

PV GRID PARITY MONITOR

México
1^{er} número

Patrocinador platino:



Patrocinador oro:

Ingeteam

Colaboradores técnicos:



MAYO 2015

Patrocinador Platino:



Patrocinador Oro:

Ingeteam

Asociación colaboradora:



Con el apoyo de:



CREARA garantiza que esta información es resultado de un análisis independiente, objetivo e imparcial, que está libre de influencias internas o externas de los patrocinadores u otras partes.

Este documento es parte de la serie de publicaciones del Grid Parity Monitor y analiza únicamente el mercado fotovoltaico mexicano.

Autores:

Jose Ignacio Briano (Socio)
María Jesús Báez (Manager)
Tomás Larriba Martínez (Analista)

Información de contacto:

CREARA
Email: cpm@creara.es
Tel: +34.91.395.01.55
Web: <http://www.creara.es>

La información aquí contenida es de naturaleza general y no pretende abordar las circunstancias de ningún individuo o entidad en particular. Aunque procuramos proveer información correcta y oportuna, no puede haber garantía de que dicha información sea exacta en la fecha en que se reciba o que continuará siendo correcta en el futuro. Nadie debe actuar basándose en dicha información sin la debida asesoría profesional y tras un análisis exhaustivo de la situación particular.

© 2015 CREARA. Derechos reservados

Sobre los Patrocinadores del GPM

PATROCINADOR PLATINO:



JinkoSolar (NYSE: JKS) es uno de los fabricantes solares de paneles cristalinos más grandes del mundo. Con sede en China y una presencia global en todo el mundo, cuenta con 10 sucursales, 11 oficinas de ventas y 4 plantas de producción en las provincias de Jiangxi y Zhejiang (China), Portugal y Sudáfrica.

www.jinkosolar.com

latam@jinkosolar.com | (0056) 2 25738537

PATROCINADOR ORO:

Ingeteam

ÍNDICE

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Resumen Ejecutivo | 7 |
| 2 | Introducción | 12 |
| 2.1 | Paridad de red | 12 |
| 2.2 | Paridad de generación | 14 |
| 3 | El mercado FV mexicano | 18 |
| 3.1 | Irradiación solar..... | 18 |
| 3.2 | Descripción del mercado eléctrico | 19 |
| 3.3 | Apoyo regulatorio..... | 21 |
| 4 | Resultados del Grid Parity Monitor | 27 |
| 4.1 | Instalaciones FV residenciales..... | 29 |
| 4.2 | Instalaciones FV comerciales..... | 31 |
| 4.3 | Instalaciones FV a gran escala | 32 |
| 5 | Metodología..... | 35 |
| 5.1 | Sector residencial..... | 35 |
| 5.2 | Sector comercial..... | 37 |
| 5.3 | Sector a gran escala..... | 40 |
| 5.4 | Datos de entrada de fuentes primarias..... | 42 |
| 5.5 | Otros datos e hipótesis | 45 |
| 6 | Anexo: Colaboradores del GPM..... | 52 |
| 7 | Anexo: Acrónimos | 55 |

1 Resumen Ejecutivo

NOTIFICACIÓN DE FUSIÓN

En enero de 2014, Creara y Eclareon (España) fusionaron sus negocios para formar Creara Energy Experts (de ahora en adelante CREARA) y consolidar su liderazgo en los servicios de energía sostenible.

El presente documento constituye el séptimo número de la serie “PV Grid Parity Monitor” (GPM) y se centra exclusivamente en el mercado de México. Aquí se recoge un análisis de la competitividad fotovoltaica (FV) para tres segmentos de mercado: residencial, comercial y a gran escala. El estudio también proporciona una descripción general del apoyo regulatorio a la tecnología FV, así como detalles del estado del mercado FV.

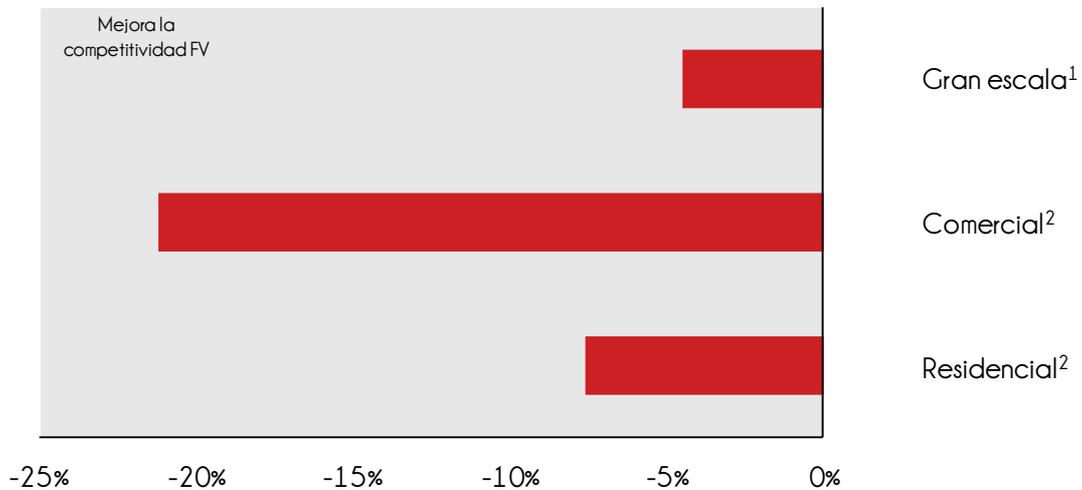
A diferencia de anteriores ediciones de la serie, este número combina el análisis de 3 tipos de instalaciones diferenciadas. Por lo tanto, el análisis se realiza desde 3 perspectivas distintas y la metodología y los datos a considerar difieren de un segmento a otro. Estos aspectos serán detallados a lo largo de los diferentes capítulos del documento¹.

El estudio muestra que las principales variables a estudiar en el análisis de la competitividad FV son la magnitud y evolución del costo de generación (definido específicamente para cada segmento considerado) y de los precios eléctricos de los mercados que se toman como referencia para cada tipo de instalación.

La Figura 1 y la Figura 2 muestran, para el mismo período y los mismos segmentos, la evolución de los costos anuales de generación FV y la evolución de la tarifa eléctrica de referencia, respectivamente.

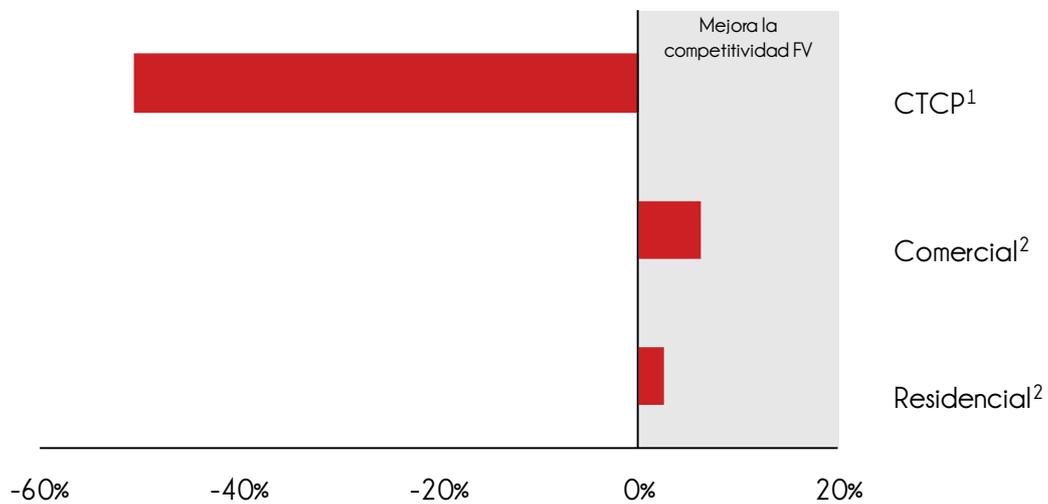
¹ Para una información más detallada sobre la metodología específicamente empleada en cada segmento, consulte anteriores números de la serie GPM en <http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>

Figura 1: Tasa Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) del costo de generación FV en México, 2012 (S2) - 2014 (S1)



Nota: ¹ Evolución de la tarifa mínima a la producción que exigiría un inversionista para instalar una planta FV a gran escala.
² Evolución del LCOE FV para un cliente comercial y un cliente residencial, respectivamente.
 Fuente: Análisis CREARA

Figura 2: Tasa Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) medio de las tarifas eléctricas de referencia en el análisis, 2012 (S2) - 2014 (S1)



Nota: ¹ Evolución del CTCP, precio de referencia para inversiones FV a gran escala
² Evolución promedio de las tarifas para un cliente comercial y un cliente residencial, respectivamente.
 Fuente: Análisis CREARA

Se observa que, tanto para el segmento comercial como el residencial, la evolución creciente de las tarifas eléctricas junto a la bajada de costos FV ha propiciado una mejora

de competitividad para la energía FV². Sin embargo, las inversiones FV a gran escala han visto reducida su rentabilidad esperada a causa de una fuerte bajada (> 50% anual) en el Costo Total a Corto Plazo (CTCP) entre 2013 y 2014.

Comparando la magnitud de estas dos variables (costo de la electricidad FV y de la tarifa de referencia), la competitividad FV (en las localizaciones estudiadas) puede ser resumida tal y como se muestra en la siguiente Figura:

Figura 3: Resumen de los resultados del análisis³

| Sector | Ciudad | Competitividad FV |
|----------------------|------------------|--|
| Residencial (DAC) | Ciudad de México |  |
| | Hermosillo |  |
| Comercial (Tarifa 3) | Hermosillo |  |
| A gran escala | Santa Ana |  |

Las conclusiones específicas por segmento se resumen a continuación:

- En el sector residencial, la alta competitividad FV y una eficiente regulación de medición neta han generado una excelente oportunidad para la tecnología FV entre los consumidores DAC (domésticos de alto consumo), que representan aproximadamente unos 500,000 clientes potenciales en todo México.
- Para instalaciones en el segmento comercial, se mantiene la situación de paridad de red completa para los usuarios de la tarifa 2 (potencia contratada inferior a 25kW). Para consumidores de la tarifa 3 (> 25kW), el efecto conjunto de la bajada de costos FV y la subida de precios de electricidad de red han llevado a una situación de paridad de red en 2014.

² El Gobierno Federal ha realizado una importante bajada de precio en las tarifas eléctricas a partir de enero de 2015 para todos los segmentos de consumo. Este reciente hecho empeora la competitividad FV y será incorporado en las subsiguientes ediciones del GPM.

³ Véase Figura 13 y Figura 14 para una descripción de la escala de valoración de la competitividad FV

- En el caso de plantas FV para generación eléctrica a gran escala, la competitividad de la energía FV se ha reducido entre 2012 y 2014 debido a una fuerte bajada del CTCP (el kWh de energía FV generada se remunera al 98% del CTCP mensual del nodo de conexión). Además, la alta volatilidad de este indicador incrementa el riesgo de invertir en grandes plantas FV.

En conclusión, en México la energía FV representa una oportunidad única para desarrollar una tecnología de generación de energía local, sostenible y rentable. Es importante recordar que, incluso si la paridad de red/generación ha sido alcanzada, el apoyo regulatorio aún es necesario para fomentar el mercado FV y superar las barreras existentes (p. ej. administrativas o incertidumbres del consumidor). En cualquier caso, para evaluar la viabilidad económica de una instalación FV en particular se debe realizar un análisis exhaustivo ad hoc.

2 Introducción

La serie “Grid Parity Monitor” (GPM, por sus siglas en inglés) analiza la competitividad de la tecnología fotovoltaica (FV) en distintos mercados de energía a nivel mundial, tanto para el segmento residencial (instalaciones de 3kW) y comercial (instalaciones de 30kW), como para el mercado a gran escala (instalaciones de 50 MW).

