escenario 2” del Atlas (ver Figura A.2). Los perfiles horarios se han estimado mediante el reanálisis de los datos de Merra-2 (Renewables.ninja, 2017) utilizando series de tiempo de velocidad del viento a una altura de 100 m y la curva de potencia de la última turbina eólica Vestas (3MW), como micro-localización definida en AZEL para la ubicación de los parques eólicos, asegurando la consistencia entre el factor de capacidad reportado en AZEL y el estimado a través de los datos de reanálisis.

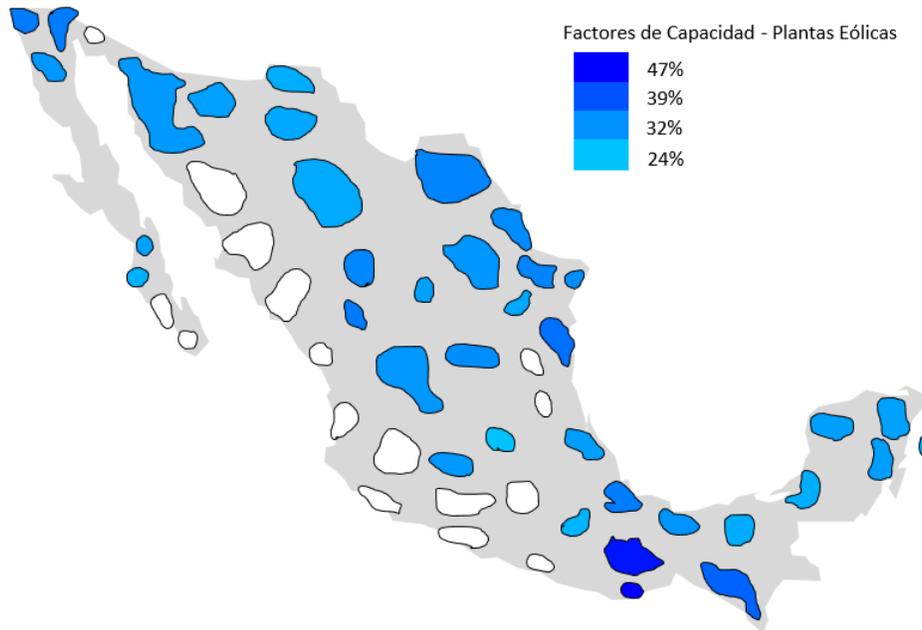


Figura A.2. Factor de capacidad eólica por región

El factor de capacidad para energía solar fotovoltaica en México, así como la capacidad máxima instalada que podría alcanzarse potencialmente en el “Escenario 2” del Atlas Mexicano de Energías Renovables AZEL, se incorporaron al modelo de Balmorel (ver Figura A.3). Los perfiles horarios se estimaron mediante un nuevo análisis de los datos de Merra-2 mediante el uso de datos satelitales sobre la irradiación y la temperatura global (Renewables.ninja, 2017).

