



Iniciativa Solar para
el impulso de la
energía solar
fotovoltaica de gran
escala



Organismos y asociaciones participantes



Entidades financieras



Empresas del sector solar fotovoltaico



Secretaría técnica



Prefacio

Estamos viviendo tiempos de cambio. La reforma energética instrumentada por el gobierno del Presidente Enrique Peña Nieto ha abierto nuevos cauces para la participación privada en el sector eléctrico. Unos meses atrás, la materialización de estas reformas en el corto plazo se antojaba lejana. Hoy, esos cambios son una realidad que está transformando a México.

Gracias a una muy productiva coordinación entre el gobierno federal y el sector privado, estamos siendo testigos de los primeros frutos de la reforma energética. El sector eléctrico cuenta con un marco regulatorio que brinda certidumbre a las inversiones de largo plazo y los compromisos anuales de compra de energía limpia han generado expectativas creíbles para el desarrollo de proyectos en los siguientes diez años.

Ello ha permitido la consolidación de nuevas industrias. En agosto de 2014 entró en operación la primera central solar fotovoltaica de gran escala en el país. En junio de 2015, se lanzó la Iniciativa Solar. En marzo de 2016, como resultado de la Primera Subasta de Largo Plazo, el CENACE asignó contratos de compra de energía solar FV por 1.5 GW de capacidad con un precio promedio que rompe cualquier estándar internacional. En esa fecha se consolidó una nueva industria solar FV en México, llamada a tomar la vanguardia en el desarrollo del sector eléctrico nacional.

De esta manera, el sector de la energía solar FV entra en una nueva era como jugador clave del Sistema Eléctrico Nacional, contribuyendo a generar energía eléctrica a precios altamente competitivos, de manera sustentable y aprovechando el enorme recurso solar que existe a lo largo de todo el territorio nacional. Esta nueva etapa permeará no sólo al sistema eléctrico, sino que tendrá un impacto relevante en la industria nacional derivado de los empleos, productos y servicios necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales FV.

No obstante estos avances, aún la generación de energía solar FV —tanto la de gran escala como la generación distribuida— enfrenta hoy importantes retos. El riesgo es retrasar o incluso cancelar su desarrollo competitivo por decisiones de políticas públicas contrarias a los objetivos de la reforma energética y la transición hacia fuentes renovables de energía.

Con el apoyo del Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, Asolmex ha impulsado la Iniciativa Solar como la plataforma para promover la competitividad de la energía solar en México, definir los parámetros para una expansión congruente con la planeación del sector eléctrico nacional e identificar barreras que aún inhiben el desarrollo del sector. Con el compromiso de los más de 65 miembros activos que integran la Asolmex, la Iniciativa Solar está derrumbando mitos y construyendo la nueva realidad de las energías renovables en el país.

Héctor Olea

Presidente

ASOLMEX

Datos clave del sector solar FV en México



**35-68
USD/MWh**

Es el rango de precios a los que la energía solar FV resultó ganadora en la 1ª Subasta de Largo Plazo, y que demuestra el potencial solar competitivo con el que cuenta México.



**Grid
Parity**

Los precios observados son altamente competitivos, estando por debajo del promedio de los Precios Marginales Locales estimados que publicó la Sener para el periodo 2017-2035, alcanzando la “paridad de red”.



1,500 MW

La tecnología solar FV representa el 75% de los proyectos adjudicados en la primera subasta de largo plazo en México, multiplicando la capacidad instalada actualmente en un factor de 35.



**No
afectación**

La experiencia empírica tanto internacional como nacional demuestra que la intermitencia de la energía solar FV es fácilmente gestionada con la tecnología disponible y los productos de mercado a disposición del operador del sistema.



**~\$12 mm
de pesos**

Es el impacto potencial en el Producto Interno Bruto (PIB) nacional por el desarrollo de los 1,500 MW solares FV, adjudicados en la 1ª Subasta, a partir de las actividades de construcción, servicios profesionales, fabricación de equipos y auxiliares, entre otros.



**9,200
empleos**

El capital humano que se estima será necesario para la construcción y fabricación de equipos y auxiliares, impulsando el desarrollo económico a nivel local y a nivel país.



2.0 MTCO₂

Las toneladas de CO₂ que de manera anual mitigarán los 1,500 MW solares FV adjudicados en la 1ª subasta.

Contenido

Prefacio	i
Datos clave del sector solar FV en México	ii
¿Cuáles son las variables clave de los precios de la energía solar FV en México?	1
Potencial de la energía solar FV en México	5
¿Cuál es el precio observado de la energía solar FV en otros mercados?	5
¿Cuál es el precio de la energía solar FV en México?	5
¿Qué resultados obtuvo la energía solar FV en la 1ª Subasta de Largo Plazo?	6
¿Qué tan competitivos son estos precios en comparación los costos actuales de la energía en Mercado?	7
<hr/>	
¿Qué efectos puede tener la intermitencia solar en el Sistema Eléctrico Nacional?	10
Caso de Estudio: TAI Durango	11
<hr/>	
¿Cuáles son los beneficios asociados al desarrollo de la energía solar FV en México?	13
¿Cómo se beneficia la industria nacional?	15
¿Cuál es el impacto en el PIB por el desarrollo de la nueva capacidad?	17
¿Cómo contribuye la energía solar FV al medio ambiente?	18
<hr/>	
¿Qué barreras existen aún que limitan el desarrollo de la tecnología solar FV? ¿Qué se puede hacer para vencerlas?	19
Anexo I. Mercados a través de los cuales los proyectos solares FV de gran escala pueden participar en el Sector Eléctrico	23
Anexo II. Modelos de negocio para plantas solares FV de gran escala	28
Anexo III. Guía de permisos para interactuar en el mercado eléctrico	32
Glosario	35
Referencias	36
Personas de Contacto	37
Equipo del Comité de Dirección de la Iniciativa Solar	37



¿Cuáles son las variables clave de los precios de la energía solar FV en México?

¿Cuáles son las variables clave de los precios de la energía solar FV en México?



La irradiación solar en México se encuentra ampliamente repartida por el territorio nacional. Existen cerca de 1,800 GW de potencial instalable con factor de planta en un rango de 20% a 30%. Adicionalmente, dicho rango de irradiación es superior al observado en otros países con un importante desarrollo de esta tecnología.

La irradiación solar en México: Un recurso distribuido en el país y más alto que otros países con mayor desarrollo solar

México cuenta una irradiación solar media de 6,36 kWh/m² por día. Dada la extensión territorial del país y el nivel de irradiación, existe potencial de instalar más de 1,800 GW de capacidad de generación en zonas con factores de planta >20%, cifra equivalente a 28 veces la capacidad total instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En el territorio nacional se observan recursos con factores de planta, o ganancias, de entre 10 y 30%.

Más allá del potencial total, lo relevante radica en que el recurso más competitivo no se encuentra limitado a zonas específicas del país, sino que, está ampliamente repartido por la geografía nacional, lo que permite un aprovechamiento diversificado. Esto otorga una ventaja competitiva ante otras tecnologías renovables, ya que la planta se puede ubicar cerca de los puntos de consumo, evitando así los costos de interconexión y las pérdidas que ocurren al transferir la energía.

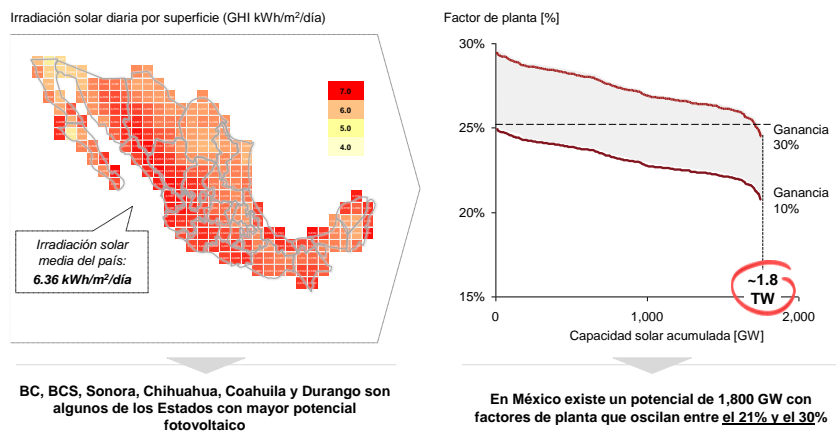


Figura 1. Ilustrativo del potencial de generación solar FV en México; Fuente: Asolmex, Nasa, PwC

La irradiación solar en México es más alta que en países que le han otorgado un mayor impulso a la energía solar FV

México presenta niveles de irradiación superiores a países como China o la India, que cuentan con grandes programas de desarrollo solar FV. Por su parte Estados Unidos (EUA) ha instalado ~26 GW de energía solar FV.

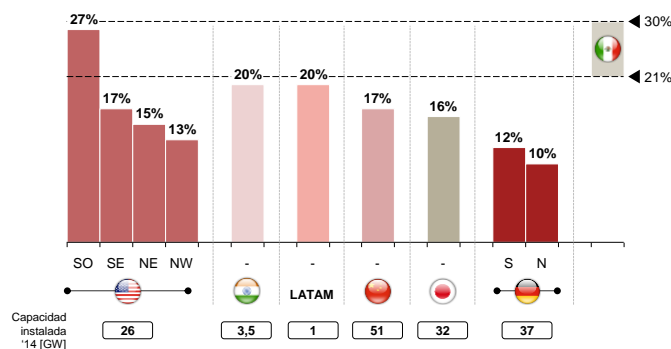


Figura 2. Factores de planta observados en México para energía solar FV; Fuente: UBS Global Utilities, PwC



Los costos de generación solar FV en México se han reducido cerca de un 60% desde el 2010 y se espera que continúen en descenso en el corto y mediano plazo

En una industria acostumbrada a incrementos de costo, la reducción constante en los precios de la energía solar FV genera la necesidad de revisar de manera continua la forma en que se planifica y desarrolla el sector eléctrico

Es ampliamente conocido que en los últimos años los costos de inversión de la energía solar FV han descendido de manera drástica. De igual manera el consenso de los análisis llevados a cabo por diferentes organismos internacionales pronostica que dicha reducción continuará su tendencia en el corto y mediano plazo.

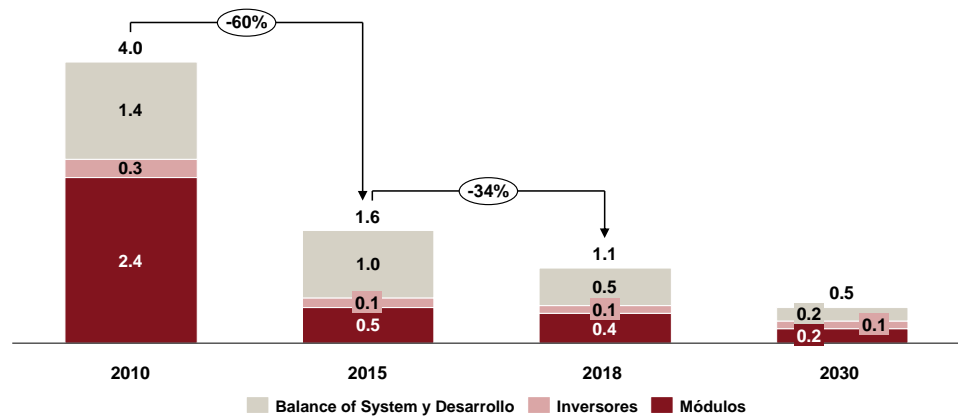


Figura 3. Costos de inversión históricos y estimados para proyectos solares FV; Fuente: Asolmex, Entidades Financieras, PwC

En particular el precio de los módulos (paneles fotovoltaicos) continuará su reducción en la medida que se incremente el volumen de capacidad instalada a nivel mundial. Esta reducción de costos es transferible a la mayoría de los países, considerando que el precio de los paneles está ligado al mercado internacional, oscilando en los últimos años $\pm 25\%$ con respecto al precio en China¹. Por ello, el costo de módulos e inversores adquiridos para México estará referenciado al precio de los mismos en el mercado internacional.