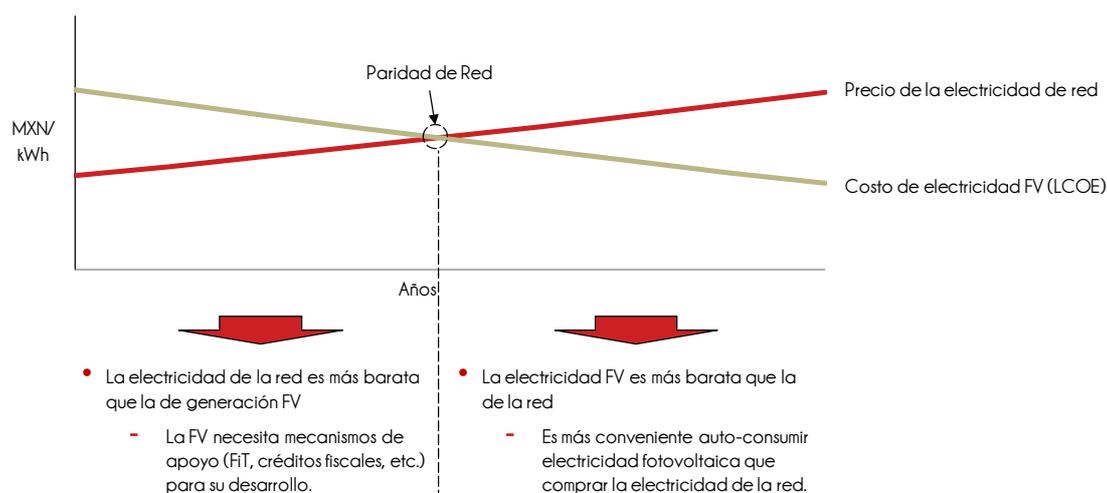
Este número concreto del GPM se centra únicamente en analizar el mercado FV de México (los tres segmentos previamente mencionados) con base en la metodología rigurosa y transparente detallada en los documentos de la serie (consultar [aquí](#)). Para ello, se utilizan datos reales de mercado proporcionados por instaladores, proveedores, asociaciones y otros actores reconocidos de la industria FV local.

Durante los últimos años, el rápido desarrollo de la tecnología FV ha significado una mejora notable de su competitividad en costos. El crecimiento del mercado global junto con las mejoras constantes de la tecnología y los desajustes entre oferta y demanda, han fomentado una reducción considerable de los costos. Mientras tanto, los precios de la electricidad siguen la tendencia contraria. Como consecuencia, existe un momento en el que el precio de la electricidad de la red puede equipararse con el costo de producción de energía fotovoltaica. En función del segmento analizado, dicha equivalencia se define como *paridad de red* (o “grid parity”) o *paridad de generación* (o “generation parity”).

2.1 Paridad de red

La paridad de red se define como el momento en el cual el costo nivelado de electricidad (LCOE) FV es igual al precio de la electricidad de red. Una vez se alcanza la paridad de red, generar electricidad FV para autoconsumo es más interesante desde un punto de vista económico que comprar electricidad de la red.

Figura 4: Figura ilustrativa de la Paridad de Red



Como resultado del desajuste entre la curva de generación FV y el consumo eléctrico horario, parte de la electricidad producida por el sistema FV podría no ser autoconsumida instantáneamente y se cedería directamente a la red eléctrica (en ausencia de sistemas de almacenamiento). En función de la regulación de cada mercado, esa cesión de electricidad será valorada de forma diferente:

- Si el autoconsumo no está regulado, el productor FV no recibirá ninguna compensación al ceder el exceso de electricidad a la red.
- Si existe una regulación específica para el autoconsumo (por ejemplo, un mecanismo de medición neta o “*net metering*”) el propietario de la instalación sí recibirá una compensación, de igual o menor valor que la electricidad cedida.

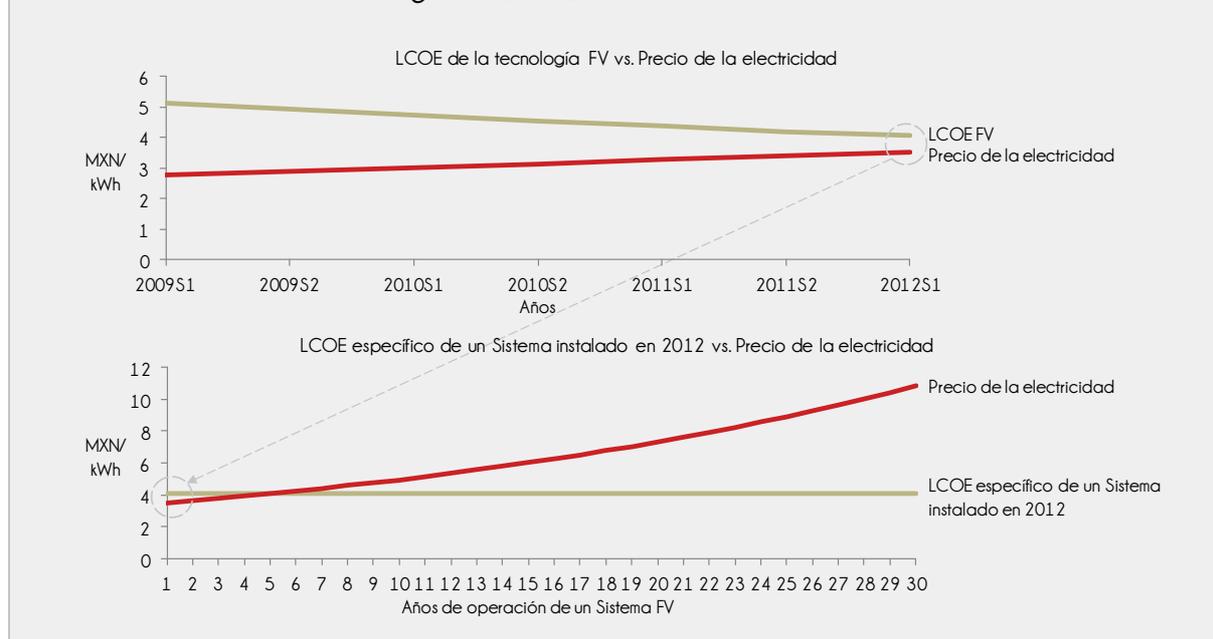
Con el fin de simplificar el análisis, este informe compara el LCOE FV con los precios minoristas de electricidad. Sin embargo, el lector debe tener en cuenta que, dependiendo de la regulación local de autoconsumo, una parte de la generación FV podría perderse o valorarse a un importe menor que el precio de la electricidad de la red señalado (esto es, los ahorros).

Advertencia para un correcto análisis de la paridad de red

Cuando se compara la energía FV con la electricidad de la red, el lector debe tener en cuenta que realmente se está comparando el costo de electricidad generada durante toda la vida de un sistema FV con el precio actual de electricidad en el mercado minorista. Sin embargo, se debe resaltar que mientras el LCOE FV se fija en el momento de compra del

sistema y se mantiene constante a lo largo de su vida útil (por definición), los costos de la electricidad de la red probablemente cambiarán en el futuro.

Figura 5: LCOE FV vs. Precios de red



2.2 Paridad de generación

Para evaluar la competitividad de grandes plantas FV, este estudio estima la *paridad de generación* (o “*generation parity*”). Esta situación se consigue cuando la rentabilidad exigida por los inversionistas FV se satisface a través de los precios mayoristas del mercado eléctrico⁴.

- Para poder evaluar la paridad de generación de una gran planta FV, se analizan los flujos de caja generados por el proyecto desde el punto de vista del inversionista. Es por ello que en este estudio se ha valorado una instalación FV bajo la modalidad de “*project finance*” y se han tomado en cuenta todas sus particularidades relevantes.
- Se ha seleccionado esta opción de financiación debido a que es el mecanismo más utilizado en la actualidad para este tipo de plantas. Sin embargo, es

⁴ Sin considerar ningún incentivo financiero específico para la producción FV (por ejemplo: Feed-in tariffs)

importante recordar que las plantas FV también podrían ser financiadas con otras estructuras, por ejemplo: a través de deuda corporativa⁵.

- Se ha calculado una tarifa retributiva teórica basada en la rentabilidad exigida por el inversionista a este tipo de proyectos, tal que el inversionista alcanzaría al menos la mínima rentabilidad exigida para construir la planta FV⁶.
- Como sucede en la mayoría de los contratos PPA, se ha considerado que esta tarifa teórica aumenta a lo largo del tiempo. En este caso se utiliza un incremento anual del 2%.
- La tarifa requerida por el inversionista ha sido comparada con el precio mayorista de electricidad para poder determinar la proximidad de paridad de generación en el mercado.

Para poder analizar correctamente la paridad de generación también es necesario entender a grandes rasgos el funcionamiento del mercado eléctrico estudiado. Por ejemplo, es necesario identificar el precio mayorista del mercado con el que comparar la tarifa retributiva teórica, así como entender las principales dificultades a las que se va a enfrentar una planta FV. En el presente GPM se ofrece un resumen ejecutivo de los aspectos más relevantes del mercado mexicano.

Nota sobre precios de referencia

De acuerdo al objeto de este estudio, es necesario determinar un precio de referencia que sirva como indicación del ingreso potencial que un IPP (*“Independent Power Producer”*) FV podría obtener en el mercado. Este precio de referencia no debe incluir incentivos económicos específicos para generación de energía renovable (tales como *“Feed-in tariff”* o subastas específicas), sino representar la competitividad real del mercado.

Algunas fuentes defienden que esta competitividad debería ser estudiada comparando costos de generación FV con los costos en plantas de generación de ciclo combinado

⁵ El costo de bonos corporativos para grandes empresas eléctricas se encuentra en el rango del 2-3%.

⁶ Es necesario destacar que esta perspectiva difiere considerablemente de las metodologías empleadas en el análisis de paridad de red para clientes residenciales y comerciales.

(CCGT). Sin embargo, el presente análisis ha sido definido considerando la energía FV como la única tecnología a ser evaluada, asumiendo que las alternativas del inversionista son dos: Invertir en una planta FV a gran escala o no invertir. Invertir en otras tecnologías no es una opción en el marco de este GPM.

Para determinar si el mercado analizado presenta paridad de generación, pueden considerarse los siguientes precios de referencia como potenciales indicadores:

- Precios Marginales del mercado spot, ya sean precios nacionales uniformes o regionales (por ejemplo, nodales).
- Precios de Contratos PPA negociados libremente en el mercado liberalizado (entre grandes consumidores o grandes empresas eléctricas).

Las negociaciones de los contratos PPA no son siempre fáciles de obtener debido a que muchos de ellos son contratos privados y no hay excesiva información pública disponible. Por lo tanto, y como una simplificación práctica, este GPM selecciona el precio marginal del mercado mayorista de electricidad mexicano.

Adicionalmente, en este GPM se han tenido en cuenta únicamente los precios coincidentes con las horas del día. Es decir, el período en el cual la FV puede producir energía (asumiendo que no hay capacidad de almacenamiento).