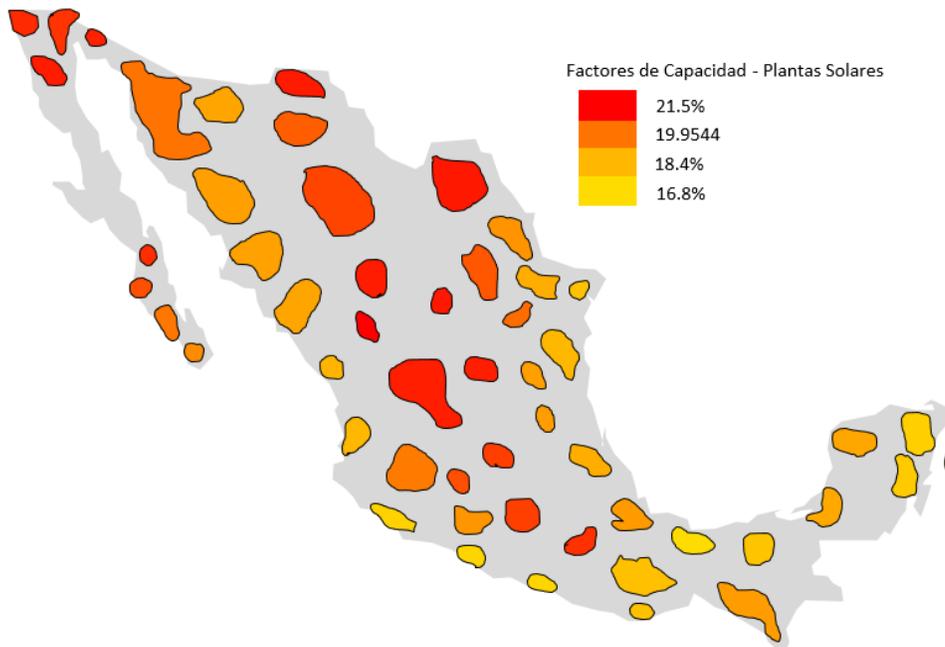


Figura A.3. Factor de capacidad solar por región

Cuadro A.3. Horas de carga completa (FLH) y factor de capacidad por región de transmisión para energía eólica, solar (capacidad existente). Tenga en cuenta que las pequeñas hidroeléctricas tienen FLH específicos de la región, mientras que las grandes hidrogeneradoras tienen información específica de la planta.

	Eólica (FLH)	Solar (FLH)	Eólica (Cap)	Solar (Cap)
Hermosillo	2,705	1,748	31%	20%
Nacozari	2,605	1,655	30%	19%
Obregón	-	1,667	-	19%
Los Mochis	-	1,664	-	19%
Culiacán	-	1,656	-	19%
Mazatlán	-	1,615	-	18%
Juárez	2,432	1,860	28%	21%
Moctezuma	2,503	1,780	29%	20%
Chihuahua	2,487	1,815	28%	21%
Durango	3,047	1,886	35%	22%
Laguna	2,897	1,858	33%	21%
Río Escondido	2,926	1,863	33%	21%
Nuevo Laredo	2,864	1,694	33%	19%
Reynosa	2,935	1,637	34%	19%
Matamoros	2,815	1,578	32%	18%
Monterrey	2,739	1,792	31%	20%
Saltillo	2,609	1,863	30%	21%
Valles	-	1,666	-	19%
Huasteca	3,149	1,606	36%	18%
Tamazunchale	-	1,673	-	19%
Güémez	2,508	1,760	29%	20%
Tepic	-	1,606	-	18%
Guadalajara	-	1,737	-	20%
Aguascalientes	2,720	1,856	31%	21%
San Luis Potosí	2,831	1,856	32%	21%
Salamanca	2,695	1,800	31%	21%
Manzanillo	-	1,520	-	17%
Carapán	-	1,689	-	19%
Lázaro Cárdenas	-	1,508	-	17%
Querétaro	2,144	1,821	24%	21%
Central	-	1,821	-	21%
Poza Rica	2,624	1,634	30%	19%
Veracruz	3,025	1,679	35%	19%
Puebla	2,343	1,836	27%	21%
Acapulco	-	1,504	-	17%
Temascal	3,942	1,583	45%	18%
Coatzacoalcos	2,758	1,472	31%	17%
Tabasco	2,458	1,571	28%	18%

	Eólica (FLH)	Solar (FLH)	Eólica (Cap)	Solar (Cap)
Grijalva	3,277	1,673	37%	19%
Ixtepec	4,095	1,578	47%	18%
Campeche	2,433	1,646	28%	19%
Mérida	2,609	1,653	30%	19%
Cancún	2,597	1,531	30%	17%
Chetumal	2,638	1,548	30%	18%
Cozumel	2,425	1,537	28%	18%
Tijuana	3,021	1,843	34%	21%
Ensenada	2,714	1,858	31%	21%
Mexicali	3,021	1,833	34%	21%
San Luis Río Colorado	-	1,854	-	21%
Villa Constitución	2,387	1,800	27%	21%
La Paz	-	1,743	-	20%
Los Cabos	-	1,707	-	19%
Mulegé	2,594	1,840	30%	21%

Precios de combustible

Los precios del combustible en el modelo se basan en (SENER, 2019) con precios individuales por regiones. Después de 2030, los precios del combustible se mantienen constantes. La proyección de diversos precios de los combustibles se muestra para la región Central en la Figura A.4. Los precios del combustible para el carbón, el gas natural, el combustóleo y el petróleo ligero difieren según la región, como se muestra, para el gas natural y el combustóleo, en la Figura A.5