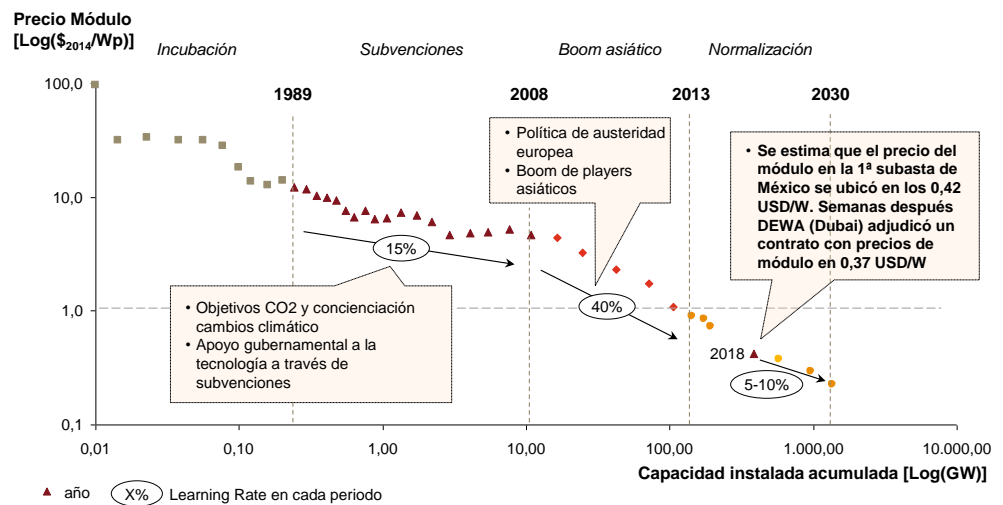


Figura 4. Agora Energiewende, Current and Future Cost of Photovoltaics; Fuente: Aprium, Entrevistas con desarrolladores y fabricantes de paneles, PwC

¹ IRENA, RE 2014 Power Costs report

El “Balance of System” (BoS), es un área de oportunidad no solo para la reducción del costo de la energía en México, sino también para el desarrollo del sector industrial

El *Balance of System (BoS)* comprende la obra civil, el montaje y el resto del hardware (i.e. cableado, estructura y transformadores). Su costo depende fundamentalmente de la competitividad de los proveedores de servicios locales (i.e. montaje y obra). El costo asociado a este componente depende por tanto de la capacidad instalada en México.

El costo del BoS pudiera representar hasta un 50% del costo total de un proyecto actualmente en México. De acuerdo con entrevistas con el sector, se espera que este costo se reduzca conforme se incremente la capacidad instalada y, por ende, el número y eficiencia de los proveedores de estos servicios, pudiendo llegar a valores por debajo del 40% del costo total, lo anterior con base en experiencias internacionales, como se muestra en la siguiente figura.

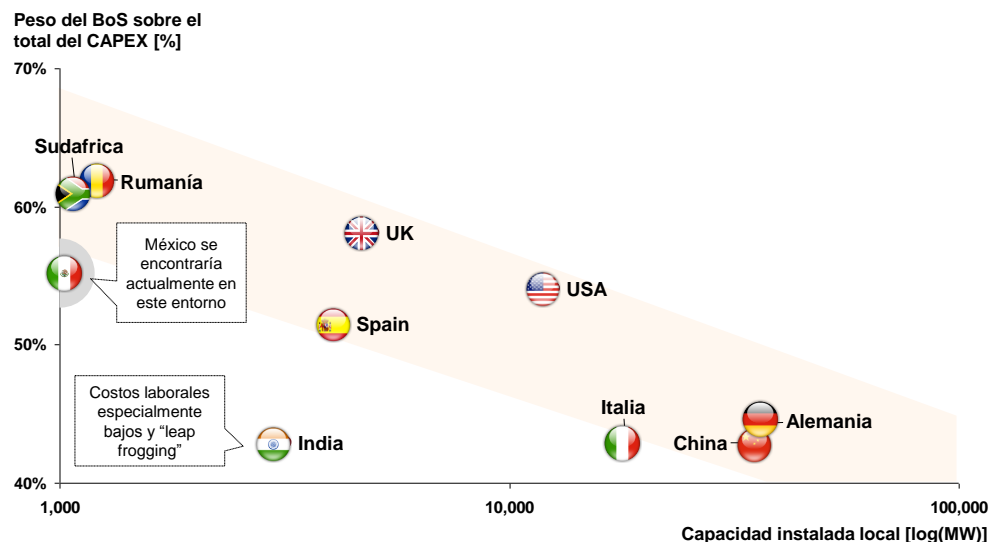


Figura 5. CAPEX de BoS vs. capacidad instalada;
Fuente: IRENA RE 2014 Power Costs report, Photon Consulting, PwC2

² Se ha realizado una corrección para excluir los inversores del BoS



*¿Cuál es la
competitividad
actual de la energía
solar en México?*

Potencial de la energía solar FV en México

¿Cuál es el precio observado de la energía solar FV en otros mercados?

Diferentes países de la región que cuentan con mercados competitivos han apostado de manera decidida por la energía solar FV, dichos países han llevado a cabo, en los últimos años, subastas similares a la que recientemente se llevó a cabo en nuestro país.

Los precios de ofertas ganadoras en las subastas de países como Brasil, Chile y Perú demuestran la creciente competitividad de la energía solar FV. Los precios observados recientemente en México son consistentes con la realidad observada en otros mercados en los últimos años.

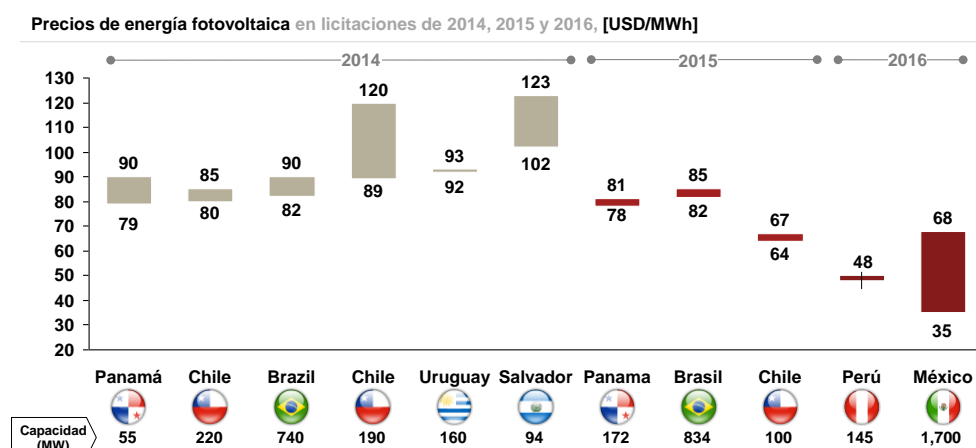


Figura 6. Muestra de precios de energía solar FV en subastas de 2014, 2015 y 2016, [USD/MWh]; Fuente: Asolmex, PwC

¿Cuál es el precio de la energía solar FV en México?

Los costos de generación de la energía solar FV en México se ubican en el entorno de los 35 - 68 US\$/MWh. Este rango es consistente, e incluso por debajo, de los precios observados recientemente en otros países de América Latina.

Los resultados observados en la primera Subasta de Largo Plazo de México, llevada a cabo en marzo de 2016, muestran que el costo de generación solar FV se ubica en el rango de 35 - 68 US₂₀₁₆\$/MWh³. Adicionalmente, a diferencia de la mayoría de tecnologías convencionales (i.e. combustibles fósiles), dadas las curvas de aprendizaje que experimenta esta tecnología, los costos de la energía solar FV continuarán reduciéndose en los próximos años.

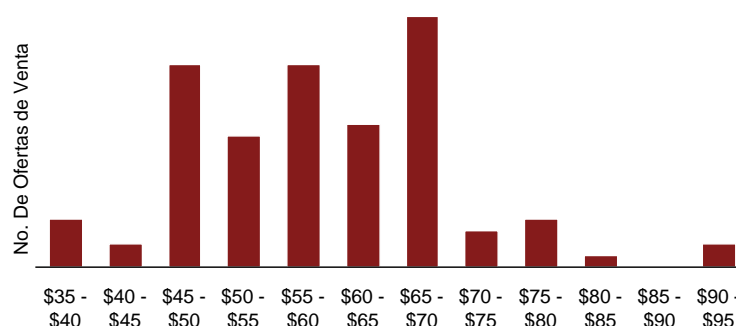


Figura 7. Distribución de las ofertas con centrales solares en la Primera Subasta de Largo Plazo; Fuente: Asolmex, Entidades Financieras, PwC

³ Los precios aquí presentados podrían variar con respecto a los observados en contratos bilaterales (fuera de subastas), debido a la estructuración de pagos, rating de la contraparte, plazos de contratos, exposición a precios spot, entre otros. Valores para proyectos de gran escala en México con entrada en operación en 2018.

¿Qué resultados obtuvo la energía solar FV en la 1ª Subasta de Largo Plazo?

La interacción de la alta irradiación en México y la continua reducción en los costos de componentes, generó que en la 1a Subasta el sector solar FV mexicano pudiera demostrar su potencial real, tanto en precio como en volumen de recurso competitivo disponible.

La energía solar FV acaparó 3/4 partes del total de la energía y los CELs adjudicados, un total de 1,500 MW de capacidad⁴, lo que demuestra la abundancia de recurso competitivo en gran parte de la geografía del país.

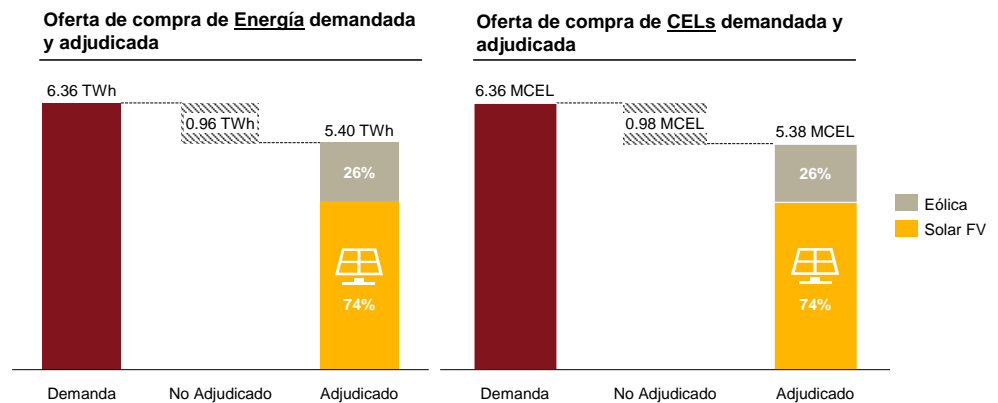


Figura 8. Ofertas de compra de energía y CELs en la 1ª subasta;
Fuente: Cenace, PwC

Los desarrolladores de proyectos de energía solar FV presentaron ofertas altamente competitivas, como se muestra en la gráfica a continuación. Como se puede observar en las siguientes gráficas, varios proyectos solares FV ofrecieron precios por debajo de la tecnología eólica. Esta última colocó 480 MW a través de la subasta.

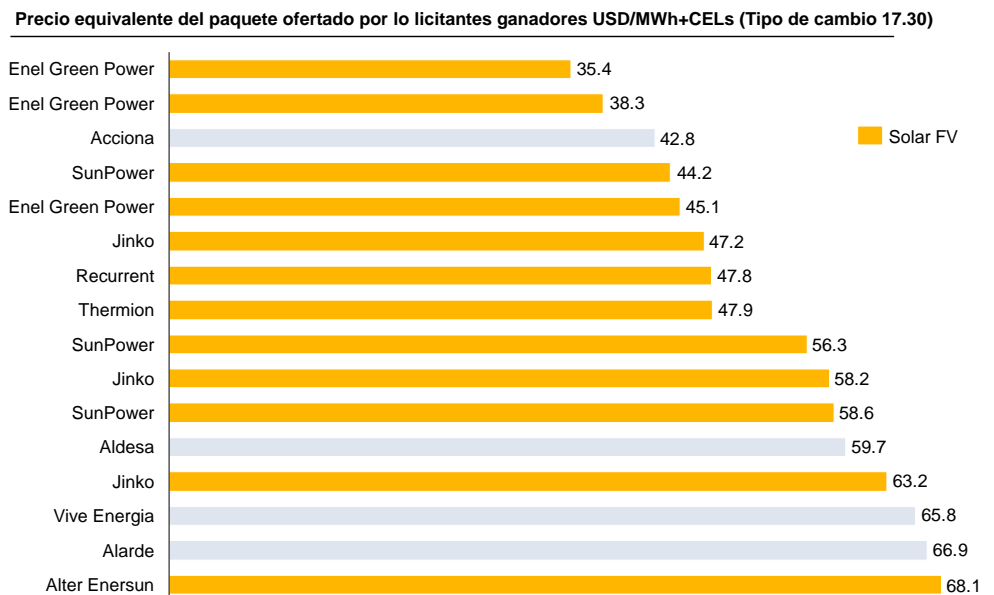


Figura 9. Precio equivalente del paquete ofertado USD/MWh+CELs;
Fuente: Cenace, PwC

⁴ En función de la capacidad de placa (DC) reportada por los licitantes

Desde el punto de vista de la evaluación de las ofertas, los licitantes debían considerar, entre otras variables, los ajustes regionales definidos por la Sener. La figura que se presenta a continuación muestra la priorización dada por el CENACE en el proceso de evaluación a las ofertas anteriormente señaladas considerando el valor de los ajustes regionales.