3 El mercado FV mexicano

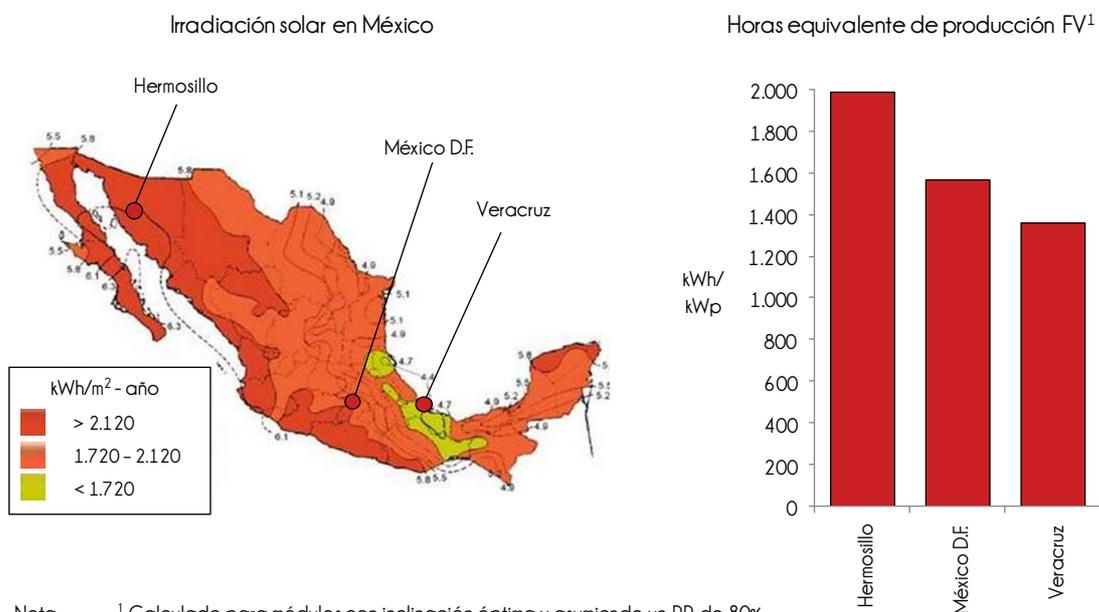
Por varias razones, México cuenta con un entorno excelente para invertir en sistemas FV. A continuación se ahonda en las siguientes características del mercado mexicano:

- Irradiación solar.
- Mercado eléctrico.
- Apoyo regulatorio a la generación FV.
- Evolución de tarifas eléctricas y del costo total de corto plazo.

3.1 Irradiación solar

México dispone de un gran recurso solar en todo su territorio, con niveles excepcionales en el área norte y la costa pacífica. Los niveles de irradiación promedio registrados superan el de otros países soleados como Italia o España.

Figura 6: Irradiación solar en México



Nota: ¹ Calculado para módulos con inclinación óptima y asumiendo un PR de 80%
 Fuente: Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables (SIGER); PV GIS

3.2 Descripción del mercado eléctrico

AVISO SOBRE CAMBIO NORMATIVO

El análisis de esta edición del GPM para México se ha realizado considerando la normativa actual (situación monopolística), que es previa a la implementación de la Ley de la Industria Eléctrica que busca la liberalización del mercado eléctrico (se prevé que el proceso finalice en 2016). Es por ello que la descripción a continuación no puede utilizarse como referencia de lo que sucederá en el futuro⁷.

El sistema de energía se estructura en torno a un monopolio estatal, la CFE (Comisión Federal de Electricidad), que gestiona todas las actividades destinadas al suministro de energía. En este marco, la comercialización de la electricidad a los consumidores finales (tanto minoristas como mayoristas) estaba otorgada casi exclusivamente a la CFE⁸. Esta situación, sin embargo, está en proceso de cambio hacia un mercado liberalizado a través de una reforma integral del sector energético iniciada en 2013 y culminada con la publicación en el DOF del 11/08/2014 de la Ley de la Industria Eléctrica, en la que se establece el Mercado Eléctrico y se regulan las actividades y actores en las actividades de generación, transporte y comercialización de la energía eléctrica, así como de los supervisores y operadores del sistema.

Dado que la implantación del nuevo modelo de mercado eléctrico aún no se ha hecho efectiva (se prevé para el inicio de 2016), a continuación se explica la situación actual monopolística, por la que todos los aspectos técnicos de la generación, distribución y comercialización de la energía pasan por la CFE.

En el lado de la generación eléctrica, además de las centrales de generación de potencia de la CFE, se permite la generación eléctrica de productores independientes (IPPs). Los IPPs tienen que suministrar su producción a la CFE, recibiendo una retribución fijada a través de un contrato de compra de la energía (PPA), que se puede establecer a través de licitaciones reguladas (Productor Independiente) o a través del esquema de generación del Pequeño Productor (PPR). Este último es accesible para entidades privadas con

⁷ Conforme se vayan desarrollando las leyes secundarias que definan el nuevo mercado, se irán incorporando en las próximas ediciones del GPM.

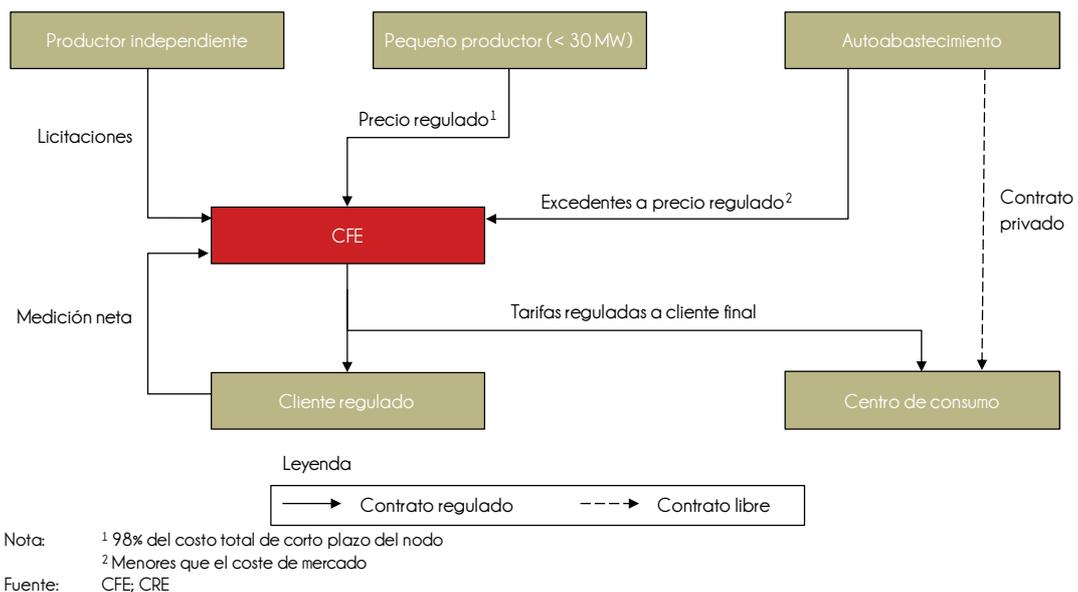
⁸ En la práctica, bajo el esquema de "autoabastecimiento", el IPP puede vender electricidad directamente a los consumidores privados

instalaciones renovables <30 MW. El PPR firmaría un PPA con un precio que es equivalente (para el caso de la generación renovable) al 98% del costo nodal en el punto de conexión. Este costo nodal se establece igual al Costo Total de Corto Plazo (CTCP), estimado por la CFE y que corresponde al costo mínimo de producir un kWh adicional en el nodo (incluyendo los costos de generación y transporte hasta el punto de interconexión).

Otra alternativa para la generación de electricidad renovable es el esquema de "autoabastecimiento" (instalaciones >500 kW). En la práctica, puede ser similar a un contrato PPA entre el promotor del proyecto y el cliente final (ambos co-propietarios del proyecto). Esto está permitido para la generación in situ o en una ubicación diferente de la de la demanda, estableciéndose un costo reducido para la transmisión entre el punto de generación y el de demanda.

El siguiente diagrama resume el funcionamiento actual del mercado eléctrico mexicano (situación pre-reforma).

Figura 7: Relaciones entre participantes del mercado eléctrico mexicano



Por tanto, desde el punto de vista de un generador renovable, existen cinco posibles modalidades para comercializar electricidad FV en el mercado:

Figura 8: Principales alternativas de generación de electricidad renovable

| | Descripción | Tamaño | Precios |
|------------------------------------|---|--|---|
| Productor independiente de energía | <ul style="list-style-type: none"> Licitaciones públicas de la CFE dirigidas a una tecnología en particular (subastas) | <ul style="list-style-type: none"> Decenas/ Centenas de MW | <ul style="list-style-type: none"> Precio alcanzado en la subasta (últimas licitaciones eólicas: aprox. 5 cEu/kWh) |
| Pequeño productor renovable (PPR) | <ul style="list-style-type: none"> La CFE adquiere la energía generada durante 20 años <ul style="list-style-type: none"> No requieren convocatoria de licitación pública La CRE baraja la posibilidad de crear licitaciones renovables específicas por tecnología para pequeños productores | <ul style="list-style-type: none"> < 30 MW | <ul style="list-style-type: none"> 98% del CTCP del nodo |
| Autoabastecimiento | <ul style="list-style-type: none"> Grupo de consumidores eléctricos que promueven instalaciones renovables para autoconsumo <ul style="list-style-type: none"> En la práctica puede asimilarse a un contrato PPA entre el desarrollador del proyecto y el cliente final (ambos, copropietarios del proyecto) | <ul style="list-style-type: none"> Desde 100 kW hasta decenas de MW | <ul style="list-style-type: none"> Precio acordado libremente en el contrato bilateral |
| Auto-consumo on grid | <ul style="list-style-type: none"> Usuarios residenciales y comerciales conectados a la red eléctrica que generan electricidad renovable para auto-consumo | <ul style="list-style-type: none"> < 500 kW | <ul style="list-style-type: none"> Tarifa final para cliente regulado |
| Auto-consumo off grid | <ul style="list-style-type: none"> Generación de electricidad renovable para usuarios que no estén conectados a la red eléctrica <ul style="list-style-type: none"> Generalmente implica el uso de baterías | <ul style="list-style-type: none"> Algunos kW | <ul style="list-style-type: none"> N/P |

Fuente: ICEX; Estrategia Nacional de Energía 2012-26; Investigación de CREARA; Análisis de CREARA

De los anteriores esquemas, el que suma la mayor cantidad de permisos administrados vigentes es el autoabastecimiento.

3.3 Apoyo regulatorio

En México existen varios programas e incentivos que fomentan el desarrollo de instalaciones FV. A continuación se muestra un resumen:

Figura 9: Principales mecanismos de apoyo a la generación de electricidad renovable

| | Descripción | Beneficiarios |
|--|---|--|
| Banco de energía | <ul style="list-style-type: none"> El usuario cuenta con un "banco de energía" para resolver posibles desfases entre los horarios de generación y consumo. Tras 12 meses, el remanente de energía en el "banco" se puede vender a la CFE al 85% del CTCP o, en caso contrario, se perdería. | <ul style="list-style-type: none"> Proyectos de autoabastecimiento |
| Cuota de transmisión reducida | <ul style="list-style-type: none"> Nueva metodología tipo "estampilla postal" para costes de transmisión reducidos e independientes de la distancia para generadores de electricidad a partir de fuentes renovables | <ul style="list-style-type: none"> Proyectos de autoabastecimiento renovable o cogeneración |
| Amortización acelerada | <ul style="list-style-type: none"> Posibilidad de deducir el 100% de la inversión total hecha en maquinaria y equipos dentro del primer año de uso de la instalación | <ul style="list-style-type: none"> Todos los proyectos de renovables |
| Precio de venta para pequeño productor | <ul style="list-style-type: none"> Precio de venta asegurado durante 20 años igual al 98% del costo total de corto plazo del nodo al que esté conectado No requiere convocatoria de licitación pública | <ul style="list-style-type: none"> Pequeño productor (< 30MW) |
| Certificados de reducción de emisiones | <ul style="list-style-type: none"> Posibilidad de obtención de certificados de reducción de emisiones para vender a terceros | <ul style="list-style-type: none"> Todos los proyectos de renovables |
| Medición neta | <ul style="list-style-type: none"> Los excedentes de producción se transforman en créditos eléctricos que el usuario puede consumir en el plazo de 1 año | <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones renovables < 500 kW |

Fuente: ICEX; Estrategia Nacional de Energía 2012-26; Análisis de CREARA

Por otro lado, la situación actual de incertidumbre en torno al nuevo mercado eléctrico liberalizado está frenando la inversión FV a gran escala. Durante 2014 y la primera mitad de 2015 los inversionistas con proyectos FV aprobados por la CRE posiblemente vean extinguir su aprobación antes de que los proyectos sean viables para construcción.