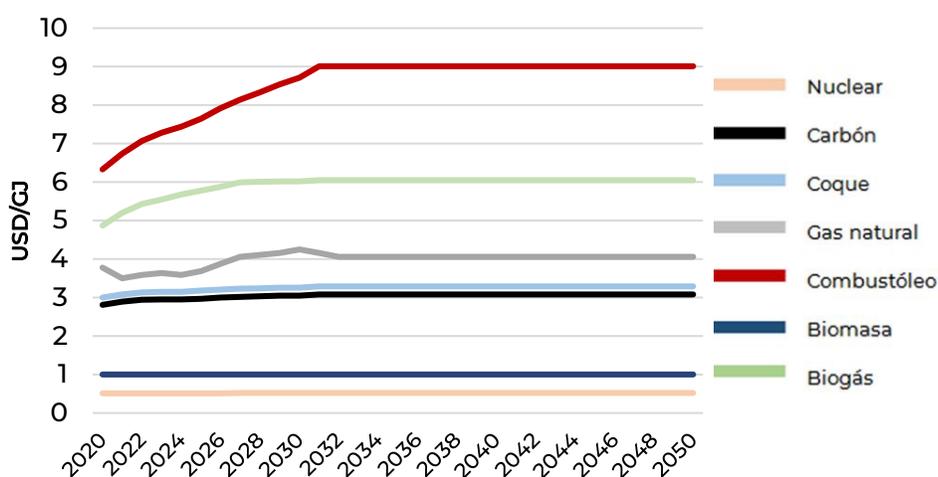


Figura A.4. Proyecciones del precio del combustible en la región Central 2020-2050, incluidos los costos de transporte de combustible hacia la región. Se supone que los precios del combustible son constantes después de 2030. Los precios del combustible se toman de Prodesen 2019-2033 y el costo de transporte de combustible de Prodesen 2018-2032.

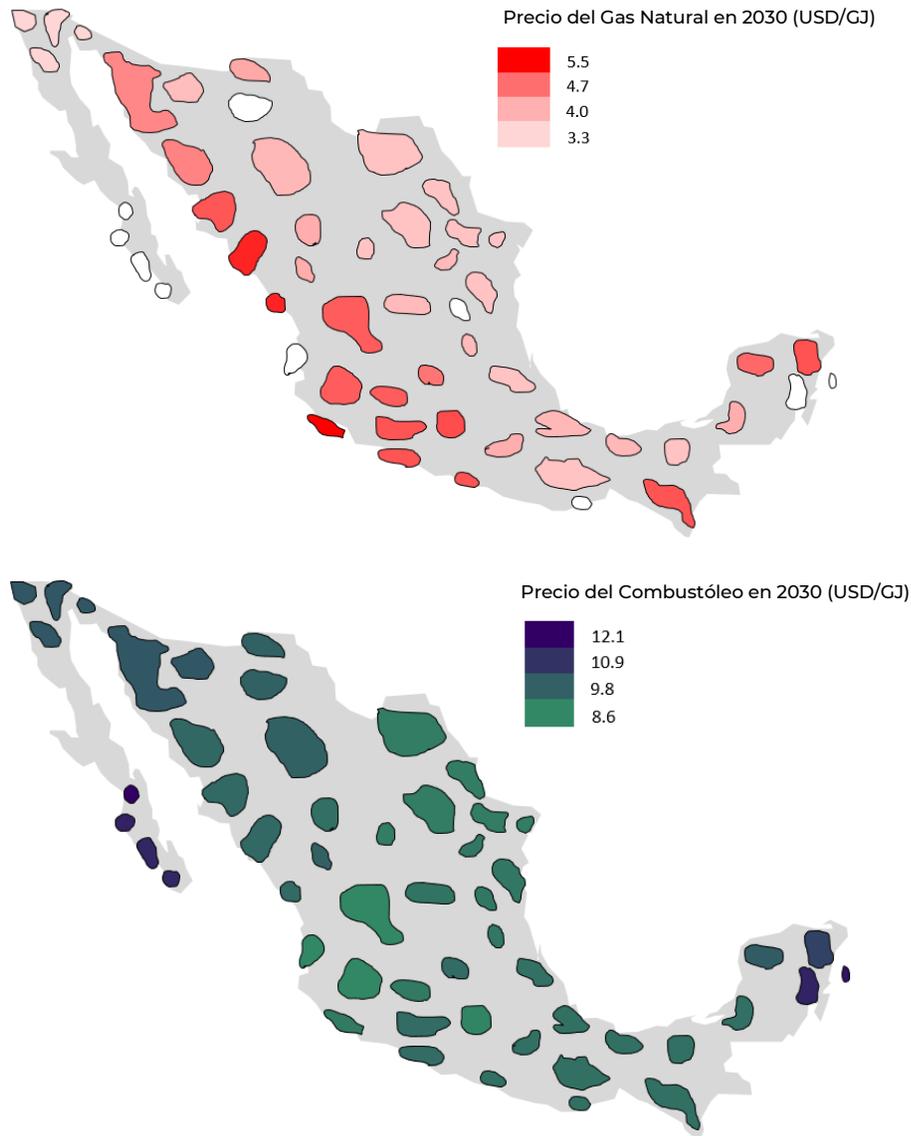


Figura A.5. Precios estimados del gas natural (arriba) y del combustóleo (abajo) para 2030, adaptado de Prodesen 2019-2033 (precio del combustible) y Prodesen 2018-2032 (costo de transmisión / transporte de combustible). Las áreas en blanco reflejan que no se prevé que haya disponibilidad de combustible de gas natural para 2030.