Curva de Oferta de Venta adjudicada frente a la Curva de Oferta de Compra de la CFE (incluye ajustes regionales)

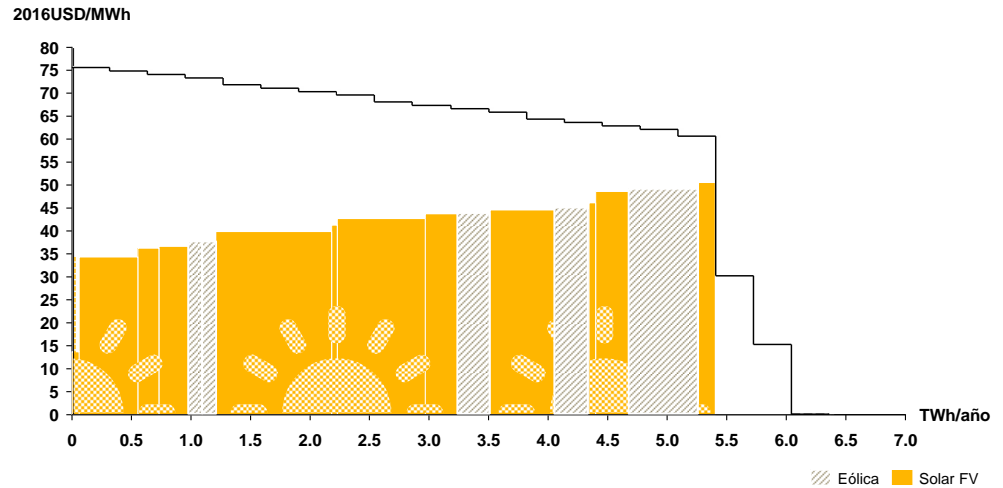


Figura 10. Curva de Oferta de Venta adjudicada frente a la Curva de Oferta de Compra de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (incluye ajustes regionales); Fuente: CENACE, PwC

Los costos de generación de la energía solar FV de la 1ª Subasta muestran cómo la tecnología ha alcanzado ya la paridad de red (costos similares a los precios marginales)

¿Qué tan competitivos son estos precios en comparación con los costos actuales de la energía en el Mercado?

Los precios de las ofertas ganadoras de proyectos solares FV presentan valores en el rango, o por debajo, de los Precios Marginales Locales (PML), lo que implica que la **tecnología solar ha alcanzado ya en México la paridad de red**, es decir que sus costos de generación son iguales (o inferiores) a los precios de la energía eléctrica observados en el mercado. Cabe señalar, además, que estos precios ya incluyen el costo de las Certificados de las Energías Limpias (CELs).

Rango de precios marginales locales para el periodo 2018-2032 y precio medio ponderado de las ofertas adjudicadas en cada zona de generación [2016USD/MWh, Tipo de cambio 17.30]

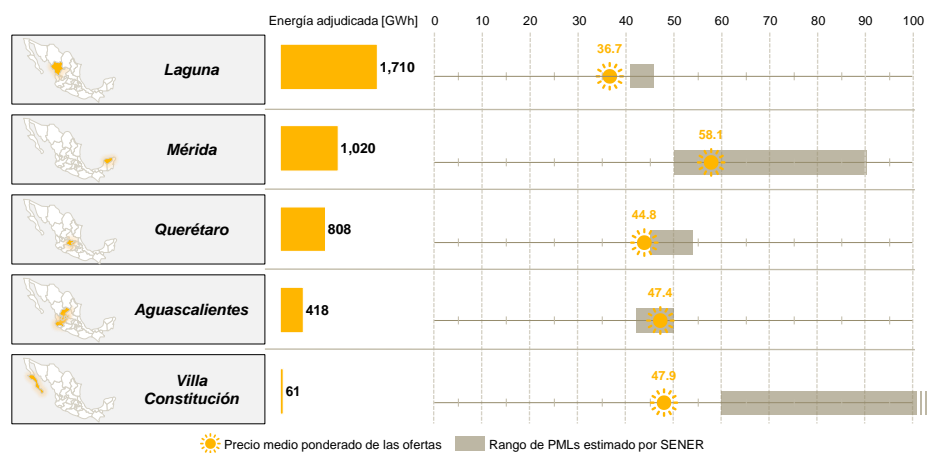


Figura 11. Rango de PML para el periodo 2018-2032 y precio medio ponderado de las ofertas adjudicadas en cada zona de generación (USD/MWh, Tipo de cambio 17.30); Fuente: CENACE

La energía solar FV, a diferencia de la mayoría de las tecnologías convencionales, ha experimentado importantes reducciones de costo de manera constante en los últimos años. Lo anterior ha dado como resultado que al día de hoy el costo de la generación solar FV sea más competitivo que el de la mayoría de estas tecnologías.

Los resultados de la 1ª subasta también indican que frente a las tecnologías fósiles más eficientes, como es el caso de los ciclos combinados, los proyectos solares FV más competitivos pueden ya competir en precio, tendencia que continuará incrementándose en los próximos años.

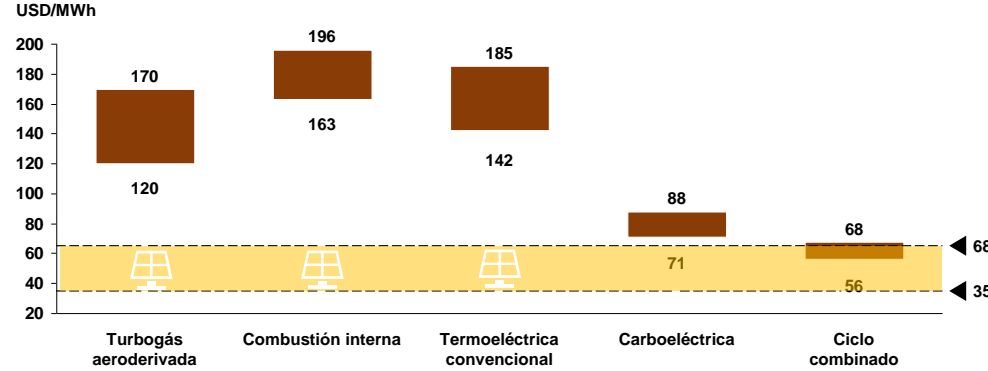


Figura 12 Comparativo de los costos nivelados de generación de diferentes tecnologías fósiles vs. precios de la energía solar FV en la 1ª Subasta; Fuente: Asolmex, COPAR 2014 (CFE), PwC



¿Qué efectos puede tener la intermitencia solar en el Sistema Eléctrico Nacional?

¿Qué efectos puede tener la intermitencia solar en el Sistema Eléctrico Nacional?

En 2011 se estimó que México podría contar con un 29% sin afectación técnicas. Para 2018, la generación intermitente rondará el 5.0% considerando ya lo adjudicado en la 1ª subasta.

Antecedentes de la gestión de la intermitencia: una tarea constante del operador

La intermitencia en el sistema eléctrico no representa un nuevo reto. Desde sus inicios, el operador del sistema, ya sea como parte de un monopolio centralizado o como un ente interdependiente de un mercado (i.e. el CENACE bajo el nuevo esquema regulatorio), ha requerido balancear la generación con una demanda variable. Por consiguiente, hasta ahora los sistemas han sido diseñados para administrar, en mayor o menor medida, con fluctuaciones en la demanda total, y en algunos casos a nivel regional.

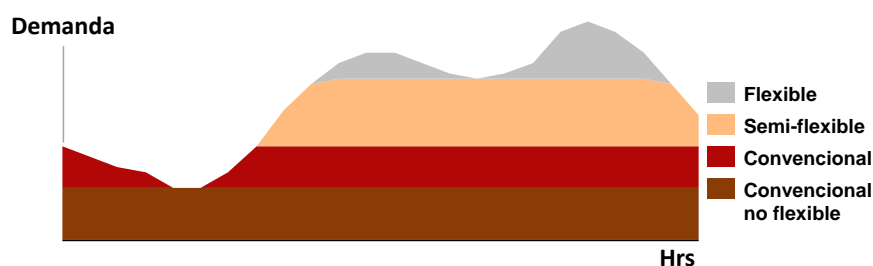


Figura 13. Ilustrativo de la generación convencional y flexible; Fuente: PwC

En múltiples sistemas alrededor del mundo se observan niveles de penetración de energía intermitente del orden de 25% a 30% de la capacidad total instalada sin causar afectaciones al sistema (CSIRO 2011). Un estudio de la Agencia Internacional de Energía (IEA 2011), llevado a cabo bajo el esquema de operación que existía en México en su momento, identificó que el porcentaje de capacidad de generación con fuentes intermitentes podría llegar hasta un 29% desde un punto de vista técnico⁵. Desde entonces, en el Sistema se han instalado tanto generación flexible como nuevas líneas de transmisión que interconectan el sistema, permitiendo una mayor participación de este tipo de energía (Sener 2015).

La fuerte inversión en energía renovable en sistemas como ERCOT (Texas) y Xcel Energy (Colorado), muestran que integrar energía intermitente (solar y eólica) con niveles promedio del 10-20% del mix y en momentos pico al 50% es factible.

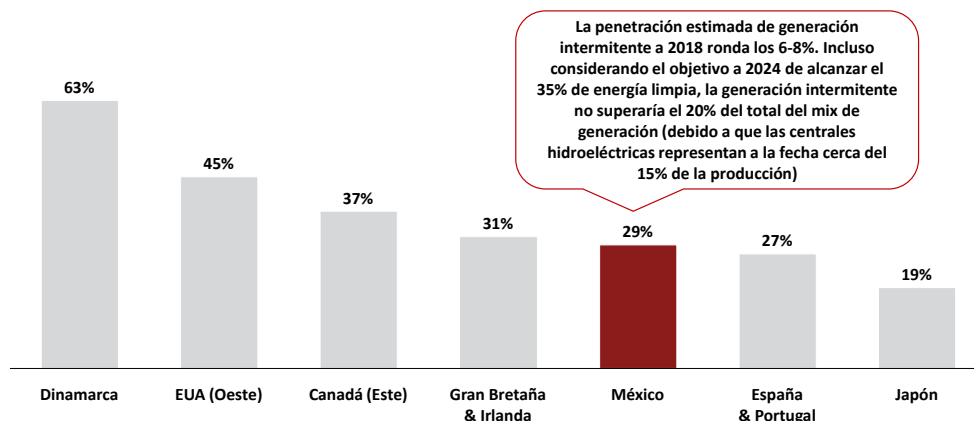


Figura 14. Comparación de la penetración potencial intermitente en diversos países; Fuente: Agencia Internacional de Energía

⁵ Según la IEA, este valor no representa un límite máximo sino un estimado de la capacidad variable que puede absorber. Cita en el margen izquierdo con base en el estudio "Integrating Renewable Energy into the Electricity Grid" (Advanced Energy Economy Institute, Junio 2015).

De acuerdo a la experiencia que ya se tiene en el Sistema Interconectado Nacional, la intermitencia de la energía solar FV no representa un reto para el sistema, cuando se gestiona correctamente.

Caso de Estudio: TAI Durango

La planta de TAI en el estado de Durango es una planta solar de 15 MW ya en operación, con una segunda fase en construcción para aumentar su capacidad a 50 MW. La central de Durango presenta un buen caso para analizar el posible impacto que la intermitencia de una planta solar fotovoltaica tiene en el sistema mexicano.

Para conocer más acerca de la gestión de la intermitencia, se realizaron entrevistas con agentes relacionados de la zona de control correspondiente. En la entrevista se indagó sobre los cambios necesarios tras la entrada de TAI Durango en el Sistema, los efectos actuales de la intermitencia en el sistema, así como su posible efecto futuro si se llegara a una mayor participación de energía solar intermitente.

El principal hallazgo de las entrevistas es que la presencia de la planta no ha causado efectos negativos en la operación del sistema. Esto se debe a que la planta se acerca a puntos de consumo y por lo tanto no se ha necesitado hacer un cambio en el sistema debido a la introducción de esta fuente de energía intermitente. Asimismo, la expansión de la planta ya está programada, sin que el operador haya requerido modificación alguna a las instalaciones.

Adicionalmente, se confirmó que se han detectado beneficios en la gestión del sistema, por ejemplo en la capacidad de generación y absorción de potencia reactiva, así como en una disminución de armónicos. La tecnología disponible en inversores modernos y en compensadores estáticos de vars permite al operador gestionar la energía intermitente del mismo modo a como se gestiona una planta convencional.

Por otro lado, la existencia de centrales firmes en la cercanía ha ayudado a eliminar el impacto negativo comúnmente asociado a la intermitencia. La diversidad de tecnologías permite que la demanda pueda ser cubierta en todo momento, incluso considerando una penetración mucho mayor de la tecnología solar.

En conclusión ¿En dónde estamos en referencia a la necesidad de gestionar la intermitencia en México?

Es indudable que la intermitencia incrementa la complejidad de un sistema eléctrico. Sin embargo, la intermitencia asociada por la energía solar FV es gestionable con medidas que ya se llevan a cabo como los pronósticos meteorológicos, la ampliación de la Red de Transmisión, así como el uso de los mecanismos definidos en las Bases del Mercado Eléctrico.

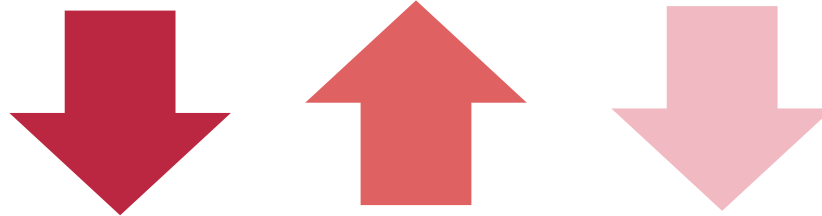
Considerando la experiencia internacional y el diseño del Mercado Eléctrico Mayorista, el sistema eléctrico nacional cuenta con los mecanismos adecuados para gestionar la intermitencia que se pueda presentar asociada con el cumplimiento de las metas de energía limpia.