3.3.1 Marco Regulatorio para el autoconsumo FV

La Administración mexicana ha desarrollado desde 2007 (con modificaciones en 2010 y 2012) un mecanismo de medición neta para sistemas de generación de energía eléctrica por fuentes renovables o cogeneración. Actualmente, pueden acogerse a esta modalidad los siguientes usuarios:

- Pequeña escala (tensión inferior a 1 kV): Usuarios residenciales con instalaciones de potencia inferior a 10 kW y comerciales de potencia inferior a 30 kW.
- Comunitarios (tensión inferior a 1 kV): Se trata de una modalidad específica para comunidades de usuarios. Para su aprobación, cada usuario debe cumplir con las condiciones de pequeña escala, pero en su conjunto pueden superar los límites establecidos. La facturación para cada usuario se hace en base a la diferencia entre el consumo individual de la red y electricidad FV generada asignada por la CFE para ese usuario, de acuerdo con una cuota pre-establecida.
- Mediana escala (tensión entre 1 y 69 kV): Usuarios industriales y comerciales de potencia inferior a 500 kW.

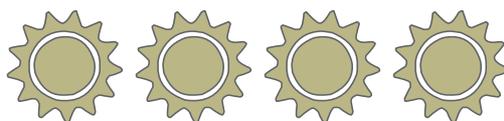
A los sistemas conectados a la red a través de esta modalidad se les permite verter a la red el excedente de energía generada y recibir créditos (en kWh) para compensar la factura eléctrica. Si a final de mes el usuario ha inyectado energía neta en la red, esta se acumula como saldo a su favor para compensar futuras facturas (durante 12 meses como máximo).

Para sistemas FV con potencias superiores a 500 kW existe la opción de firmar un contrato de autoabastecimiento, que consiste en un acuerdo para la compra-venta de energía entre varios consumidores y un generador y cuenta con las ventajas del banco de energía para solucionar problemas de simultaneidad entre generación y demanda. Este tipo de contrato permite, por tanto, el consumo de energía FV con condiciones económicas atractivas (similar a PPA) y con bajo riesgo.

En México existen, además, incentivos adicionales a la generación FV, tales como financiación ventajosa o ayudas a la inversión, para todo tipo de consumidores:

- En diciembre de 2012, el Fondo Nacional de Ahorro de Energía anunció el inicio de la financiación de sistemas FV para usuarios DAC, con un plazo de amortización de 5 años, a una tasa de interés más baja que la de los bancos comerciales.
- El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) ha aprobado durante los últimos años distintos incentivos para la instalación de energías renovables (en la que se incluye la solar FV autónoma o interconectada) dentro del Programa de Fomento a la Agricultura de la SAGARPA. En 2015 se ha aprobado una ayuda de hasta el 50% del costo de inversión para personas físicas o morales que se dediquen a procesos productivos primarios en actividades agrícolas, pecuarias, acuícolas y pesqueras.
- Las corporaciones y otras personas morales cuentan con el incentivo de amortización acelerada del 100% de la inversión el primer año.
- Los usuarios comerciales, industriales y administraciones municipales pueden buscar financiación a través de la CFE y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), que otorga créditos para inversiones en tecnologías eficientes (entre las que se incluye la solar FV) bajo condiciones ventajosas si se cumplen determinados requisitos.

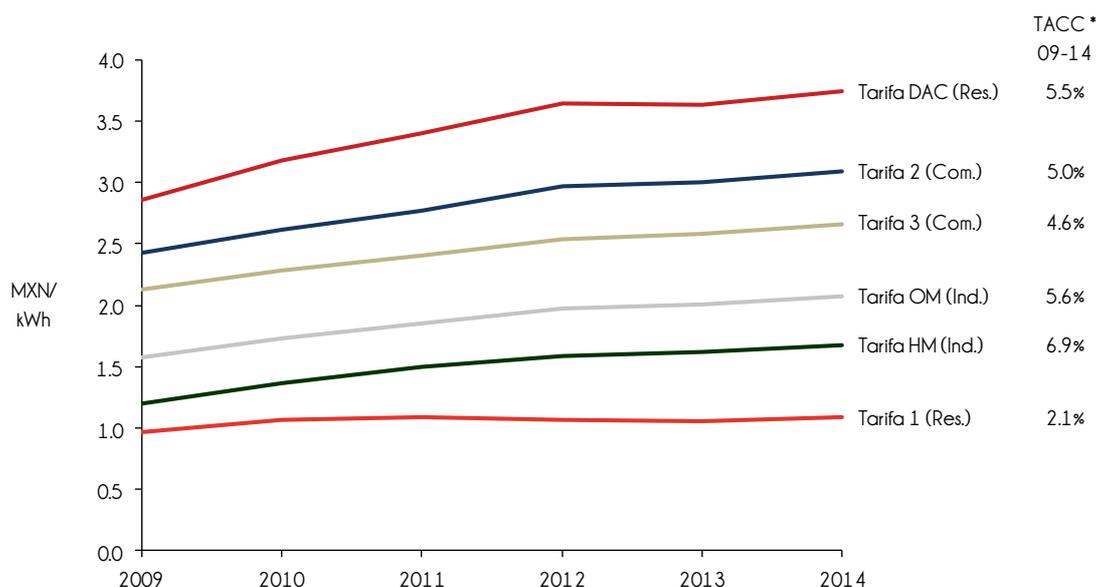
Figura 10: Evaluación del marco regulatorio para el autoconsumo FV



3.3.2 Evolución de tarifas eléctricas y del costo total de corto plazo

Las tarifas eléctricas en México son reguladas para todos los segmentos de consumo por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en base al criterio de un comité compuesto por varios entes públicos (entre los que se encuentran CRE y CFE). Los precios regulados de la electricidad han presentado una tendencia creciente en todos los segmentos durante los últimos años, hecho que favorece las inversiones en sistemas FV.

Figura 11: Evolución de las tarifas eléctricas reguladas (valores medios)



Nota: * TACC se refiere a Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
 Fuente: Sistema de Información Energética (SIE); Análisis de CREARA

Se debe notar que, recientemente, el Gobierno Federal ha dado a conocer las tarifas eléctricas para la primera parte de 2015⁹, constatándose una sensible reducción de los precios de la electricidad en todos los segmentos (se estima en torno a un 2% en tarifas residenciales, un 10% en tarifa DAC, entre 6%-15% en tarifas comerciales y hasta un 32% en tarifas industriales).

El mejor indicador del costo de producción de la energía es el CTCP nodal, que es en realidad una representación del costo marginal en ese nodo. El CTCP lo calcula la CRE con base en una metodología aprobada por el Gobierno, teniendo en cuenta los costos de generación y transporte para las centrales conectadas. El modelo de Pequeño Productor¹⁰ al que se acogerían buena parte de las instalaciones fotovoltaicas (<30MW) establece una retribución del 98% del CTCP nodal para cada hora del año.

En este informe, el estudio para el segmento de gran escala considera una instalación fotovoltaica que se ubicará en la zona de Santa Ana (en el estado de Sonora), y que

⁹ Estos datos se incorporarán en siguientes ediciones del GPM.

¹⁰ Se refiere a la modalidad de pequeño productor renovable; para más información ver Figura 8.

estaría alimentando de energía eléctrica el nodo de Sonora Norte. En consecuencia, el precio de referencia corresponde al 98% del CTCP para las horas del día en este nodo¹¹.

La evolución del CTCP¹² se refleja en la siguiente Figura:

Figura 12: Evolución del costo total de corto plazo (valores medios de horas solares)



Nota: * TACC se refiere a Tasa Anual de Crecimiento Compuesto
Fuente: Comisión Federal de la Electricidad (CFE); Análisis de CREARA

Se observa una situación de gran volatilidad, en la que el crecimiento experimentado en el CTCP durante el periodo 2009-2012 se ve compensado por una pronunciada bajada en 2013 y 2014. En 2015, el precio de enero creció entre un 1.5% y un 5.5% para los tres nodos frente al CTCP de ese mes en 2014. Sin embargo, la alta volatilidad de los costos vuelve a revelarse en febrero, con bajadas en 2015 de entre el 25% y el 30% frente al mismo mes de 2014. Por lo tanto, para un inversionista que percibe el 98% del CTCP (es decir, bajo contrato de pequeño productor), esta situación dificulta estimar la retribución a futuro por la energía generada.

¹¹ El promedio de horas de luz del día a lo largo del año en Santa Ana es de 7:00 a 18:00

¹² Se incluye el nodo centro (México DF), y aquellos ubicados en Sonora sur o norte (Hermosillo).

4 Resultados del Grid Parity Monitor

En esta sección, el GPM compara la evolución del LCOE con el precio alternativo de referencia (precios variables de la electricidad, precio del nodo, etc.) desde el primer semestre de 2009 hasta el primer semestre de 2014 para los siguientes tipos de instalaciones FV:

- Residencial (3 kW)
- Comercial (30 kW)
- A gran escala (50 MW)

Se evalúa la proximidad a la paridad de red o a la paridad de generación atendiendo a los siguientes criterios, en función del tipo de paridad.

Criterios para evaluar la proximidad de la Paridad de Red

Figura 13: Escala cualitativa para evaluar la proximidad de la Paridad de Red



Donde:

- Lejos de la Paridad de Red: El LCOE más bajo es mayor que el 150% del precio de la electricidad de la red más alto y menor que el 200%.
- Cerca de la Paridad de Red: El LCOE más bajo es mayor que el 100% del precio de la electricidad de la red más alto y menor que el 150%.

- Paridad de Red Parcial: El LCOE más bajo es menor que la tarifa con discriminación horaria más alta (esto es, la tarifa que sólo se aplica durante un periodo de tiempo limitado, por ejemplo, en verano, de lunes a viernes, etc.).
- Paridad de Red: El LCOE más bajo es menor que la tarifa estándar sin discriminación horaria o que la tarifa con discriminación horaria más baja.
- Paridad de Red completa: El LCOE más alto es menor que la tarifa estándar sin discriminación horaria o menor que la tarifa con discriminación horaria más baja.

Criterios para evaluar la proximidad de la Paridad de Generación

Figura 14: Escala cualitativa para evaluar la proximidad de la Paridad de Generación



Donde:

- Lejos de la Paridad de Generación: La tarifa requerida está un 50% por encima del precio de referencia.
- Cerca de la Paridad de Generación: La tarifa requerida es igual o hasta un 50% mayor que el precio de referencia.
- Paridad de Generación Parcial: La tarifa requerida ha sido menor que el precio de referencia en los últimos 2 años, pero en este momento se encuentra por encima de ese valor.

- Paridad de Generación: La tarifa requerida es actualmente inferior al precio de referencia, pero en los últimos 2 años no se había logrado la paridad de generación claramente.
- Paridad de Generación completa: Todos los precios de referencia al por mayor están por encima de la tarifa requerida.

4.1 Instalaciones FV residenciales

La evaluación de la paridad de red FV para instalaciones residenciales se realiza para dos localizaciones: Ciudad de México, por ser la ciudad más poblada del país, y Hermosillo, por estar ubicada en el norte de México (donde las condiciones de irradiación solar son óptimas).