Sistema de transmisión

El punto de partida de la red interconectada dentro de México son todos los interconectores existentes y comprometidos. En el modelo Balmorel utilizado en este informe, el país está dividido en 53 regiones de transmisión, que son equivalentes a las regiones PRODESEN. Estas regiones están conectadas a través de una red de transmisión de interconectores existentes y comprometidos, así como la posibilidad de ampliarla mediante la optimización endógena de la capacidad de transmisión.

Los interconectores comprometidos son proyectos en construcción o proyectos que se deciden y financian o se planifican con muy alta probabilidad de concretarse. La siguiente tabla muestra una lista de interconectores existentes y comprometidos como se encuentra en (SENER, 2019). Estos proyectos de interconexión comprometidos y sus capacidades netas de transmisión serán considerados como capacidad firme al igual que los interconectores existentes, después de estar operativos.

Tabla A.4. Interconectores existentes y comprometidos (MW). “Online” es el año en el que se espera que los proyectos comprometidos estén operativos.

Desde	Hasta	Existente*	Comprometida**	Online
		(MW)	(MW)	(Año)
Acapulco	Puebla	300		
Aguascalientes	Salamanca	880		
Nacozari	Hermosillo	975		
Nacozari	Moctezuma	400		
Cancún	Cozumel	48	146	2021
Carapan	Salamanca	700		
Chihuahua	Laguna	330		
Coatzacoalcos	Temascal	1,750		
Culiacán	Los Mochis	890	810	2019
Durango	Aguascalientes	300		
Durango	Mazatlán	640		
Grijalva	Coatzacoalcos	2,100		
Grijalva	Tabasco	1,450		
Grijalva	Temascal	2,800		
Guadalajara	Aguascalientes	1,000		
Guadalajara	Carapan	700		
Guadalajara	Lázaro Cárdenas	580		
Guadalajara	Salamanca	700		
Güémez	Monterrey	1,500	300	2019
Hermosillo	Obregón	980	280	2018
Huasteca	Güémez	1,700	100	2019
Huasteca	Tamazunchale	1,200		
Huasteca	Valles	1,050		
Huasteca	Poza Rica	1,875		
Ixtepec	Temascal	2,500		
Juárez	Moctezuma	640	325	
Laguna	Durango	550		
Laguna	Saltillo	550		
La Paz	Los Cabos	200		
Lázaro Cárdenas	Acapulco	350		
Lázaro Cárdenas	Carapan	720		
Lázaro Cárdenas	Central	2,900		
Campeche	Chetumal	140		

Desde	Hasta	Existente*	Comprometida**	Online
Campeche	Mérida	850		
Manzanillo	Guadalajara	3000		
Matamoros	Reynosa	1,400		
Mazatlán	Culiacán	1,450		
Mazatlán	Tepic	1,380		
Mérida	Cancún	825		
Mérida	Chetumal	135		
Mexicali	San Luis Rio Colorado	390		
Moctezuma	Chihuahua	640	175	2019
Monterrey	Saltillo	1,500	100	2019
Obregón	Los Mochis	680	550	2019
Poza Rica	Central	4,100		
Poza Rica	Puebla	310		
Puebla	Central	3,000	2,500	2022
Querétaro	San Luis Potosí	425		
Querétaro	Central	1,800		
Reynosa	Monterrey	2,060	750	2022
Reynosa	Nuevo Laredo	140		
Rio Escondido	Chihuahua	450		
Rio Escondido	Monterrey	2,100		
Rio Escondido	Nuevo Laredo	400		
Salamanca	Querétaro	1,600		
Saltillo	Aguascalientes	1,290	210	2019
San Luis Potosí	Aguascalientes	1,300		
Tabasco	Campeche	1,200		
Tamazunchale	Querétaro	1,780		
Temascal	Puebla	3,000		
Tepic	Guadalajara	1,178		
Tijuana	Ensenada	255		
Tijuana	Mexicali	520	480	2022
Valles	San Luis Potosí	1,500		
Veracruz	Poza Rica	750		
Veracruz	Puebla	1,100		
Veracruz	Temascal	350		
Villa Constitución	La Paz	80	760	2023
Múgele	Villa Constitución		180	2023

* Existente al año 2017

** Capacidad adicional a la ya existente capacidad

La siguiente figura muestra un mapa de México con todos los interconectores existentes (superior) y comprometidos (inferior).