A close-up, low-angle shot of a worker in a yellow safety vest and white hard hat, viewed from the side and back, working on a large array of blue solar panels. The panels are arranged in a grid pattern and are tilted upwards. The worker's hands are visible near the bottom of the frame, suggesting they are performing maintenance or installation. The background is slightly blurred, emphasizing the worker and the solar panels.

*¿Cuáles con los
beneficios del
desarrollo de la
energía solar FV
en México?*

¿Cuáles son los beneficios asociados al desarrollo de la energía solar FV en México?

El impulso al desarrollo de la energía solar FV en México conlleva beneficios al sistema eléctrico, así como económico-sociales al conjunto del país, además de ser un importante mitigador de emisiones de gases de efecto invernadero.



Reducción en el precio de la electricidad en el Mercado Mayorista

Incremento de la actividad industrial e impacto en el PIB y en el empleo

Reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero

La energía solar FV de gran escala reduce los precios en el mercado eléctrico...

A diferencia de las centrales convencionales, cuyo mayor costo es el combustible, los costos variables de la energía solar FV son cercanos a cero. Dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, cuyo funcionamiento se basa en costos marginales en el cruce entre oferta y demanda, esto generará el desplazamiento de tecnologías de generación con Precios Marginales Locales (PML) más altos (i.e. fuentes fósiles) fuera de la curva de mérito, del Mercado de Día de Adelanto y del Mercado en Tiempo Real, impulsando una reducción en el precio de la energía en el mismo. Este efecto se ilustra en la siguiente figura.

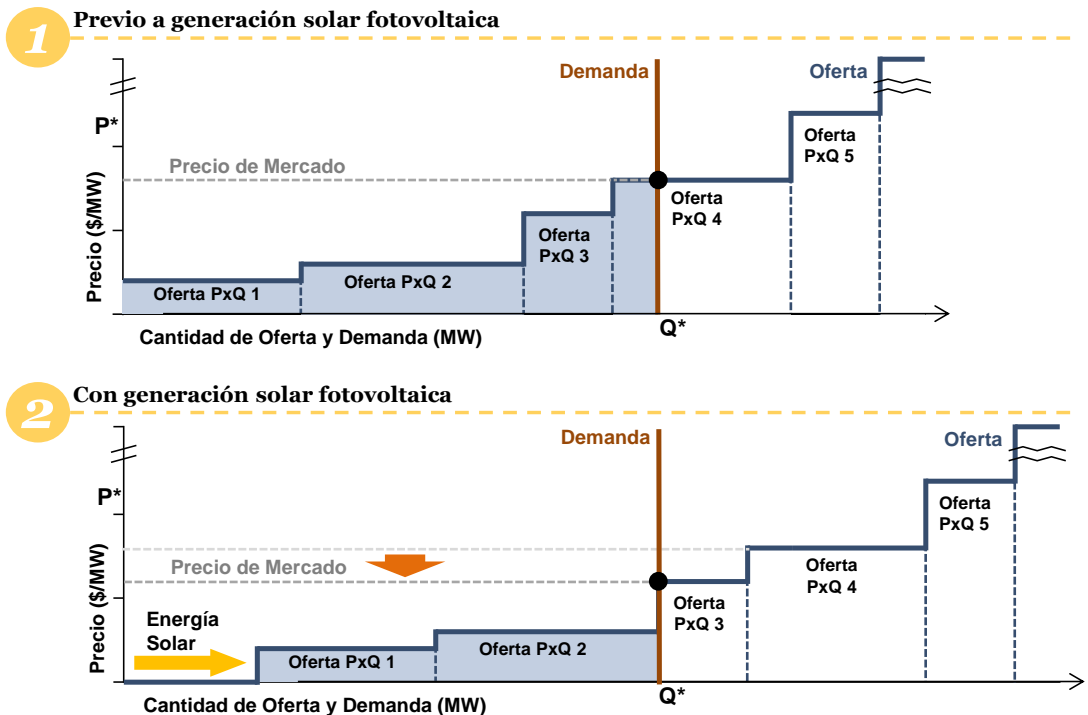
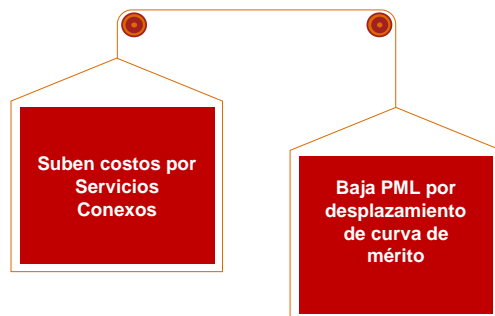


Figura 15. Esquema de orden de mérito en el Mercado Eléctrico Mayorista; Fuente: Análisis PwC

Por otra parte, es importante considerar que una mayor penetración de generación intermitente implica una mayor asignación de reservas, con un costo adicional para el sistema. Sin embargo, dada la baja penetración que actualmente existe de este tipo de generación en México, este efecto podría ser marginal en el corto plazo. Estudios en mercados con una mayor penetración de generación intermitente han estimado dicho costo entre los 2 y 5 US\$/MWh.

Considerando que los precios adjudicados en la 1ª subasta están por debajo de los PMLs estimados, los beneficios económicos superan los posibles costos y reduce el gasto del Sistema en combustibles.



La producción solar FV observa una correlación positiva con horas de mayor consumo en el sector eléctrico. A su vez, estas horas suelen ser cubiertas por tecnologías fósiles con costos de generación más altos, como el combustóleo.

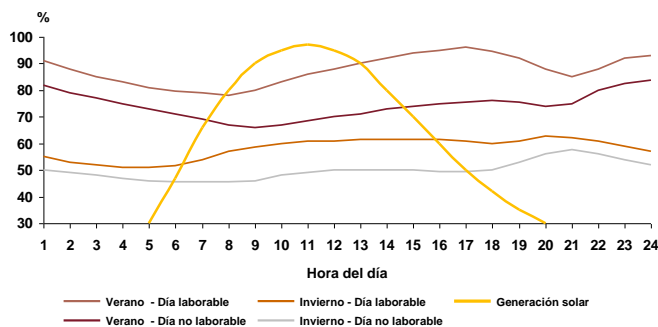


Figura 16. Curva de producción solar tipo y consumo eléctrico; Fuente: Sener

Por lo anterior, cada 1,000 MW de capacidad de generación solar FV podría reducir el consumo de combustibles en ~1,500 millones de pesos anuales, con el consiguiente beneficio al sistema en su conjunto.

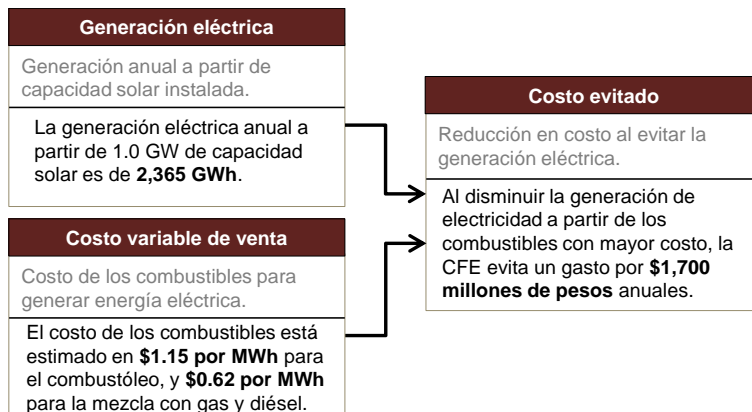


Figura 17. Cálculo estimado de costos evitados por la producción en punta de energía solar FV; Fuente: CFE, Análisis PwC

¿Cómo se beneficia la industria nacional?

Como se señaló en el primer capítulo, existen oportunidades más allá de la fabricación de módulos e inversores como es el caso del BoS. Este puede representar al día de hoy hasta el 40-50% de los costos de inversión en una instalación solar FV en México. Por otra parte, las experiencias internacionales muestran cómo el desarrollo de la capacidad instalada a nivel nacional redundará en la aparición de empresas locales especializadas.

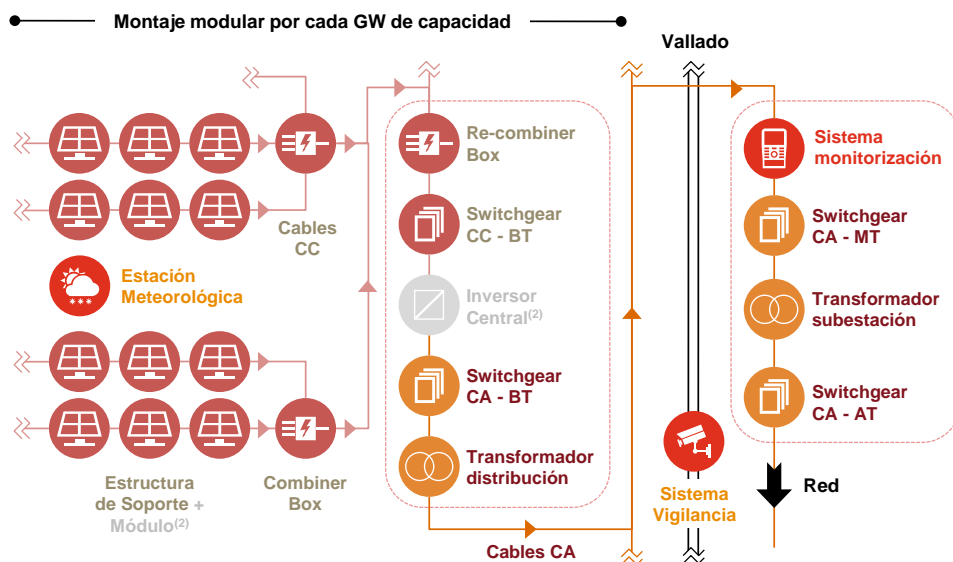


Figura 18. Componentes de una planta solar fotovoltaica escala utility⁶;
Fuente: ASOLMEX, Análisis PwC

En la medida en que prospere una base nacional de proveedores de servicios y componentes vinculados al BoS se logrará que estos recorran curvas de aprendizaje que posibiliten una mejora de la eficiencia que redunde en menores costos, impulsando, aún más, la competitividad de la tecnología solar FV.

Actualmente, se cuenta ya en el país con producción de componentes pertenecientes al BoS, como lo son cables de corriente alterna, además de tener la capacidad de producir algunos de ellos que no se encuentran actualmente en fabricación. En múltiples ocasiones la brecha no existe por falta de infraestructura para producir nuevos componentes sino porque el mercado aún no ha mostrado una demanda suficientemente grande para generar la oferta de estos componentes específicos para la tecnología solar, fruto de la falta de impulso y barreras en su desarrollo.

⁶ (1) Los materiales necesarios para esta fase (vallado, hormigón, etc.) no son característicos de la industria solar, y
(2) Componentes fuera del BoS de la planta

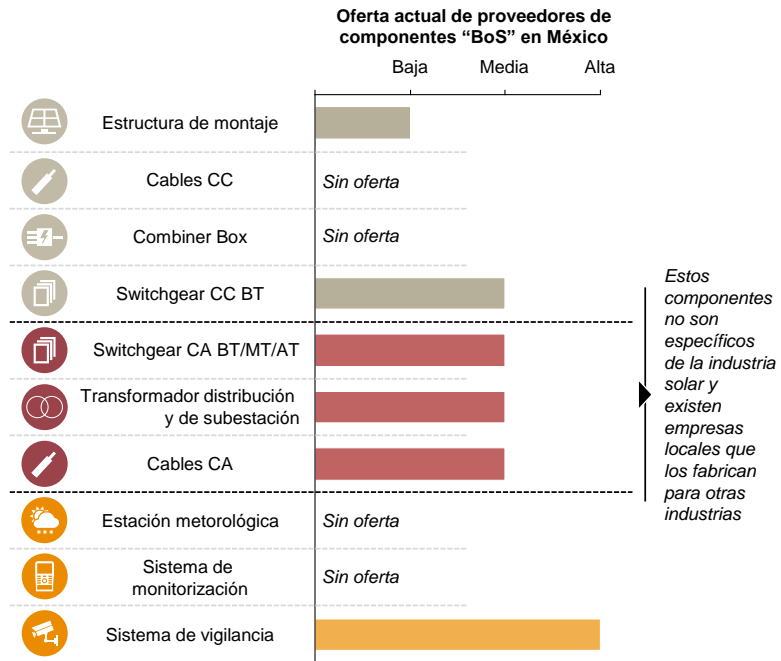


Figura 19. Esquema de componentes del BoS y la oferta que existe de ellos en México;
Fuente: ASOLMEX, Análisis PwC

Las áreas de mayor oportunidad en el corto plazo se identifican en la proveeduría de aquellos componentes del cableado menos específicos para la industria solar FV y en la mano de obra asociada a la obra civil y eléctrica para la instalación de la planta. El conocimiento desarrollado por múltiples empresas locales mediante la ejecución de trabajos para la CFE constituye un activo valioso en el desarrollo de esta oportunidad.