Figura 15: Evolución histórica de los precios minoristas de la electricidad y LCOE FV en Ciudad de México, México (impuestos incluidos)

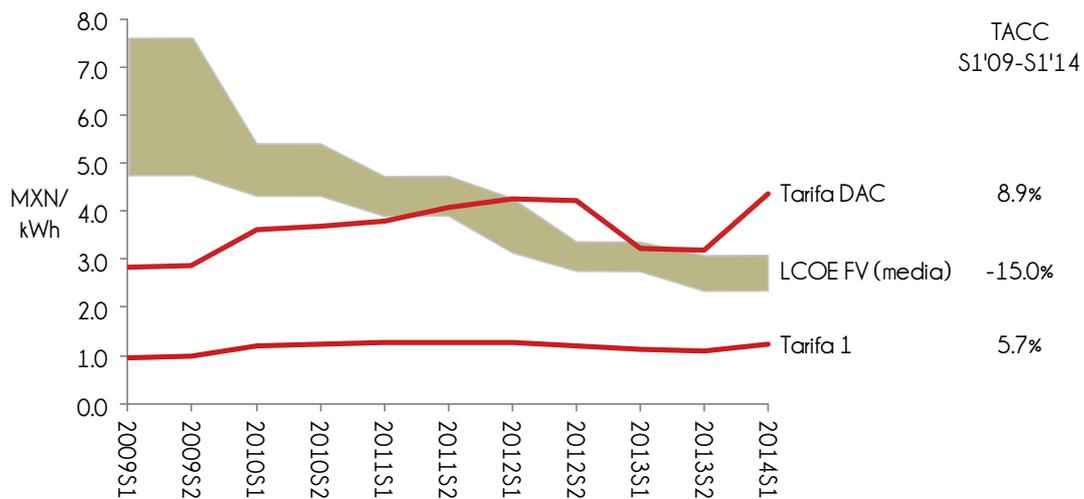


Figura 16: Proximidad de la paridad de red en Ciudad de México (DAC)



Figura 17: Evolución histórica de los precios minoristas de la electricidad y LCOE FV en Hermosillo, México (impuestos incluidos)

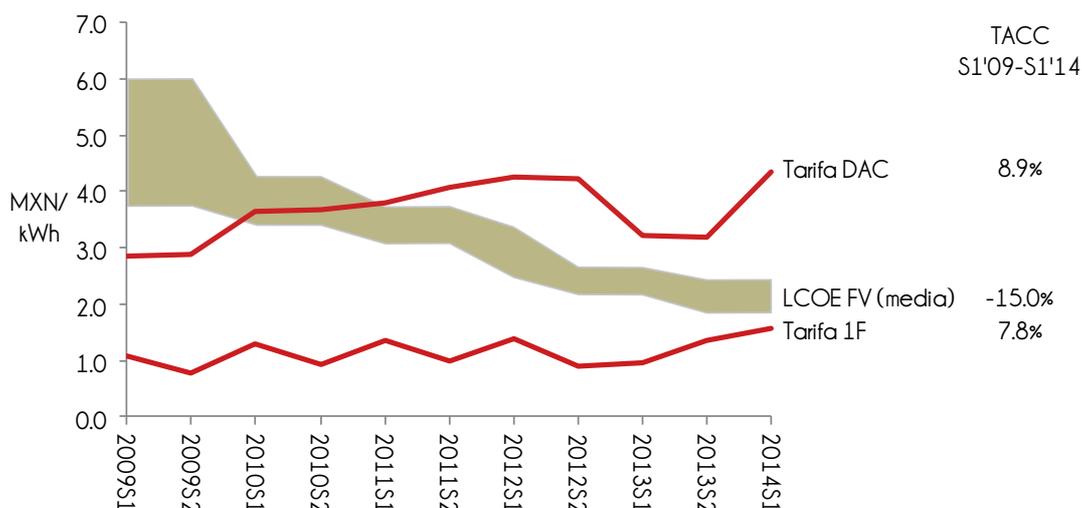


Figura 18: Proximidad de la paridad de red en Hermosillo (DAC)



- La paridad de red es completa para consumidores DAC¹³ desde el segundo semestre de 2011.
 - El alto costo de esta tarifa (por encima del doble de la tarifa estándar promedio) hace que el autoconsumo de electricidad FV para estos usuarios alcance el estatus de “Paridad de Red Completa” y que, por tanto, resulte interesante desde un punto de vista económico.
 - La combinación de la competitividad económica y una regulación efectiva para el autoconsumo genera una situación idónea para la inversión en solar FV para usuarios con tarifa DAC.
- Para el resto de usuarios, aún no se ha alcanzado la paridad de red, pero se aprecia una mejora constante de la competitividad FV.
 - A pesar de que el LCOE FV ha experimentado una disminución significativa desde 2009 hasta el primer semestre de 2014, estimado en -15.0% anual

¹³ En México, los consumidores residenciales con consumos eléctricos por encima de un umbral (varía en función de la zona climática) tienen asignada una tarifa especial llamada Doméstica de Alto Consumo (DAC).

(TACC), para los consumidores con la tarifa doméstica estándar la energía FV sigue estando lejos de ser competitiva. Si las tendencias de ambos costos (alcista para el precio de la electricidad y bajista para el LCOE FV) se mantienen, la paridad de red parcial se alcanzará en el corto-medio plazo en Hermosillo y algo después en Ciudad de México.

4.2 Instalaciones FV comerciales

El análisis de paridad de red FV para instalaciones comerciales se realiza para la ciudad de Hermosillo, capital del Estado de Sonora, que presenta condiciones de irradiación solar óptimas.

Figura 19: Comparación histórica de los precios de la electricidad del sector comercial y LCOE FV en Hermosillo, México¹⁴

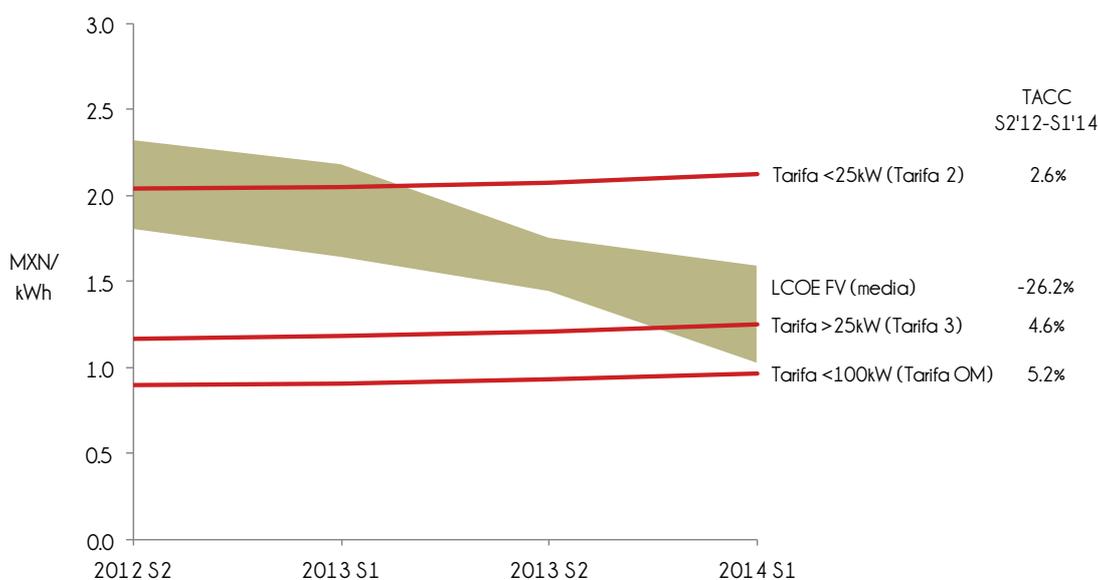


Figura 20: Proximidad de la paridad de red en Hermosillo (Tarifa 3)



- En Hermosillo, sólo los consumidores comerciales con potencia contratada inferior a 25 kW han alcanzado la paridad de red completa.

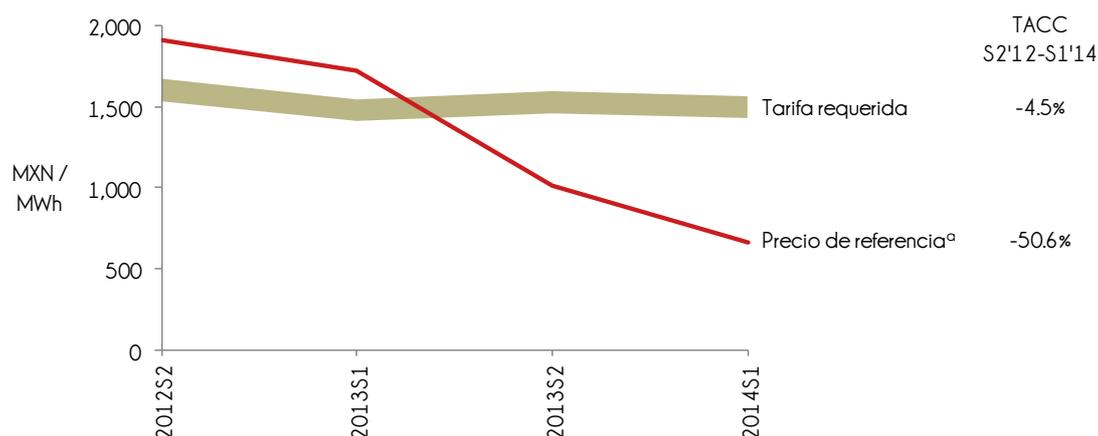
¹⁴ Puede consultar información actualizada hasta el primer semestre de 2015 en la nueva edición del GPM para el segmento comercial, disponible [aquí](#).

- Los usuarios con Tarifa 3 (potencia superior a 25 kW) han alcanzado la paridad de red en el primer semestre de 2014 debido a la subida del precio de la electricidad y a la sensible bajada del LCOE FV.
- Sin embargo, el LCOE FV es aún mayor que el precio de electricidad para los grandes consumidores del segmento comercial (Tarifa OM).
 - Para estos consumidores, los altos niveles de irradiación no compensan los bajos precios de electricidad de la red, los cuales hacen que, en general, comprar electricidad de la CFE sea más económico que el autoconsumo fotovoltaico.
- No obstante, los costos FV están disminuyendo notablemente (26% en los dos últimos años), lo cual está empujando la proximidad a la paridad de red en el país.

4.3 Instalaciones FV a gran escala

Como se dijo anteriormente, la paridad de generación en México se evalúa para la ciudad de Santa Ana, en Sonora, para un productor FV que recibe una retribución equivalente al 98% del CTCP en el nodo de Sonora Norte (durante el día).

Figura 21: Comparativa del precio de referencia y la tarifa requerida por un inversionista fotovoltaico en México bajo una estructura de "project finance" (Santa Ana, Sonora)



Nota: ^o Precio de referencia corresponde a 98% del CTCP horario en el nodo de Sonora Norte durante las horas diurnas

Fuente: CFE; Análisis de CREARA

Figura 22: Proximidad de la paridad de generación en Sonora



- En Sonora, se alcanzó la paridad de generación en 2012 y en el primer semestre de 2013 con precios de electricidad claramente superiores a la tarifa requerida por un inversionista FV para alcanzar su rentabilidad mínima exigida.
- Sin embargo, a pesar de que las tarifas FV caigan a una tasa anual de ~4.5%, la importante reducción en el CTCP ha dado un giro a la situación y actualmente el precio de referencia se encuentra alejado de la tarifa requerida por un inversionista FV.
- Con la reforma energética en marcha, la evolución de los precios del mercado mayorista (y, por lo tanto, la paridad de generación) es incierta.

5 Metodología

La presente sección describe la metodología utilizada en el análisis de la paridad de red y paridad de generación en México¹⁵.

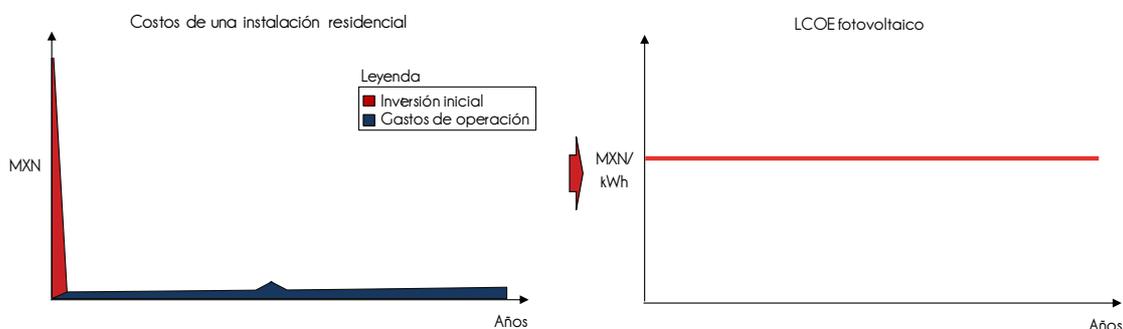
Se resumen a continuación las principales diferencias que presentan las distintas metodologías de cálculo del LCOE, en función del segmento de estudio.