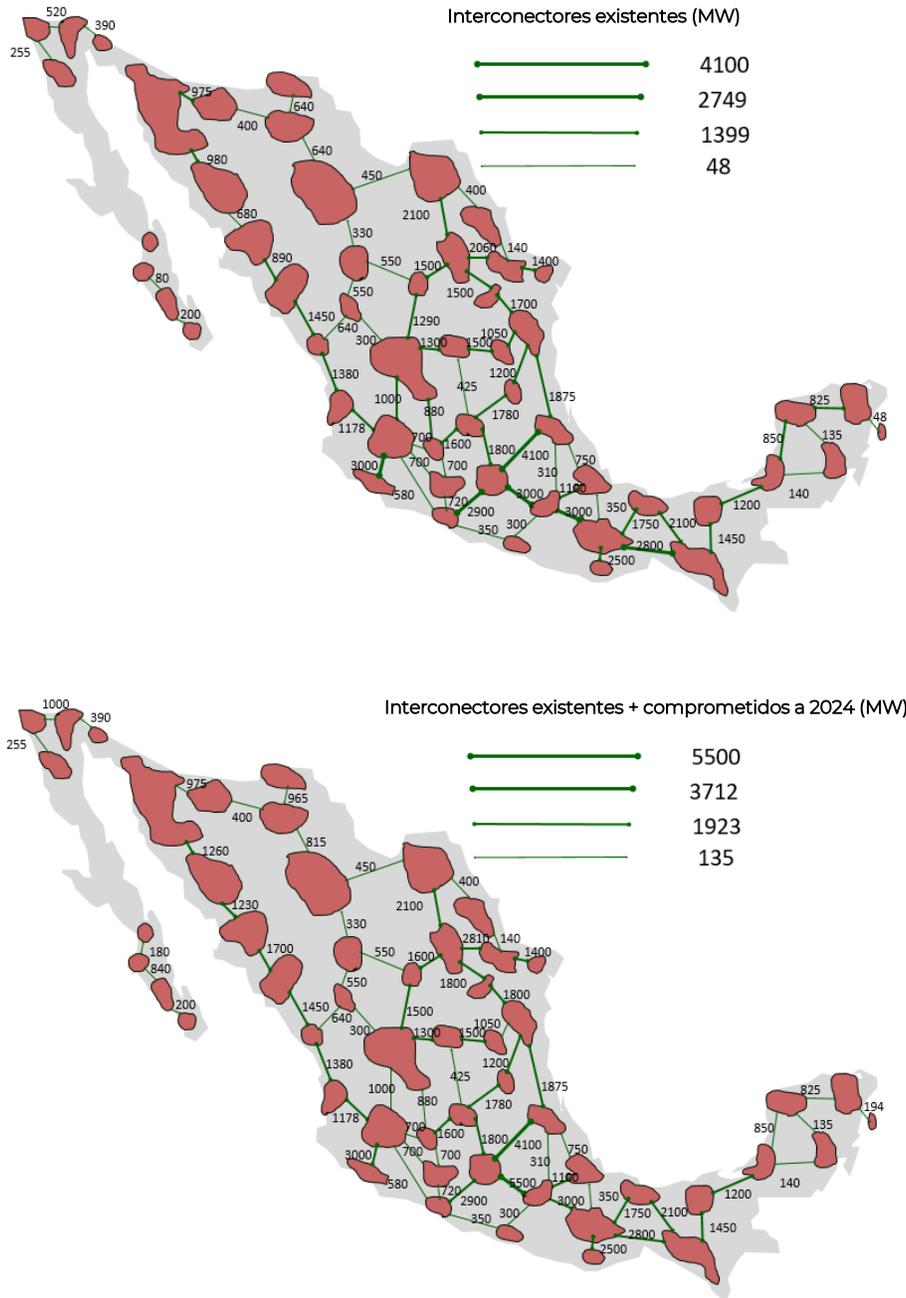


Figura A.6. Interconectores existentes (2017, arriba) y Existentes + comprometidos (abajo) en México (MW).