Por otra parte, la falta de visibilidad de una senda continua de crecimiento por parte de la industria solar FV mexicana, a diferencia de otros países de la región como se indica en el primer capítulo, es la principal barrera para dinamizar la inversión en la industria local. La falta de un plan específico de desarrollo imposibilita capitalizar el *know-how* necesario en la mano de obra.

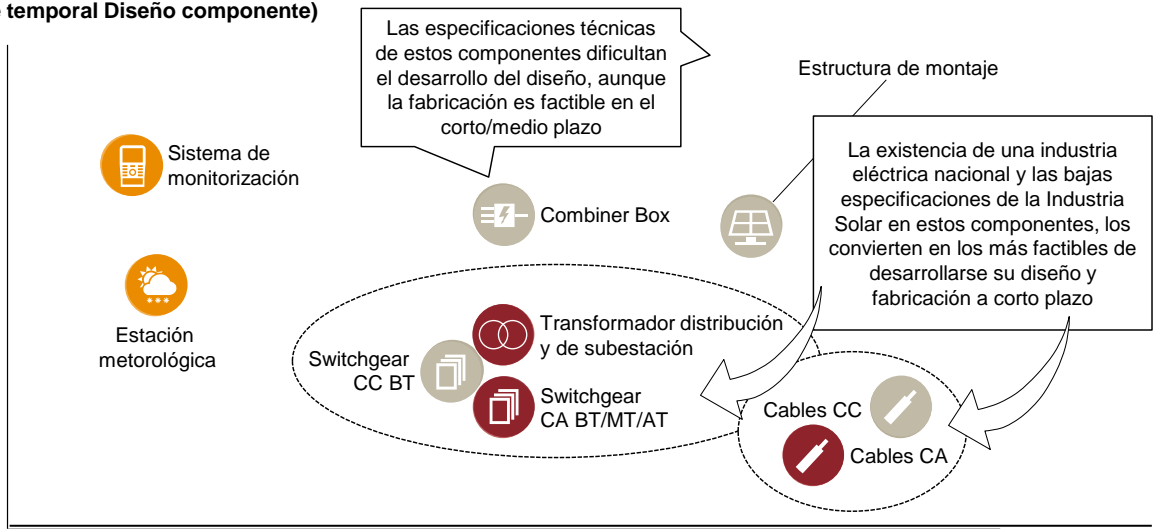
En la medida en la que la industria local encuentre las señales de mercado necesarias para desarrollar capacidades locales (i.e. certidumbre de un volumen anual de nueva capacidad) se podrían aprovechar las sinergias existentes en la industria eléctrica y electrónica para la proveeduría de aquellos componentes más específicos relacionados con la electrónica de potencia de la instalación solar FV (i.e. inversor).

Igualmente, la manufactura de la estructura de soporte de los módulos, típicamente de acero, podría realizarse en México, inicialmente utilizando diseños probados por la industria y con los que la banca se sienta comfortable, ya que han pasado satisfactoriamente revisiones técnicas para el financiamiento de las instalaciones.

Si la apuesta del país por la energía solar FV es firme, aquellas actividades que requieren un mayor *know-how*, típicamente vinculada al diseño e ingeniería de detalle de las instalaciones podrían comenzar a desarrollarse localmente.

Necesidad de inversión específica de la industria solar (Horizonte temporal Diseño componente)

+ know-how solar



Potencial de producción local (Horizonte temporal Fabricación componente)

Figura 20. Know How vs potencial de la producción en México de los componentes solares;
Fuente: ASOLMEX, Entrevistas, Análisis PwC



La capacidad por instalar resultado de la 1a subasta eléctrica (1,500 MW), se estima como suficiente para enviar al mercado una señal para detonar el impulso de la proveeduría nacional, si bien el desarrollo de nuevos proyectos debe continuar

¿Cuál es el impacto en el PIB por el desarrollo de la nueva capacidad?

El desarrollo de los 1,500 MW adjudicados en la 1ª subasta tendrá ya un impacto sobre el tejido productivo de la economía nacional. Con base en la estructura de la participación industrial descrita anteriormente, el desarrollo de esta nueva capacidad podría tener un impacto de ~12,000 millones de pesos en diferentes sectores de la economía y generar más de 9,000 empleos ligados a la construcción de las centrales, así como a la producción de los componentes y servicios requeridos.

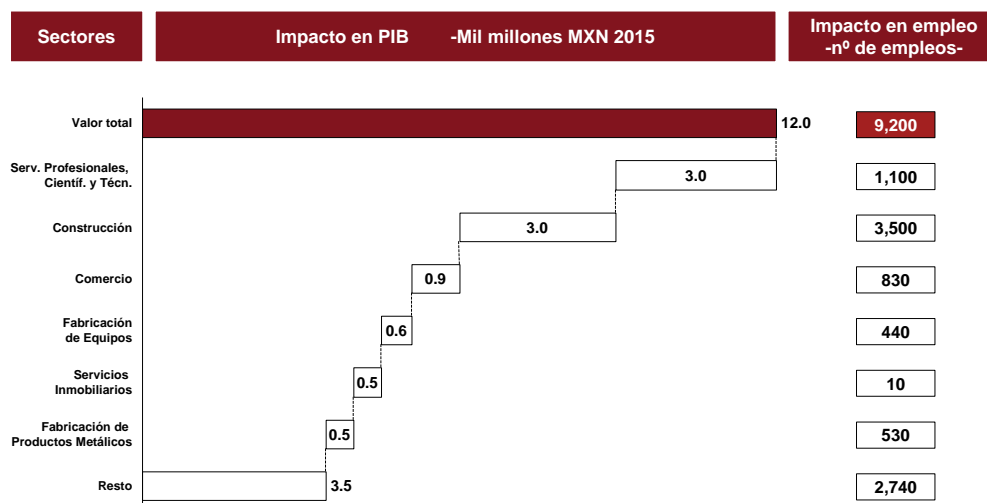


Figura 21. Impacto del desarrollo de 1,500 MW solar FV en PIB y en creación de empleos; Fuente: Inegi, PwC

¿Cómo contribuye la energía solar FV al medio ambiente?

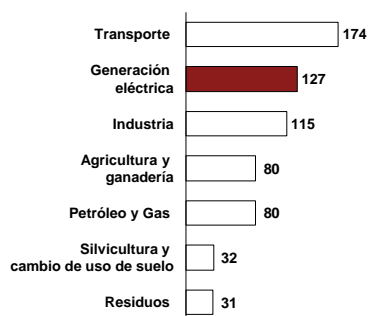


Figura 22 Emisiones sector privado, 2013 (MtCO2eq); Fuente: SEMARNAT

El sector eléctrico es el segundo emisor de gases de efecto invernadero (GEI) en México, solo detrás del sector transporte.

Sin embargo, a diferencia de este último cuyas acciones de mitigación pueden estar más atomizadas, una sola central de generación solar FV de gran escala tiene un impacto sensible sobre la reducción de emisiones GEI.

El peso del sector eléctrico en las emisiones GEI está relacionado directamente con la matriz de generación.

Actualmente en México, la generación eléctrica está regida por el uso de combustibles fósiles, lo que hace que el nivel de emisiones de CO₂ debido a la producción energética sea alrededor de 0.52 CO₂ton/MWh.

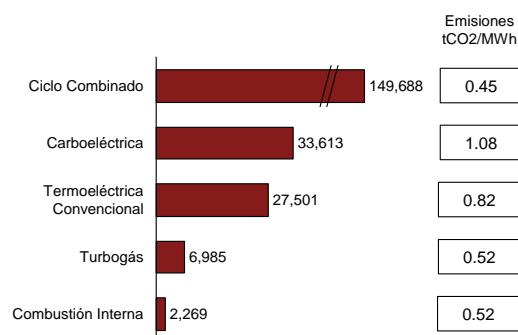


Figura 23 Generación anual por tipo de tecnología fósil; Fuente: PRODESEN 2015-2029, COPAR 2014

Considerando lo anterior, a partir de los 1,500 MW de capacidad solar FV que se instalará tras los contratos de largo plazo asignados en la primera subasta de largo plazo, México mitigará más de 2.0 millones de toneladas de CO₂ anualmente⁷.

⁷ Considerando la Energía Eléctrica Acumulable comprometida por las plantas ganadoras y un factor de 0,5 tCO₂/MWh

¿Qué barreras existen aún que limitan el desarrollo de la tecnología solar FV? ¿Qué se puede hacer para vencerlas?

El desarrollo de la tecnología solar FV requiere de la colaboración entre el sector público y el privado, con el fin de profundizar en los beneficios que la tecnología aporta al sistema eléctrico y a las cadenas productivas del país. A su vez, lo anterior debe permear el desarrollo de políticas que no penalicen sino que, por el contrario, incentiven su desarrollo.

A continuación se presentan algunos de los elementos clave que se estiman como necesarios para el impulso continuado de la energía solar FV en los próximos años:

1 La visión de largo plazo en los programas de desarrollo pre-reforma del sector energía enviaba una señal inadecuada al mercado al presentar un bajo volumen de nueva capacidad Solar FV, lo que contrasta tanto con los resultados de la subasta como con las dinámicas observadas en múltiples países.

Es necesario revisar constantemente los insumos técnico-económicos de la tecnología utilizados en los programas de desarrollo. Para la elaboración del PRODESEN 2016-2030, ASOLMEX colaboró activamente con Sener con el objetivo de detonar una señal de mercado más adecuada a la realidad, buscando la coordinación de la planeación con la disponibilidad del recurso solar en el país y los costos competitivos de la tecnología.

Es necesario mantener esta colaboración durante los subsiguientes procesos de planeación con el fin de proveer a la Secretaría de Energía con la información más relevante y actualizada. Esto permitirá alinear los planes de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional a los costos reales de la generación solar, habilitando el crecimiento del sistema de manera que permita la interconexión de regiones con los recursos solares más económicamente viables.

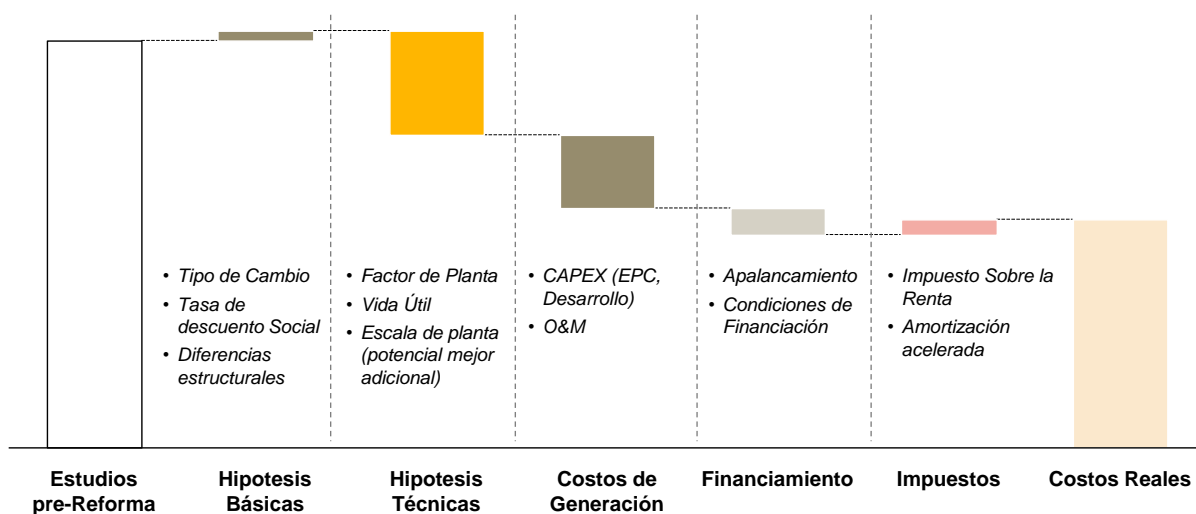


Figura 24. Comparativa de precios observados en estudios pre-reforma y los costos observados recientemente; Fuente: Análisis PwC

2 La falta de un mayor conocimiento sobre los beneficios que la energía solar FV aporta al sistema ha limitado su desarrollo, en particular en lo relativo a la menor necesidad de inversión en redes de transmisión y su complementariedad con plantas de generación fósil.

Junto con la revisión técnico-económica señalada anteriormente, se hace necesario el reconocimiento del valor que la energía solar FV aporta al sistema, llevando a cabo un Plan Nacional de Desarrollo Solar que aproveche el potencial y aporte valor a la tecnología con base en el mejor recurso y su ubicación en relación con la demanda.

La aplicación de costos de transmisión por igual a todo tipo de central no permite capturar los beneficios de plantas que se acercan a los puntos de consumo e interconexión, lo cual es una particularidad y beneficios que aporta la tecnología solar FV.

Con motivo de fomentar la generación cercana al consumo, se podría reconocer, mediante una reducción en el porteo de transmisión a los proyectos solares que se aproximen a los puntos de consumo y entrega de energía.

3 En la primera subasta de largo plazo del mercado eléctrico se observaron ajustes regionales que impactaron negativamente el desarrollo de proyectos en zonas con alto recurso solar como Chihuahua, Sonora, Durango, Hermosillo, etc.