5.1 Sector residencial

En el análisis del sector residencial se evalúa la paridad de red desde el punto de vista de un consumidor final, cuyas alternativas son comprar la electricidad de red al precio *minorista* o autoconsumir electricidad FV.

El LCOE FV se define como el costo teórico y constante de generar electricidad FV, cuyo valor presente es equivalente al de todos los costos asociados al sistema durante su vida útil.

Figura 23: Costos asociados a una instalación FV de pequeña escala y LCOE FV



El LCOE FV puede expresarse en términos nominales o reales. En el presente análisis se ha considerado un punto de vista nominal para el cálculo del LCOE.

De forma concreta, la Ecuación 1 muestra el cálculo específico del LCOE residencial.

¹⁵ Para una visión más detallada de la metodología empleada, ver <http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>

Ecuación 1: Cálculo del LCOE residencial (1)

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{LCOE_t}{(1+r)^t} \times E_t \right) = I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Tabla 1: Nomenclatura del LCOE residencial

| Nomenclatura | Unidad | Significado |
|----------------|---------|---|
| LCOE | MXN/kWh | Costo nivelado de la energía |
| T | Año | Vida útil del sistema FV |
| t | - | Año t |
| C _t | MXN | Costos de operación y mantenimiento (O&M) y seguros en el año t ¹⁶ |
| E _t | kWh | Electricidad FV generada en el año t |
| I | MXN | Inversión inicial |
| r | % | Tasa de descuento |

Se asume un valor constante de LCOE al año, por lo que al despejar el LCOE se obtiene la siguiente igualdad:

Ecuación 2: Cálculo del LCOE residencial (2)

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

De esta forma, las variables más relevantes para el cálculo del LCOE son las siguientes:

- Vida útil del sistema FV (T).
- Inversión inicial (I).
- Costos de O&M (C_t).
- Electricidad FV generada durante la vida útil del sistema (E_t).
- Tasa de descuento (r).

¹⁶ Los costos incluyen impuestos y crecen con la inflación esperada.

A la hora de analizar la paridad de red residencial, es necesario realizar un análisis del mercado eléctrico en México para consumidores residenciales, el cual está regulado por las autoridades. En conjunto existen ocho tarifas domésticas distintas:

- Siete tarifas estándar, cuyo precio varía con la temperatura media mínima en verano de cada región¹⁷. En la Ciudad de México se aplica la tarifa 1 mientras que en Hermosillo se aplica la 1F.
- Una tarifa especial para consumidores domésticos de alto consumo (DAC), que se aplica a los hogares cuyo consumo medio mensual (media de los últimos 12 meses) sobrepasa un cierto límite, que para Ciudad de México es de 250 kWh y para Hermosillo de 2,500 kWh.

Para este análisis, el rango más bajo de precios representa la tarifa 1 para la Ciudad de México y la 1F para Hermosillo y el rango más alto para ambas ciudades la tarifa DAC.

Tabla 2: Precios de la electricidad en México

| Ciudad | Precio Alto | Precio Bajo |
|------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| Ciudad de México | DAC- Domésticos de alto consumo | Tarifa 1 Residencial |
| Hermosillo | DAC- Domésticos de alto consumo | Tarifa 1F Residencial |

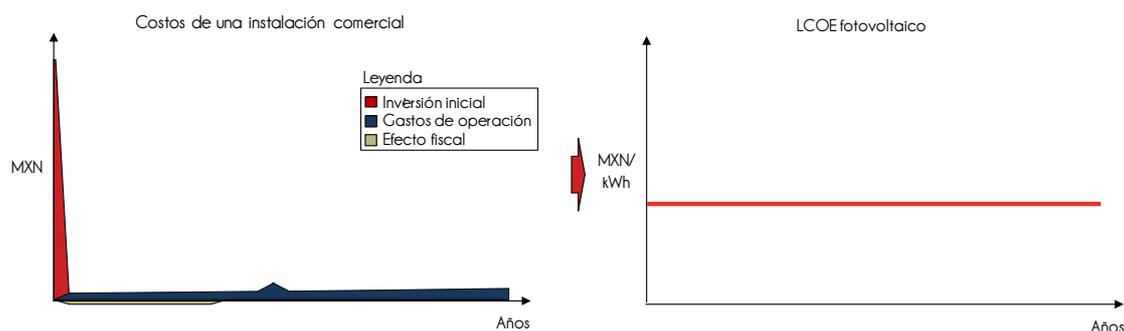
5.2 Sector comercial

El objetivo de esta sección del análisis es evaluar la paridad de red desde el punto de vista de un consumidor comercial, cuyas alternativas son comprar la electricidad al precio minorista o autoconsumir su propia electricidad FV.

Tal y como se especificó en el caso residencial, el costo de la electricidad FV generada se representa por el LCOE FV. En este análisis se calculará el LCOE nominal.

¹⁷ A mayor temperatura estival, mayor es el precio de la electricidad.

Figura 24: Costos asociados a un sistema FV comercial y LCOE FV



Para un consumidor de electricidad comercial (empresa privada), los impuestos sobre los beneficios obtenidos (impuesto sobre la renta) son costos relevantes que afectan al flujo de caja y, por lo tanto, tienen impacto en la decisión de inversión. Es por ello que los costos después de impuestos y la amortización de los activos se incluyen en el análisis económico.

El LCOE FV (considerando el efecto fiscal) se comparará con los precios de electricidad de la red también después de impuestos.

La Ecuación 3 muestra la fórmula resultante para el cálculo del LCOE desde la perspectiva del proyecto en su conjunto:

Ecuación 3: Cálculo del LCOE comercial (1)

$$\sum_{t=1}^T \left(\frac{LCOE_t}{(1+r)^t} \times E_t \right) = I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t \times (1-TR)}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{DEP_t \times TR}{(1+r)^t}$$

Tabla 3: Nomenclatura del LCOE comercial

| Nomenclatura | Unidad | Significado |
|----------------|---------|---|
| LCOE | MXN/kWh | Costo nivelado de la energía |
| T | Años | Vida útil del sistema FV |
| t | - | Año t |
| C _t | MXN | Costos de operación y mantenimiento (O&M) y seguros en el año t ¹⁸ |

¹⁸ Los costos incluyen impuestos y crecen con la inflación esperada, también incluye los costos de reemplazar el inversor.

| Nomenclatura | Unidad | Significado |
|--------------|--------|--------------------------------------|
| E_t | kWh | Electricidad FV generada en el año t |
| I | UM | Inversión inicial |
| r | % | Tasa de descuento |
| TR | % | Tasa del Impuesto sobre la Renta |
| DEP | MXN | Amortización para efectos fiscales |

Suponiendo un valor constante por año, el LCOE se puede derivar por la reordenación de la Ecuación 3:

Ecuación 4: Cálculo del LCOE comercial (2)

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t \times (1 - TR)}{(1 + r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{DEP_t \times TR}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

De esta forma, las variables más relevantes para calcular el LCOE son las siguientes:

- Vida útil del sistema FV (T)
- Inversión inicial (I)
- Costos de O&M (Ct)
- Electricidad FV generada durante la vida útil del sistema (Et)
- Tasa de descuento (r)
- Amortización fiscal (DEP)
- Tasa del impuesto sobre la renta (TR)

En el sector comercial, las tarifas eléctricas se fijan cada mes por la CFE. Este análisis considera las tarifas aplicables a los consumidores comerciales en Hermosillo, que dependen de la tensión y la potencia contratada. La siguiente tabla resume la información básica de las tres tarifas existentes.

- Baja tensión y potencia inferior a 25 kW: Tarifa 2.
- Baja tensión y potencia mayor a 25 kW: Tarifa 3.

- Media tensión y potencia inferior a 100 kW: Tarifa OM.

Tabla 4: Condiciones de la "Tarifa 2/3/OM"¹⁹ mexicana

| México (Hermosillo) | | | |
|-------------------------|---|---|---|
| Tarifa | Tarifa 2 | Tarifa 3 | Tarifa OM |
| Tensión | Baja tensión < 1kV | Baja tensión < 1kV | Media tensión |
| Potencia contratada | < 25 kW | >25kW | <100kW |
| Estructura de la tarifa | <ul style="list-style-type: none"> • Cargo de energía con tres franjas de consumo (0-50 kWh, 50-100 kWh y >100 kWh) • Cargo fijo | <ul style="list-style-type: none"> • Cargo de energía (sin discriminación horaria) • Cargo de capacidad • Cargo mínimo en base a capacidad | <ul style="list-style-type: none"> • Cargo de energía (sin discriminación horaria) • Cargo de capacidad • Cargo mínimo en base a capacidad |

5.3 Sector a gran escala

El objetivo de esta parte del análisis es evaluar la proximidad a la paridad de generación. Esta evaluación se lleva a cabo desde la perspectiva de la actividad de venta de electricidad por parte de un IPP a un off-taker pertinente (por ejemplo, un consumidor industrial), de acuerdo a la estructura y a las características del sistema de energía.

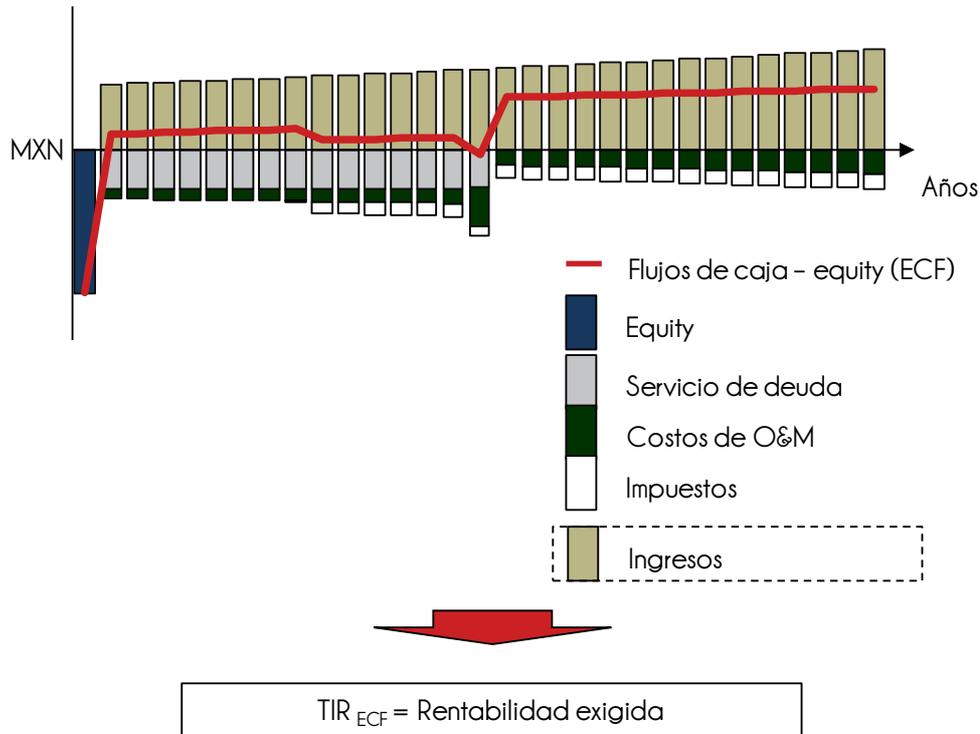
La electricidad vendida por el IPP está valorada a un precio de referencia que corresponde al que cualquier otra entidad de venta de electricidad, en condiciones comerciales similares, cobraría (y sin ningún plan específico de apoyo económico como una FiT). Se supone que el 100% de la electricidad se vende bajo el régimen de comercio elegido, es decir, el mercado diario (o equivalente) de intercambio de energía o grandes tarifas de los consumidores.

La Paridad de Generación se logrará cuando el precio de referencia antes mencionado sea igual a la tarifa teórica que cumple con los requisitos del inversionista. Con el fin de invertir su capital, el IPP exigirá que la rentabilidad esperada del proyecto FV sea igual al menos a la rentabilidad exigida al proyecto. Esta *tarifa requerida* se calcula con base en

¹⁹ CFE (2014)

los flujos de caja de la instalación FV. El proyecto FV se considera bajo una estructura de "project finance". Asumimos que esta tarifa requerida aumentará un 2% anualmente.

Figura 25: Flujos de caja de una planta FV de generación a gran escala



Las variables que son fundamentales para derivar la tarifa requerida son los siguientes:

- Vida útil del sistema FV
- Inversión inicial
- Costos de O&M
- Impuesto sobre la renta
- Repago de la deuda
- Electricidad FV generada durante la vida útil del sistema
- Rentabilidad exigida

Como se ha mencionado en la Sección 4.3, para el cálculo de proximidad a la paridad de generación se utiliza como referencia el 98% del costo total de corto plazo (CTCP) en el nodo de interconexión (Sonora Norte, para el caso de estudio en Santa Ana).

5.4 Datos de entrada de fuentes primarias

Para poder realizar un análisis exhaustivo de los costos se consultó a instaladores FV locales sobre los elementos relevantes de instalaciones residenciales y comerciales. Los detalles de contacto de las compañías colaboradoras se muestran en el Anexo: *Colaboradores GPM FV*. Además, para poder evaluar los costos de inversión y O&M para plantas FV a gran escala también se entrevistaron varias compañías FV de tipo EPC con presencia en México.

CREARA ha contado con el apoyo de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) en la revisión de este informe, la cual ha validado el contenido del mismo en lo general.

5.4.1 Activos de inversión

A continuación se muestra un resumen de los activos considerados en la inversión:

Figura 26: Descripción de cada tipo de instalación considerada

| Sistemas residenciales | Sistemas comerciales | Instalaciones a gran escala |
|--|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Instalación FV conectada a red de 3.3 kWp (sin baterías) para viviendas unifamiliares, incluyendo: <ul style="list-style-type: none"> - Componentes FV básicos: módulos + BOS (inversores, estructuras, cableado, etc.). • Se considera que la instalación tiene un ángulo de inclinación óptimo y está situada en la cubierta de una vivienda. | <ul style="list-style-type: none"> • Sistema FV conectado a red de 30kW (sin baterías), incluyendo: <ul style="list-style-type: none"> - Componentes FV básicos: módulos + BOS (inversores, estructuras, cableado, etc.). • Se considera que la instalación tiene un ángulo de inclinación óptimo y está situada en la cubierta de un edificio comercial. | <ul style="list-style-type: none"> • Plantas FV de 50 MWp conectada a la red, donde se incluye: <ul style="list-style-type: none"> - Componentes FV básicos (módulos de silicio cristalino, BOS, etc.). - Seguidor a un eje. - Conexiones a la red de transporte (asumiendo una distancia razonable hasta la subestación donde se hará la conexión²⁰ y que no hay costos asociados a la expansión o fortalecimiento de la red). - Desarrollo de proyecto (estudio técnico, permisos, etc.). - Costos generales asociados al "project finance" (asesores, comisiones bancarias, etc.). - El desarrollador EPC no busca vender la planta a una tercera entidad sino operarla por sí mismo; como consecuencia, no se incluye margen en el desarrollo del proyecto. |

²⁰ La distancia hasta el punto de conexión con la red se asume inferior a 7 km.

5.4.2 Costos de O&M

Figura 27: Costos de O&M para cada tipo de instalación considerada

| Sistemas residenciales | Sistemas comerciales | Instalaciones a gran escala |
|---|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> En general, puede considerarse que los sistemas residenciales no necesitan mantenimiento anual, salvo tareas de limpieza y revisión del inversor. <ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado para este análisis un promedio de 2 horas de mantenimiento al año, valoradas de acuerdo a la retribución horaria local correspondiente²¹. A esta retribución horaria se añade un margen de beneficio del 60% Se ha considerado el costo de reemplazar el inversor en los costos de O&M al final de la vida del mismo (15 años). | <ul style="list-style-type: none"> En general, puede considerarse que los sistemas comerciales no necesitan mantenimiento anual, salvo tareas de limpieza de los módulos FV, monitorización de inversores y control del sistema eléctrico (entre otras actividades). <ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado para este análisis un promedio de 4 horas de mantenimiento al año, valoradas de acuerdo a la retribución horaria local correspondiente. A esta retribución horaria se añade un margen de beneficio del 60% Se ha considerado el costo de reemplazo del inversor (año 15). | <ul style="list-style-type: none"> Las grandes instalaciones FV en suelo requieren las siguientes tareas de O&M: <ul style="list-style-type: none"> Limpieza de módulos FV. Mantenimiento de infraestructuras de media y alta tensión. Seguro. Alquiler de terreno. Monitorización. Mantenimiento preventivo y correctivo. El costo de reemplazo del inversor también está incluido en los costos de O&M al final de la vida del mismo (15 años). No se consideran en este análisis otros costos asociados a la operación de la planta FV o costos relacionados con la participación en el mercado mayorista (como peajes por uso del sistema o tasas por intercambio por operación en el sistema eléctrico). |

5.4.2.1 Reemplazo del inversor

La Asociación Europea de Industria FV (EPIA) asume, actualmente, una vida útil del inversor FV de 15 años en 2010 y de 25 años en el 2020. Para el presente análisis, se establece un escenario conservador de 15 años de vida útil. Esto significa que el inversor solo será reemplazado una sola vez durante los 30 años de vida útil del sistema FV.

Para poder estimar el costo de reemplazo del inversor se asume, en base a EPIA²², una curva de aprendizaje del 10%. Esto quiere decir que cada vez que el mercado doble la

²¹ La retribución horaria se define como el costo promedio por hora trabajada en el sector de la fabricación desde el punto de vista del contratante (incluyendo sueldo del trabajador, impuestos, captaciones, etc.).

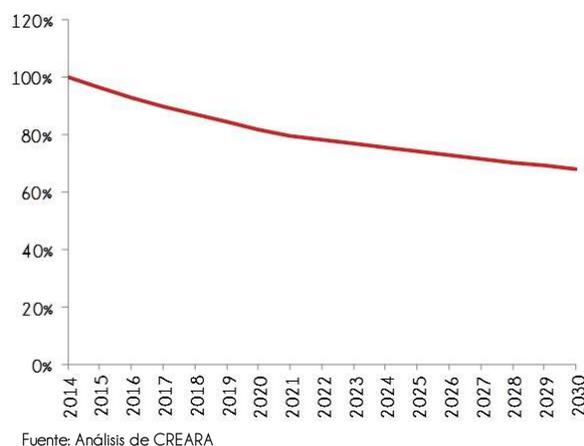
²² EPIA (2011), "Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the road to competitiveness"

cantidad de unidades producidas, el costo de producción de un inversor se reducirá en un 10%.

En el presente informe el costo actual por reemplazar un inversor de un sistema FV, como parte de los costos requeridos para O&M, ha sido obtenido de compañías EPC colaboradoras y de instaladores locales.

Los volúmenes de producción futura de inversores han sido estimados de acuerdo a las proyecciones de capacidad FV instalada a nivel mundial, realizadas por EPIA para el escenario promedio²³ (también llamado acelerado) del informe "EPIA/Greenpeace Solar Generation VI".

Figura 28: Evolución del precio de un inversor FV en base a su curva de aprendizaje 2014-2030



Como se puede observar, los precios de los inversores caerán en términos reales aproximadamente un 30% en 15 años.

Adicionalmente, para expresar los costos futuros por reemplazo del inversor en términos nominales (como requiere el análisis) se ha aplicado la tasa de inflación anual estimada para Estados Unidos.

²³ Se estimaron tres escenarios: el de referencia (desfavorable), el acelerado (promedio) y el paradigma (favorable)

5.5 Otros datos e hipótesis

A continuación se especifica otra información relevante empleada en el análisis. Es importante destacar que algunos de estos datos de entrada aplicarán solo a determinados segmentos estudiados y no a los tres.

5.5.1 Impuesto sobre la renta

En México, las personas morales están obligadas a pagar un impuesto sobre la renta del 30.0% (2014).

5.5.2 Amortización

La amortización a efectos fiscales contribuye a la recuperación de parte de la inversión al reducir la base imponible. Los métodos utilizados (amortización lineal, acelerada, etc.) y el período de amortización afectarán los resultados. Manteniendo el resto constante, es preferible un período de amortización más corto y, por tanto, un monto de amortización mayor.

En México, los proyectos de energías renovables cuentan con el incentivo fiscal de aplicar una amortización acelerada del 100% de la inversión el primer año.

5.5.3 Base imponible negativa

En la mayoría de los países, el regulador permite que las bases imponibles negativas de un ejercicio concreto puedan imputarse en otros ejercicios (ya sean anteriores o posteriores), para minorar la base imponible y reducir el pago de impuestos.

En el presente GPM este incentivo fiscal es considerado en el análisis de grandes plantas, aplicándolo únicamente en ejercicios futuros. En México, las pérdidas fiscales pueden ser aplicadas durante un período limitado a 10 años.

5.5.4 Valor residual

El valor residual de un sistema FV es el valor del bien al final de su vida útil, el cual puede afectar a la base imponible de distintas maneras:

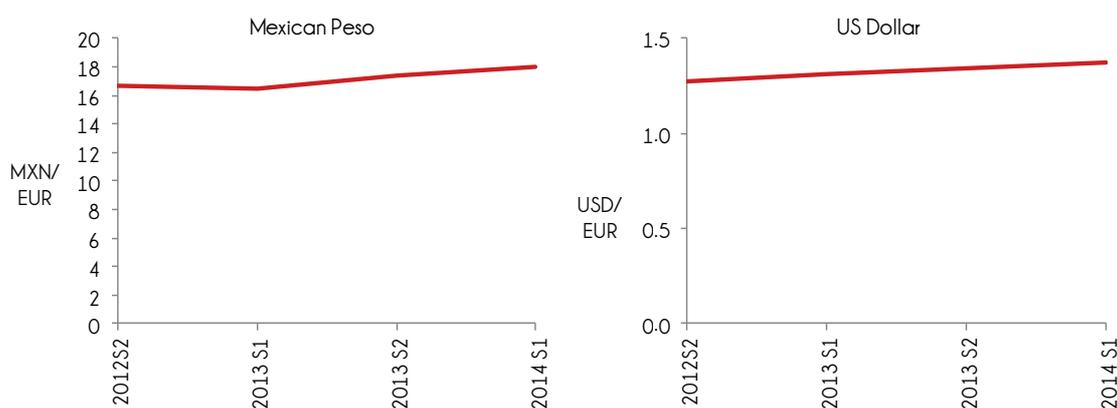
- Si el equipo es vendido o reciclado se debe tomar en cuenta un flujo económico de entrada que aumenta la base imponible.
- Alternativamente, si se van a incurrir en gastos para el desmantelamiento de la instalación se debe reportar una salida de capital.

En el presente análisis no se considera ningún valor residual ni costos de desmantelamiento al final de la vida útil de la instalación.

5.5.5 Tipo de cambio

En este informe, todos los costos son expresados en pesos mexicanos. Se han usado las siguientes tasas de cambio cuando el análisis así lo ha exigido:

Figura 29: Tasas de cambio – Moneda extranjera por Euro²⁴



5.5.6 Tasa de inflación

Para realizar el análisis, ha sido necesario determinar una tasa de inflación para poder estimar determinados costos futuros. Se han tomado los siguientes valores:

- Hasta el 2015, el valor histórico de los últimos 7 años (2007-2013).
- Del 2015 en adelante, la inflación estimada futura.

²⁴ Fuente: OANDA, tasas promedio para el segundo semestre de 2014 a partir de abril o mayo.