Es recomendable una revisión de los ajustes para las subastas subsiguientes, con el fin de que envíen señales adecuadas para lograr el desarrollo de proyectos en zonas de alto potencial solar FV, como es el norte del país, y se reconozcan los beneficios de una matriz local diversificada en diferentes regiones.

La Figura 25 muestra las centrales solares que participaron en la primera subasta de largo plazo 2015 y no resultaron adjudicadas. Esta visualización presenta la relación de la irradiación solar que existe en la región donde se encuentran estos proyectos y los ajustes regionales aplicables, así como la capacidad de las centrales eléctricas (diámetro del círculo). La figura muestra la desventaja a la que fueron sometidos los proyectos que cuentan con los mejores recursos solares en la subasta.

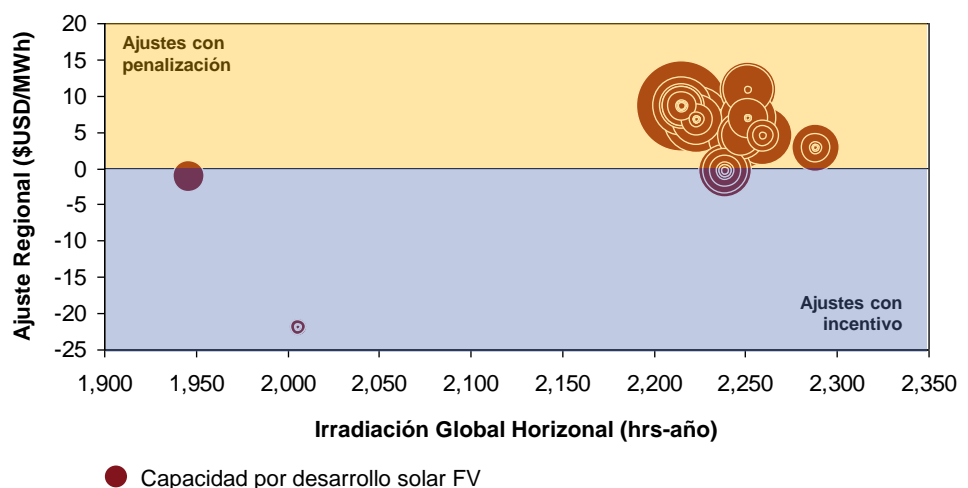


Figura 25. Relación de irradiación de proyectos solares FV en desarrollo vs. Ajustes regionales y capacidad de centrales eléctricas; Fuente: CRE, CENACE, Análisis PwC

4 La introducción del arancel de 15% a la importación de paneles solares fotovoltaicos impacta negativamente la viabilidad y rentabilidad de los proyectos solares. Esto se traduce en una tasa corporativa del 47% sobre la rentabilidad de los proyectos.

Para evitar el impedimento del desarrollo de los proyectos solares FV, es importante dar visibilidad de largo plazo sobre el Programa de Promoción Sectorial (PROSEC) con el fin de no generar incertidumbre en los inversionistas en el desarrollo de nuevos proyectos, para sucesivas subastas o en otros modelos de negocio.

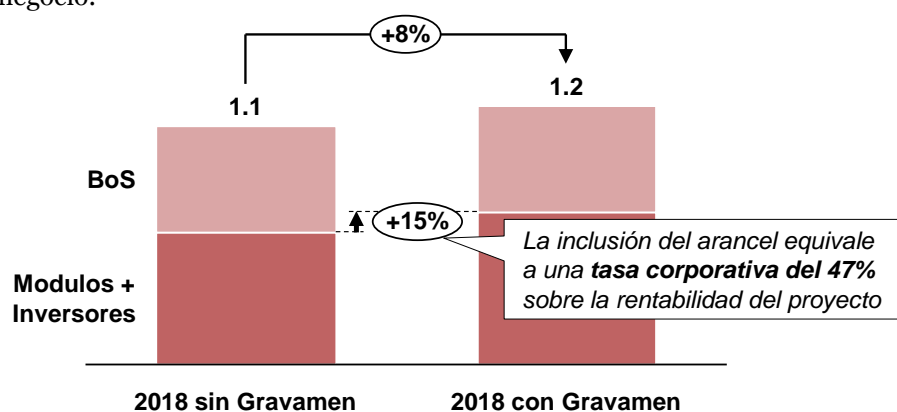


Figura 26. Variación del costo del CAPEX con la introducción del gravamen (USD/W); Fuente: Análisis PwC

5 La Generación Solar Distribuida (GSD) requiere de esquemas de impulso a su desarrollo que reconozcan su naturaleza y aporte de valor al sistema, diferente al desarrollo de los proyectos de gran escala.

Para asegurar el desarrollo sostenible de la generación distribuida, se hace relevante definir objetivos de penetración de este tipo de proyectos, dar un valor a los excedentes de energía generados y establecer esquemas de comercialización de los CELs simples y eficientes, que hagan atractivo para los consumidores llevar a cabo estos proyectos. De igual manera, el sistema debe reconocer el valor del atributo “distribuido” de la GSD (ahorros en infraestructura, reducción de pérdidas, etc.) a través de mecanismos de mercado. Las principales acciones consideradas de alto impacto son las siguientes⁸:

- Revisión del Banco de Energía y valoración del excedente
- Evaluar metas de Generación Distribuida (GD)
- Evaluar un programa de CELs adecuado a la naturaleza de la GD
- Revisar los procesos de permisos e interconexión para GD
- Revisar limitación a 500 kW para generador exento - o hacer accesibles a proyectos de hasta 3 MW beneficios que tenga la GD.

⁸ Dada la naturaleza propia de la GSD, y sus particularidades con respecto a la generación de gran escala, Asolmex desarrolla una iniciativa en paralelo para el impulso de esta tecnología

An aerial, high-angle photograph of a solar farm. The image shows a grid of dark blue solar panels, each with a white grid pattern. The panels are arranged in a large square, with a central cross-shaped gap where the panels meet. The perspective is from directly above, looking down at the panels. The word "Anexos" is written in a white, serif font across the center of the image, slightly above the central gap. The overall scene is bright and clear, suggesting a sunny day.

Anexos

A

Anexo I. Mercados a través de los cuales los proyectos solares FV de gran escala pueden participar en el Sector Eléctrico

El Mercado Eléctrico dispone de cinco componentes a través de los cuales los proyectos solares FV pueden participar en el sector

- Mercado de Energía de Corto Plazo
- Subastas de Mediano y Largo Plazo
- Mercado para el Balance de Potencia
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (DFT)
- Mercado de Certificados de Energía Limpia (CEL)

Adicionalmente se debe de considerar la generación distribuida, como elemento para desarrollar proyectos de generación junto a los centros de consumo.

Mercado de energía de corto plazo

El Mercado de Energía de Corto Plazo es el mercado en el cuál los Participantes hacen ofertas de compra y venta de energía y servicios conexos. El Mercado está integrado por los Mercados de Día en Adelanto (MDA) y de Tiempo Real (MTR). El operador de mercado indica las instrucciones de despacho de energía y servicios conexos de acuerdo con las ofertas más económicas, sujetas a restricciones de confiabilidad del sistema. Estos mercados serán complementados con un Mercado de Hora en Adelante (MHA) en la segunda etapa del mercado eléctrico en 2018.

Las ofertas de venta presentadas al mercado por parte de los generadores deben representar los costos variables de producción de energía (costo marginal), costos de arranque y costo de operación al vacío para reserva. El Cenace contará con costos de referencia para cada Central Eléctrica, y las ofertas deberán ser consistentes con los costos variables de generación.

Las ofertas de compra son presentadas al mercado por las Entidades Responsables de Carga (ERC). Las ofertas se hacen por una cantidad fija de demanda, tomando el Precio Marginal Local (PML) del nodo en donde se hace la oferta como precio a pagar⁹.

Las ofertas de compraventa del MDA se hacen para cada hora del día y son financieramente vinculantes. Los pagos a las Centrales Eléctricas se llevan a cabo por el sistema de doble liquidación, en el cuál primero se liquidan las ventas del MDA, y en seguida se liquidan las diferencias de las ventas del MTR con respecto al MDA. Los productos que se ofertan en los mercados MDA y MTR son la energía eléctrica y los servicios conexos.

El PML para la energía se establece como el costo unitario de incrementar la demanda en un nodo por 1 MW. El costo puede variar entre nodos debido al balance de oferta y demanda y la congestión y pérdidas en el sistema de transmisión de electricidad entre estos nodos.

⁹ La demanda controlable (sensible al precio) podrá ser ofertada al mercado a partir de la segunda etapa de los mercados MDA y MTR.

Los proyectos solares FV deben considerar que, de estar conectados al SEN, toda la generación y carga debe ofrecerse al MEM y está sujeto a las instrucciones de despacho del Cenace, por lo que interactuarán en el MDA/MTR

(Sección 2.5.3 de las Bases de Mercado)

La Sener estima una disminución generalizada en los PMLs, a medida que se desarrolle el sector eléctrico en los próximos años, así como de una convergencia de los mismos, como resultado de la ampliación de las redes de transmisión y distribución. Esto significa que la competencia en la generación de electricidad se intensificará debido a la mejora en la capacidad de las redes de transmisión, en combinación a la instalación de capacidad con bajos costos variables de generación eléctrica (solo los costos variables integran los PML) como lo son las plantas solares FV.

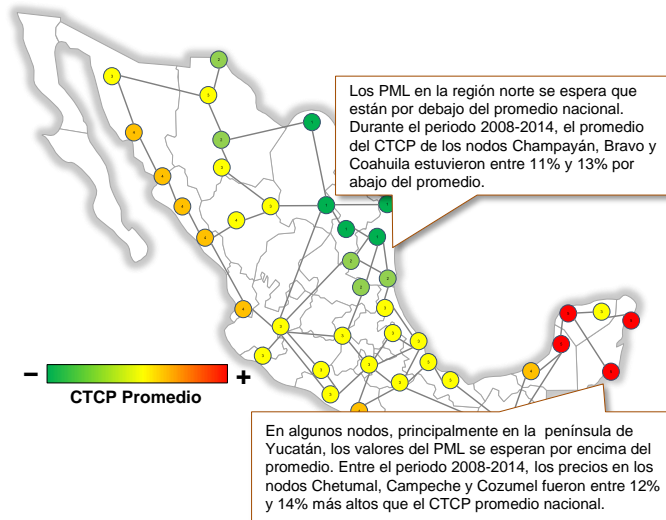


Figura 27. Comparación de Precios Marginales Locales esperados en el SEN, basado en diferencias en el CTCP; Fuente: Sener, PwC

Subastas de Mediano y Largo Plazo

Las subastas de Mediano y Largo Plazo (MP y LP) son organizadas por el Cenace para cubrir los requerimientos de energía, potencia y CELs de los Suministradores de Servicios Básicos, donde podrán también participar otros suministradores.

En el caso de energía eléctrica, las subastas de MP pueden ser para cualquier tipo de generación, mientras que las de LP son exclusivamente para energías limpias.

Las subastas de MP se llevan a cabo anualmente, y el Contrato de Cobertura tiene una duración de tres años a partir del 1 de enero del año siguiente al que se llevó a cabo la subasta. Los productos que se adquieren son energía eléctrica y potencia. Los precios serán los precios de equilibrio de la subasta. Los contratos se establecen entre los Suministradores y Generadores.

Dadas las características de estas subastas (Contrato de duración limitada a 3 años y no incorporación de CELs) se estima menos atractivo para los proyectos solares FV que las de LP, que a continuación se describen.

Las subastas de LP se llevan a cabo anualmente, y el Contrato de Cobertura tendrá una duración de 15 años para energía eléctrica y potencia, y de 20 años para los CEL (de acuerdo con el Manual de Subastas actualmente vigente).

Los precios de energía, potencia y CEL para los Contratos de Cobertura serán los precios de oferta de los generadores (pay-as-bid), y se asignarán de manera proporcional entre los Suministradores.

Certificados de Energía Limpia

De acuerdo con las metas de generación limpia establecidas en la Ley de la Transición Energética y la Ley de la Industria Eléctrica, las ERC deben acreditar un porcentaje de su consumo eléctrico como energía limpia. Los CEL son el instrumento por medio del cual las ERC acreditan la cantidad de energía limpia requerida ante la CRE.

El CENACE operará un mercado spot para la compraventa de los certificados, además de registrar Transacciones Bilaterales de Certificados ante la CRE de acuerdo con los contratos asignados en las subastas de largo plazo.

Fundamentalmente, el precio de los CEL representa el valor necesario que impulsa la entrada al mercado de las Centrales de Energía Limpia requeridas para lograr el objetivo, ya que la venta de los certificados proporciona un ingreso adicional al precio de la energía y la potencia. El precio de los CEL en el mercado dependerá del balance de oferta y demanda, y de la expectativa a mediano plazo de la disponibilidad de certificados.

Para el año 2018, los requisitos de CEL son del 5%¹⁰ (y 5.8% a 2019) de la demanda anual. Los responsables de presentar CEL ante la CRE tienen la opción de presentar el 25% de su requerimiento el año siguiente.