Figura 30: Inflación promedio²⁵

| País | Tasa de inflación histórica (2007-2013) | Tasa de inflación futura estimada |
|--------|---|-----------------------------------|
| México | 4.3% | 3.0% |

5.5.7 Tasas de descuento utilizadas

El presente estudio analiza la competitividad de tres instalaciones FV con características muy diferentes. Es por ello comprensible que las hipótesis escogidas en el análisis difieran sustancialmente para cada uno de los casos.

A continuación se muestra un resumen de las principales hipótesis y datos de entrada que se han considerado en el documento para realizar la valoración de los proyectos y el cálculo del LCOE FV²⁶.

Figura 31: Resumen de la metodología de análisis de rentabilidad

| | Residencial | Comercial | Gran escala |
|-----------------------------|--|---|--|
| Punto de vista del análisis | Usuario | Proyecto | Inversionista |
| Estructura de la deuda | No se considera deuda | 70% del proyecto se financia con deuda corporativa | 70% del proyecto se financia con deuda, bajo modelo "project finance" |
| Tasa de descuento | Rentabilidad exigida (Costo de equity) | WACC | Rentabilidad exigida (Costo de equity) |
| Costo de equity | El costo de equity (7.2%) ha sido calculado considerando los siguientes componentes: <ul style="list-style-type: none"> • Prima asociada a la inflación. • Prima asociada a la inversión FV. | El costo de equity (12.6%) ha sido calculado considerando los siguientes componentes: <ul style="list-style-type: none"> • Prima asociada a la inflación. • Prima riesgo-país. • Prima asociada a la inversión FV. | Dada la poca experiencia del mercado FV en la instalación de plantas FV que operen directamente a mercado, el costo de equity (16.0%) ha sido determinado en base a entrevistas con empresas e inversionistas FV profesionales con interés en el mercado mexicano. |

²⁵ Fuente: Banco Central Europeo; Focus-economics; Trading Economics; Investigación de Creara; Entrevistas de Creara.

²⁶ Para una información ampliamente detallada en cuanto a la metodología empleada y los *inputs* considerados, ver los informes específicos para instalaciones residenciales, comerciales e industriales en <http://www.leonardo-energy.org/photovoltaic-grid-parity-monitor>

| | Residencial | Comercial | Gran escala |
|-------------------|-------------|--|--|
| Costo de la deuda | | El costo de la deuda para una instalación comercial (11.0%) ha sido obtenido de fuentes reconocidas y entrevistas con empresas del sector. | El costo de la deuda para una instalación de gran escala (9.8%) ha sido obtenido de entrevistas con empresas del sector y con entidades financieras. |

5.5.8 Vida útil de un sistema FV

La vida útil económica de un sistema FV ha sido estimada utilizando como base las siguientes fuentes:

- La mayoría de los informes consultados²⁷ utilizan, sistemáticamente, desde 25 hasta 35 años para las proyecciones.
- Además, "PV Cycle"²⁸ (Asociación Europea para el reciclaje de módulos FV) estima que la vida útil de un módulo FV supera los 30 años.

Consecuentemente, se establece para este análisis una vida útil del sistema FV de 30 años.

5.5.9 Generación FV

Para calcular la generación FV anual de las instalaciones seleccionadas, se definen las siguientes variables:

- Irradiación solar local.
- Tasa de degradación.
- Performance Ratio (PR).

²⁷ Estudios (no exhaustivos) citados en K. Branker y colaboradores. (2011), "Renewable and Sustainable Energy Reviews 15", 4470- 4482:

2008 Solar Technologies Market Report, Energy Efficiency & Renewable Energy, US DOE, 2010;

Deployment Prospects for Proposed Sustainable Energy Alternatives in 2020, ASME, 2010

Achievements and Challenges of Solar Electricity from PV, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2011

²⁸ <http://www.pvcycle.org/pv-recycling/waste-prognosis/>

5.5.9.1 Irradiación solar local

Las estimaciones de recursos solares utilizadas en el análisis están resumidas en la siguiente Figura:

Figura 32: Irradiación solar para cada segmento considerado (kWh/m²/año)

| Segmento | Configuración | Ubicación | Irradiación (kWh/m ² /año) |
|------------------------|-----------------------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Residencial | Plano inclinado según latitud | Ciudad de México | 1,956 |
| Residencial/ Comercial | Plano inclinado según latitud | Hermosillo | 2,486 |
| Gran escala | Seguidor de un solo eje inclinado | Santa Ana (Sonora) | 3,162 |

Los valores de irradiación para México D.F. y Hermosillo se han obtenido de SIGER (Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables) y del Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM.

Por otro lado, para el caso de Santa Ana, se han utilizado datos obtenidos de “SolarGIS pvPlanner”, una herramienta online desarrollada por “GeoModel Solar”, la cual es utilizada para estimaciones de producción FV a largo plazo. El simulador FV provee datos de producción a largo plazo (mensuales y anuales) junto con informes para cualquier tipo de configuración de sistemas fotovoltaicos (estructura fija o seguidor).

5.5.9.2 Tasa de degradación de los módulos

La tasa de degradación (*d*) de un sistema FV está determinada por la degradación anual del módulo y ha sido estimada utilizando como base las siguientes fuentes:

- Los bancos, generalmente, emplean tasas de degradación de entre 0.5 y 1 % al año como dato de entrada en sus modelos financieros²⁹.
- Análisis realizados en sistemas FV tras 20/30 años de operación muestran que la degradación promedio de módulos de silicio cristalino es de aproximadamente 0.8 % al año³⁰.

²⁹ K. Branker et al.. “Renewable and Sustainable Energy Reviews 15” (2011) 4470- 4482 (Tabla 1); SunPower / Motores del costo nivelado de electricidad para instalaciones FV a gran escala; IFC (Banco Mundial) / Plantas de energía solar a gran escala.

- Algunas investigaciones recientes concluyen que la degradación anual de módulos de silicio cristalino está cerca del 0.5%³¹.
- Además, los fabricantes de módulos garantizan degradaciones anuales inferiores al 1% (por ejemplo: SunPower garantiza que la potencia de salida al final de los 25 años de garantía será al menos del 87% de la potencia pico mínima³²).

Teniendo en cuenta estos hechos, se considera para este análisis una degradación anual del 0.5% al año.

5.5.9.3 Performance ratio

El llamado *Performance ratio* (PR) considera las pérdidas en el sistema a causa de degradaciones debidas a temperatura, sombra, fallo o ineficiencia de componentes como inversores o dispositivos de seguimiento (entre otros).

Para este análisis, se ha asumido un PR promedio de 75% para el segmento a gran escala y de 80% para instalaciones comerciales y residenciales, utilizando como base las siguientes fuentes:

- El Instituto Fraunhofer (ISE) ha investigado³³ el PR para más de 100 instalaciones FV.
 - El PR anual estaba entre ~70% y ~90%.
 - Las estimaciones de “SolarGIS pvPlanner” se encuentran en un rango de entre 72% y 80% en las localizaciones analizadas.
- Adicionalmente, expertos del sector (incluyendo compañías EPC colaboradoras en el estudio) concluyeron que un PR promedio de 75% es una estimación razonable para plantas FV a gran escala como la que se está considerando.

³⁰ Skoczek A, Sample T, Dunlop ED. Resultados de mediciones de rendimiento de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino envejecidos en campo (citado en K. Branker et al.).

³¹ Dirk C. Jordan, NREL, 2012. Tecnología y tendencias climáticas en la degradación de módulos FV.

³² [SunPower Limited Product and Power Warranty for PV Modules](#)

³³ “Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?”, Nils H. Reich, et.al., Instituto de sistemas de energía solar de Fraunhofer (ISE), e Instituto Copernicus de Sociedad, Ciencia y Tecnología (Universidad de Utrecht).

6 Anexo: Colaboradores del GPM

Varios instaladores locales accedieron a colaborar con CREARA aportando los precios llave en mano de sistemas FV residenciales, comerciales y a gran escala. La información de estas compañías se resume en la siguiente Tabla.

La relación entre CREARA y esas empresas se limita a la descripción anterior. CREARA no será responsable de ningún daño o pérdida que surja de las relaciones de las compañías mencionadas con terceros.

Tabla 26: Colaboradores del GPM para México

| RESIDENCIAL | |
|--|---|
| Bufete de Tecnología Solar, S.A. (BUTECSA) | |
| Tel. | (0052) 55 5594 0341 |
| Web | http://www.butecsa.com |
| Contacto | Rodolfo Martínez Strevel |
| Grupo Insolar S.A. DE C.V. | |
| Tel. | (0052) 99 8211 0239 |
| Web | http://www.grupoinsolar.com |
| Contacto | Ing. Jorge de Dios |
| Energía Renovable Del Centro S. DE R.L. DE C.V. | |
| Tel. | (0052) 44 2102 7031 / 44 2102 7026 |
| Web | http://www.erdcsolar.com |
| Contacto | Rubén Fernández |
| New EnergyHarvest de México | |
| Tel. | (0052) 46 1157 0178 |
| Web | http://www.neh.mex.tl |
| Contacto | Ing. Miguel Du Pont |
| Mansur Solar | |
| Tel. | (0052) 44 2199 0885 |
| Web | http://www.mansur-solar.com |
| Contacto | Jaime Mansur Monroy |
| COMERCIAL | |
| Baja Solar | |
| Tel. | (0052) 22 2211 6111 |
| Web | http://baja-solar.mx/ |
| Contacto | Alfonso Lazcano |

| | |
|--|---|
| Conermex | |
| Tel. | (0052) 55 5384 5130 |
| Web | http://www.conermex.com.mx/ |
| Contacto | Jessica Montalvo |
| Ergo Solar | |
| Tel. | (0052) 22 2211 6111 |
| Web | http://www.ergosolar.mx/ |
| Contacto | Luis Gerardo Sánchez Stone |
| Grupo Salmir | |
| Tel. | (0052) 72 2212 6237 |
| Web | http://www.gruposalmir.com.mx/ |
| Contacto | Olaf Alvarez |
| Grupo Simosol SA DE CV | |
| Tel. | (0052) 61 4434 0242 |
| Web | http://www.simosol.mx/ |
| Contacto | Xavier Loya |
| GRAN ESCALA | |
| ANES – Asociación Nacional de Energía Solar | |
| Tel. | (0052) 55 56018763 |
| Web | ttp://anes.org |
| Contacto | anes@anes.org |
| ASOLMEX – Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica | |
| Tel. | (0052) 55 5245 1856 / 55 5245 1032 |
| Web | http://www.asolmex.org/ |
| Contacto | - |

7 Anexo: Acrónimos

Tabla 27: Glosario de Acrónimos

| Acrónimo | Significado |
|----------|---|
| ANES | Asociación Nacional de Energía Solar |
| CFE | Comisión Federal de la Electricidad |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| CTCP | Costo Total de Corto Plazo |
| DAC | Doméstica de Alto Consumo |
| ECF | Flujos de caja (equity) |
| EPC | Engineering, procurement and construction |
| EPIA | Asociación Europea de Industria FV (European Photovoltaic Industry Association) |
| FiT | Prima ("Feed-in Tariff") |
| FV | Fotovoltaico |
| IPP | Productor Independiente de Energía |
| IRR | Tasa Interna De Retorno (Internal Rate Of Return) |
| LCOE | Costo Nivelado de la Energía (Levelized Cost of Energy) |
| MXN | Peso Mexicano |
| O&M | Operación y Mantenimiento |
| PPA | Contrato de Compra de la Energía (Power Purchase Agreement) |
| PPR | Pequeño Productor Renovable |
| PR | Ratio de Rendimiento (Performance Ratio) |
| P&L | Cuenta de resultados (Profit And Loss Statement) |
| SHCP | Secretaría de Hacienda y Crédito Público |
| TACC | Tasa Anual Compuesta de Crecimiento |

Patrocinador Platino:



Patrocinador Oro:

Ingeteam

Con el apoyo de:



Estudio y análisis realizado por:



Email: gpm@creara.es

Tel: +34.91.395.01.55

Web: <http://www.creara.es>

Consultoría Regulatoria

Consultoría Estratégica

Asesoría Financiera

Market Intelligence