Mercado de balance de potencia

En el mercado eléctrico, las Entidades Responsables de Carga (Suministradores y Usuarios Calificados Participantes en el Mercado) deben cubrir sus requerimientos de potencia por medio de contratos bilaterales con Generadores. Los instrumentos que se deben presentar ante el CENACE como cobertura son los Contratos de Cobertura de Potencia, los cuales crean Transacciones Bilaterales de Potencia en los Mercados de Día en Adelanto y de Tiempo Real.

Los Contratos de Cobertura para Potencia pueden ser negociados directamente entre las ERC y los Generadores, o bien otorgados por medio de las Subastas de Mediano y Largo Plazo. Las Transacciones Bilaterales de Potencia (TBP) transfieren la obligación de potencia del comprador al vendedor. La transacción compromete al Generador a colocar en el mercado la potencia acordada con la ERC, por lo que el vendedor asume las obligaciones asociadas con el requerimiento de potencia del comprador ante el CENACE y la CRE.

Si la potencia cubierta por las TBP de una ERC resulta menor que su obligación, la ERC deberá comprar el faltante en el mercado de balance de potencia; si la ERC contrata potencia en exceso de sus obligaciones, el Cenace registrará una oferta de venta por el excedente. Si un Generador transfiere potencia en exceso de su capacidad entregada, el Cenace registrará una oferta de compra de la potencia faltante por parte del Generador; si la potencia contratada es menor que la capacidad entregada, se registra una oferta de venta por la diferencia en el mercado de balance.

¹⁰ Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de CEL en 2018 (DOF 31/03/2015)

A diferencia del esquema pre-reforma en la cual no existía un reconocimiento de potencia autoabastecida a los socios consumidores en los proyectos de autoabastecimiento, bajo la Ley de la Industria Eléctrica y las Bases de Mercado vigentes, cualquier proyecto renovable, incluida la tecnología solar FV podrá acreditar potencia si su producción ha sido coincidente con las 100 horas de menor margen de reserva (esto es las 100 horas de mayor demanda que a su vez cuentan con menor capacidad disponible).

Por lo anterior, los generadores solares FV podrán vender como producto adicional a la energía y CELs la potencia que estimen podrá aportar al sistema la planta. La figura a continuación muestra, para un perfil tipo solar, la coincidencia de producción con las 100 horas de margen mínimo de reserva de los años 2013 a 2015.

Sin embargo, la colocación de Potencia en el mercado por parte de una planta de generación intermitente representa un riesgo importante debido a la falta de visibilidad y dificultad de pronosticar las 100 horas críticas del sistema, así como la disponibilidad del recurso durante estas horas.

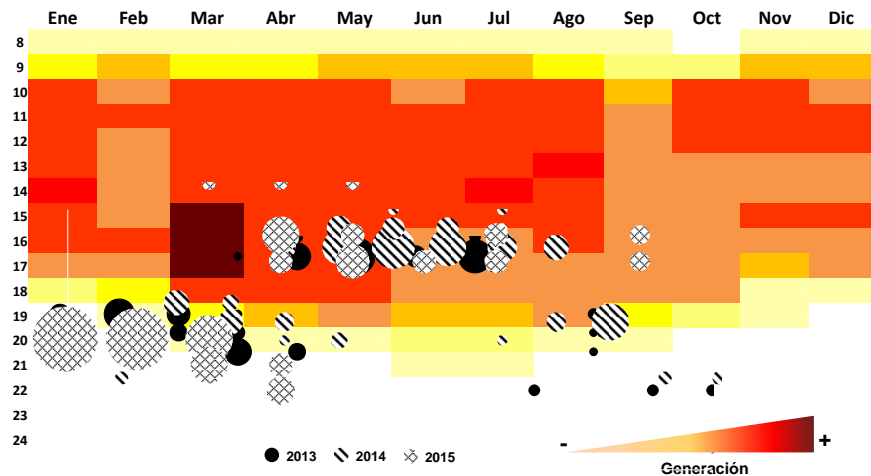


Figura 28. Comparativo entre la producción horaria mensual de una planta solar FV tipo vs. las 100 horas de menor margen de reserva 2013 a 2015; Fuente: Sener, PwC

Derechos Financieros de Transmisión

En caso de que la generación y consumo establecidos en una transacción se encuentren en nodos con diferentes Precios Marginales Locales (PML), las partes interesadas pueden adquirir Derechos Financieros de Transmisión (DFT) con el objetivo de cubrir la diferencia entre los precios.

Los DFT otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia entre los PML entre los nodos de inyección y retiro de energía. Como se ejemplifica en la figura a continuación, cuando el Generador en el Nodo A ha adquirido un DFT, este recibe del administrador del sistema (CENACE) el pago equivalente al costo de congestión entre el Nodo B y el Nodo A ($PML_B - PML_A$). El DFT puede ser adquirido por cualquiera del Generador o la ERC.

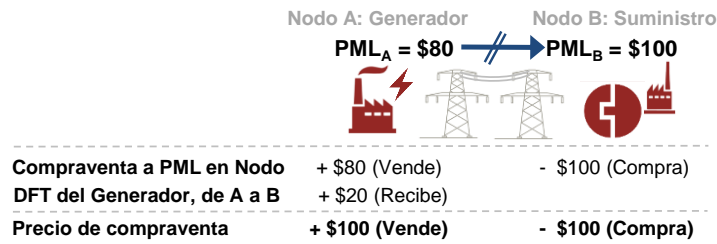


Figura 29. Pago por diferencia entre Precios Marginales Locales con un DFT;
Fuente: LIE, PwC

Sin los DFT, cuando un generador y un consumidor llegan a un acuerdo comercial, cada uno buscará establecer la cobertura en su nodo para eliminar el riesgo del costo de transmisión (componentes de congestión y pérdidas del PML). Los DFT dan la cobertura necesaria para eliminar este riesgo, independientemente del nodo establecido en el contrato. Los DFT son títulos de crédito para pagos financieros, y no otorgan derecho físico a usar la red.

Los DFT se asignan por medio de subastas anuales, donde se otorgan derechos con diferentes vigencias de acuerdo con los requerimientos de los Participantes. La figura siguiente muestra las diferentes vigencias: por el remanente del año en el que fueron subastados (punto 1), por un trimestre del año entrante (2), por un año (3), y por tres años (4).



Figura 30. Vigencia de Derechos Financieros de Transmisión;
Fuente: LIE

Los DFT con vigencia de 10 años (5) solo están disponibles para Participantes que hayan sido asignados Contratos de Cobertura basados en Certificados de Energías Limpias mediante las Subastas de Largo Plazo. Los DFT otorgados por fondeo de la expansión de la red de transmisión tienen una duración de 30 años (6)¹¹.

Modelos para desarrollar proyectos de energía solar FV bajo el marco de la Reforma Energética

Para llevar a cabo un proyecto solar FV, el primer paso para el desarrollador es encontrar una locación que cuente con recurso solar y que sea adecuado para el sistema. Además deberá establecer con qué usuario desea entablar una relación comercial. El usuario es la contraparte con quién el desarrollador establece un contrato bilateral para la compraventa de los productos del mercado eléctrico: energía eléctrica, potencia, y Certificados de Energía Limpia.

La Central Eléctrica debe ser dimensionada considerando la calidad del recurso, economías de escala, la disponibilidad del terreno, el capital disponible y la capacidad de la red. Tomando esto en cuenta, el desarrollador debe definir el modelo de negocio que resulte más atractivo para colocar los productos en el mercado eléctrico. Estos varían de acuerdo con el apetito de riesgo del desarrollador y de los inversionistas.

¹¹ Los titulares de Contratos de Interconexión Legados que elijan migrar sus contratos al nuevo marco regulatorio tendrán el derecho a ser asignados los DFTs correspondientes a su contrato.

Anexo II. Modelos de negocio para plantas solares FV de gran escala

Ligado a los diferentes mercados existentes en México se puede desarrollar diferentes modelos de negocio para plantas solares FV. A continuación se muestran tres casos de negocio diferentes:

1. Venta de la energía por medio de contratos bilaterales y al mercado spot venta al MEM
2. Central con venta a las subastas del mercado eléctrico
3. Central de generación distribuida con venta de excedentes al MEM

Adicionalmente se debe considerar la generación distribuida sin venta de excedentes como un caso de negocio separado, ya que se cuenta con múltiples opciones (venta de paneles, leasing, etc.), para lo cual Asolmex está llevando a cabo una iniciativa en paralelo.

Caso #1 - Venta de la energía por medio de contratos bilaterales y al mercado spot venta al MEM

Este caso de negocio representa uno o más contratos bilaterales ya sea con Suministradores Calificados o Usuarios Calificados Participantes en el Mercado, así como venta de excedentes al MEM buscando optimizar los ingresos esperados. Este modelo es necesario cuando la central no está asociada a un solo cliente en modalidad de generación en sitio (generación distribuida).

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

La ventaja de este modelo es que el balance entre la producción colocada por medio de contratos bilaterales y aquella vendida al mercado eléctrico se puede ajustar de acuerdo con el apetito de riesgo que busca el Generador y los criterios requeridos para el financiamiento de la Central.

La venta a UCPM o a un Suministrador podrá resultar más atractiva en términos económicos que acudir a las subastas de largo plazo (Caso #2) al tener un elemento de “captura de oportunidad” y por ende menor nivel de competencia, si bien conlleva costos y esfuerzo adicional ligado a la propia búsqueda de la oportunidad (costos comerciales).

¿Cuáles son los pasos para llevar a cabo este modelo?

El desarrollador deberá decidir cuál es el riesgo que está dispuesto a aceptar y, de acuerdo a esto, buscar colocar la cantidad de producción eléctrica necesaria por medio de contratos bilaterales.

1. Definir cuál es la estructura de contratos bilaterales y venta al mercado eléctrico óptima para las necesidades del Generador.
2. Firmar Contratos de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs con Suministradores o Usuarios Calificados Participantes de Mercado.
3. Representación de Central Eléctrica ante Cenace por un Generador.
4. Establecer Transacciones Bilaterales Financieras (TBF)¹², de Potencia y de CELs ante el CENACE

¹² La TBF Es una forma de disminuir el monto garantizado de pago que ambas partes tienen ante el Cenace. El monto garantizado de Pago es el valor monetario de las garantías que los Participantes deben cubrir ante el Cenace. Las TBF transfieren el derecho de cobro ante el Cenace de la generación eléctrica o

5. El Generador y las contrapartes de los contratos bilaterales secundarios deberán especificar el mecanismo para cubrir el riesgo de congestión¹³, o bien incluir la proporción acordada del costo de la compra de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas correspondientes.
6. Al finalizar cada año, el CENACE llevará a cabo el cálculo del mercado de balance de potencia de acuerdo con las obligaciones y coberturas de potencia de cada participante.

El Generador debe celebrar los Contratos de Cobertura con el usuario conforme sea necesario a lo largo de la vida útil de la Central Eléctrica.

Caso #2 - Central con venta a las subastas del mercado eléctrico

Este segundo caso sucede cuando el Generador busca colocar sus productos por medio de las Subastas de Largo Plazo administradas por el CENACE. Las subastas de largo plazo son el mecanismo bajo el cual el Suministrador de Servicios Básicos debe contratar su energía, adquiriendo energía, potencia y CELs a largo plazo. La regulación establece que al menos se debe llevar una subasta de estas características al año.

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

En este modelo se puede ofrecer una cantidad en las subastas por la totalidad de la producción o por una parte de esta, reservando una cantidad para ofertar al MEM o a otro contrato bilateral. El Generador busca minimizar su exposición a la volatilidad del MEM por medio de Contratos de Cobertura asignados en las subastas, y así lograr el financiamiento del proyecto. De modo similar al caso anterior, el Generador puede optimizar la estructura de sus ventas conforme a su apetito de riesgo.

Derivado del requisito de cumplir con un volumen mínimo de Certificados de Energía Limpia (5% para el 2018 y 5,8% para el 2019) se espera que CFE Suministrador de Servicios Básicos adquiere un volumen significativo de energía limpia, de nuevos proyectos, de manera constante en los próximos años. La primera subasta llevada a cabo el 28 de marzo, CFE buscaba adquirir hasta 6,3TWh y sus respectivos CELs en contratos de largo plazo (15 años para energía y 20 para CELs), finalmente se adjudicó 5.4 TWh.

¿Cuáles son los pasos para llevar a cabo este modelo?

Debido a que las subastas son llevadas a cabo por el CENACE, existe un proceso formal y estructurado para participar en estas. Cabe señalar que podrán existir cambios sensibles de la primera a la segunda subasta, por modificaciones tanto al Manual como a las Bases de participación. A continuación se definen los elementos clave.

1. Definir cuál es la cantidad de producción que se busca colocar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo.
2. Adquirir las Bases de Licitación
3. Revisar y cumplir con los requisitos técnicos, financieros y legales establecidos
4. Evaluar la competitividad del proyecto en función de la zona de generación en la que se ubique y el perfil horario de producción

servicios conexos emitidos por un Generador a la entidad con quien tiene la transacción (suministrador/usuario).

¹³ El riesgo de congestión es la diferencia entre los Precios Marginales Locales donde se encuentran el Generador y el Usuario, excluyendo el costo de pérdidas por transmisión.

5. Cumplir con las garantías de seriedad solicitadas
6. Participar en las subastas, a través de una oferta de cantidad y precio por cada producto
7. Establecer contratos bilaterales secundarios para colocar excedentes.

El Generador debe participar en las subastas de mediano y largo plazo por medio de las cuáles sus necesidades queden satisfechas a lo largo de la vida útil de la Central Eléctrica.

Caso #3 - Central de generación distribuida con venta de excedentes al MEM

El tercer caso está relacionado con centrales de generación distribuida propiedad del desarrollador (es decir no siendo el cliente final el que adquiere los paneles), ubicadas en industria o comercio, y considerando que la capacidad de generación eléctrica de la central es superior al requerimiento del usuario local.

En este caso la cantidad de excedente eléctrico es bajo y variable, por lo que se considera que el retorno de la inversión en un esfuerzo comercial para establecer un contrato bilateral con un cliente adicional es limitado, o que el volumen de energía no es suficiente para participar con el excedente en las subastas de largo plazo.

En este caso la energía eléctrica excedente será ofertada a la venta en el Mercado Eléctrico Mayorista, el Mercado de Balance de Potencia, y de CELs.

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

La mayor ventaja al desarrollar un proyecto con esta estructura es la certeza de precio y cantidad de venta, ya que la mayoría de la producción se coloca con un mismo cliente a un precio conocido. No se hace necesario, por esto, realizar un esfuerzo comercial de búsqueda de clientes adicionales. Por otro lado, el consumidor obtiene un precio competitivo al no tener que pagar ciertos costos regulados como el cargo por transmisión.

Cabe señalar que aún está pendiente la regulación secundaria en materia de generación distribuida. Con el fin de evaluar el atractivo total de este modelo de negocio se hace necesario que la misma reconozca el net metering y la opción de venta de excedentes a precio marginal local (PML)

¿Cuáles son los pasos para llevar a cabo este modelo?

Los siguientes elementos forman la base para estructurar el negocio.

1. El contrato bilateral tomará la forma de Contrato de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs. Estos pueden ser reportados al Cenace.
2. La Central Eléctrica debe estar representada ante el Cenace por un Generador con permiso de generación otorgado por la CRE. Los Centros de Carga (usuario) deben estar representados por una Entidad Responsable de Carga, que puede ser el mismo usuario como un Usuario Calificado Participante del Mercado, o por medio de un Suministrador.
3. Toda la energía y servicios conexos del Generador y la demanda del usuario deben ser ofertadas al Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador debe seguir las instrucciones de despacho del CENACE.
4. Al iniciar operaciones las contrapartes pueden establecer Transacciones Bilaterales Financieras ante el CENACE, y de CELs ante la CRE. La cobertura de potencia deber ser registrada ante el CENACE bajo una Transacción Bilateral de Potencia.

5. Puesto que la generación y la demanda se encuentran en el mismo nodo con un único Precio Marginal Local, los Participantes no requieren Derechos Financieros de Transmisión.
6. Al finalizar cada año, el CENACE llevará a cabo el cálculo del mercado de balance de potencia de acuerdo con las obligaciones y coberturas de potencia de cada participante.

El Generador debe celebrar Contratos de Cobertura con el usuario conforme sea necesario a lo largo de la vida útil de la planta.

Anexo III. Guía de permisos para interactuar en el mercado eléctrico

Para poder efectuar la compraventa de energía eléctrica, potencia y CEL en los mercados de corto, mediano y largo plazo, y participar en las subastas que organiza el CENACE, los propietarios de Centrales Eléctricas y Centros de Carga deben llevar a cabo el siguiente proceso:



- (1) Las Centrales Eléctricas y Usuarios Calificados Participantes del Mercado que no cuenten con registro deben efectuar la compraventa de energía eléctrica por medio de un Suministrador.
- (2) Los titulares de Contratos de Interconexión Legados no requieren de contratos de Participante de Mercado.
- (3) Las contrapartes de un contrato bilateral de Abasto Aislado conectado al SEN requieren contratos de participante de mercado.
- (4) De acuerdo a las disposiciones de la CRE

Figura A3-1. Diagrama de proceso para el registro y la participación en el mercado eléctrico;
Fuente: Sener, PwC

El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica establece las disposiciones que regulen la planeación y control operativo del SEN, así como actividades de generación, T&D y comercialización.

En este sentido se establece que deberán solicitar permiso a la CRE los Generadores, Suministradores (Básicos, Calificados y de Último Recurso). Para Generadores Exentos y Comercializadores no Suministradores bastará el Registro ante la CRE.

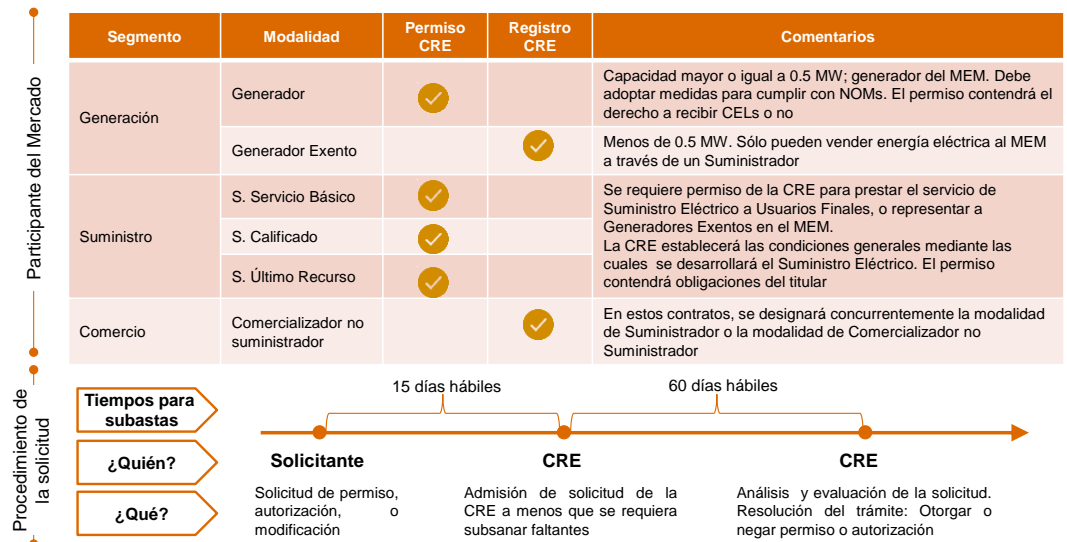


Figura A3-2. Listado de las modalidades que requieren permisos de la CRE;
Fuente: Sener, PwC

Adicionalmente, la CRE tiene la responsabilidad de emitir disposiciones, contabilidad regulatoria y condiciones de T&D y de Suministro, con el fin de evitar que dichas actividades y los participantes correspondientes ejerzan indebidamente poder de mercado en perjuicio de los usuarios.

Tarea de la CRE	Aplicables a	Contenido
Condiciones generales	<ul style="list-style-type: none"> Transportistas, Distribuidores y Suministradores 	<ul style="list-style-type: none"> Forma en que se deberá garantizar el acceso abierto para conexión e interconexión a redes de T&D Criterios de calidad, medición y facturación, la información que los Suministradores pondrán a disposición de los Usuarios Finales, etc. Los procedimientos para la solución de controversias derivadas de la prestación de los servicios
Disposiciones Administrativas	<ul style="list-style-type: none"> Transportistas y Distribuidores que prestarán el Servicio Público de T&D 	<ul style="list-style-type: none"> Criterios para permitir la interconexión y la conexión de usuarios a la infraestructura de T&D Información que los Transportistas y Distribuidores deberán hacer pública mediante boletines electrónicos, respecto a la capacidad de sus redes y las condiciones de operación
Regulación de contraprestaciones, precios, Tarifas Reguladas y contabilidad regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> Transportistas y Distribuidores que prestarán el Servicio Público de T&D Suministradores (Básico y Último Recurso) Operación CENACE Servicios Conexos no incluidos en MEM 	<ul style="list-style-type: none"> Basadas en condiciones de mercado Determinados a través de ejercicios comparativos, valoración de riesgo, desempeño y calidad de prestación de servicio Para el otorgamiento de los permisos de Suministro de Servicios Básicos o de Suministro de Último Recurso no se requerirá contar con la aprobación de las contraprestaciones, precios o Tarifas Reguladas. Sin perjuicio de lo anterior, la aprobación de dichas contraprestaciones, precios o tarifas será un requisito previo al inicio de las operaciones.

Figura A3-3 Responsabilidades de la CRE en cuanto a la prestación de Servicio de T&D;
Fuente: Sener, PwC

Para la ejecución de obras para la interconexión o conexión a la red de T&D, corresponderá a la CRE emitir las disposiciones y condiciones para que los solicitantes efectúen las aportaciones correspondientes.

Si el costo de construcción (costo marginal de interconexión, o conexión) es superior al cobro de tarifas reguladas (Valor Presente Neto del cobro esperado de la tarifa), el solicitante debe de pagar las aportaciones al Transportista o Distribuidor para conexión o interconexión, si no es mayor, el Transportista o Distribuidor está obligado a interconectar.

Tarifa de transmisión de energía eléctrica (Pesos / kWh)		
Nivel de tensión	Generación	Consumidores
> 220 kV	0.0499	0.0625
< 220 kV	0.0904	0.1424

Figura A3-4 Tarifas de transmisión de energía eléctrica aplicables en 2016;
Fuente: CRE

Glosario

Asolmex	Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica
CEL	Certificado de Energía Limpia
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DFT	Derecho Financiero de Transmisión
ERC	Entidad Responsable de Carga
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LP	Largo Plazo (Subasta)
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MDA	Mercado de Día en Adelanto
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MHA	Mercado de Hora en Adelanto
MP	Mediano Plazo (Subasta)
MTR	Mercado en Tiempo Real
PML	Precio Marginal Local
Prodesen	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Sener	Secretaría de Energía
TBF	Transacción Bilateral Financiera
TBP	Transacción Bilateral de Potencia
UCPM	Usuario Calificado Participante de Mercado

Referencias

- CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) (2012), *Solar intermittency: Australia's clean energy challenge*, CSIRO, Australia
- ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) (2015), *Bringing Variable Renewable Energy Up to Scale*, Technical Report 006/15, World Bank Group, Washington
- IEA (International Energy Agency) (2011), *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge*, OECD/IEA, Paris
- IEA (2013), *Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art*, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA PVPS T14-01:2013, OECD/IEA, Paris
- Marco, J., Storkel, O., Mattoyo, L. Garcia, M. y Lorenzo, E. (2013), *Storage requirements for PV power ramp-rate control*, Solar Energy 99, pag. 28-35, Madrid
- NREL (National Renewable Energy Lab) (2010), *PV Variability and Solar Forecasting*, Departamento de Energía, Estados Unidos
- NREL (2012a), *PV Ramping in a Distributed Generation Environment: A Study Using Solar Measurements*, Departamento de Energía, Estados Unidos
- NREL (2012b), *Transmission Grid Integration – Variability of Renewable Energy Sources*, Departamento de Energía, Estados Unidos, fecha de acceso 19/11/2015, disponible en: <http://www.nrel.gov/electricity/transmission/variability.html>
- NREL (2012c), *Policies and Programs to Integrate High Penetrations of Variable Renewable Energy*, presented at World Renewable Energy Forum, Denver
- NREL (2014), *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation*, Departamento de Energía, Estados Unidos
- Sener (Secretaría de Energía) 2015, *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029*, Secretaría de Energía, México
- Tornebeuf, Elisabeth (2013), *Learning lessons from the European Experience with large scale solar*, Australian Institute of Energy, Australia
- Van Haaren, Rob, Morjaria, Mahesh, y Fthenakis, Vasilis (2012), *Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar PV plants*, Center for Lifecycle Analysis, Department of Earth and Environmental Engineering, Columbia University, Nueva York.
- Van Haaren, Rob (2014), *Utility Scale Photovoltaic Plant Variability Studies and Energy Storage Optimization for Ramp Rate Control*, Center for Lifecycle Analysis, Department of Earth and Environmental Engineering, Columbia University, Nueva York.
- Riesz, Jenny, Milligan, Michael (2015), *Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables*, WIREs Energy Environ 2015, 4:279–289. doi: 10.1002/wene.137

Personas de Contacto

Equipo del Comité de Dirección de la Iniciativa Solar

Efraín Villanueva

D.G. de Energías Limpias; Subsecretaría de de Planeación y Transición Energética, Sener

Héctor Olea

Presidente Asolmex, Gauss Energía

Carlos Ludlow

Vicepresidente Asolmex, Eosol

Israel Hurtado

Secretario General Asolmex

Sean McCoy

Tesorero Asolmex, Chadbourne & Parke

Víctor Cervantes

Vocal Asolmex

Fernando Salinas

Vocal Asolmex, FRV

Andrés Salas

SunPower

Alejo López

NextTracker

Rene Mingot

Thermion

Jaime Williams

Cemex Energía

David Diaz

North American Development Bank (Nadbank)

Ignacio Rodríguez

Mexico Low Emissions Development Project (MLEP) - USAID

Nicole Taeumel

GIZ

Efrén Franco

Copper Alliance

Eduardo Reyes

PwC, Infraestructura y Energía

