

Guía de referencia para para el desarrollo de proyectos de Generación Solar Distribuida en México



Price WaterHouse Cooper agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó bajo el marco del “Programa de Energía Sustentable en México” el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del/ de los autor/es y no necesariamente representan la opinión de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

Instituciones editoras: GIZ
Guía de referencia para interactuar en el nuevo mercado eléctrico
México, D.F., 12 de febrero de 2016

Edición y Supervisión: Inder Rivera
Autores: Francisco Ibáñez, Eduardo Reyes Bravo, Guillermo Chávez Canales, Imanol Mondragón, María Eugenia Ayón (PwC México)
Diseño: PwC

© Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn/Alemania
www.giz.de

Oficina de Representación de la GIZ en México
Torre Hemicor, Piso 11
Av. Insurgentes Sur No. 826
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, México, D.F.
T +52 55 55 36 23 44
F +52 55 55 36 23 44
E giz-mexiko@giz.de
I www.giz.de / www.gtz.de/mexico

Glosario

| | |
|-------------------------|--|
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| CEL | Certificado de Energía Limpia |
| Cenace | Centro Nacional de Control de Energía |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| Código de red | Criterios establecidos por la CRE Para el uso eficiente del sistema |
| COFEMER | Comisión Federal de Mejora Regulatoria |
| CONUEE | Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía |
| Costo Real | Precio Marginal Local + Costos de transmisión + Costos de control + Costos de distribución |
| ERC | Entidad Responsable de Carga: SSB, SSC, SUR o UCPM |
| GD | Generación Distribuida |
| Generador Exento | Aquel que no requiere de un permiso de generación |
| GLD | Generación Limpia Distribuida |
| GSD | Generación Solar Distribuida |
| LIE | Ley de la Industria Eléctrica |
| LSPEE | Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica |
| LTE | Ley de Transición Energética |
| MEM | Mercado Eléctrico Mayorista |
| MTR | Mercado de Tiempo Real |
| MW | Mega watt |
| PML | Precio Marginal Local |
| PRODESEN | Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional |
| PROFEPA | Procuraduría Federal de Protección al Ambiente |
| Prosumidor | Aquel Usuario Final con Sistema de GD propio. Definido también como Usuario Final-Generador Exento |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| PyME | Pequeña y Mediana Empresa |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SEMARNAT | Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales |
| SENER | Secretaría de Energía |
| SSB | Suministrador de Servicio Básico |
| SSC | Suministrador de Servicio Claificado |
| SUR | Suministrador de Último Recurso |
| UC | Usuario Calificado para ser representado en el MEM |
| UCPM | Usuario Calificado Participante de Mercado |
| UF | Usuario Final |

Prefacio

El contexto regulatorio y de mercado en México propician el desarrollo de sistemas de Generación Solar Distribuida (GSD).

México se encuentra dentro de los primeros 15 países con mayor potencial solar a nivel mundial con irradiaciones de entre 5 y 6 kWh/m²/día en el 90% del territorio.

Entre 2010 y 2015, los costos de los sistemas FV disminuyeron anualmente alrededor de 18% en América del Norte. Lo cual ha resultado en que la generación solar sea cada vez más competitiva ante diversas tarifas, por lo que múltiples empresas solares busquen captar esta oportunidad con instalaciones destinadas a beneficiar usuarios residenciales y PyMEs.

Al cierre del 2015, la CRE reporta una capacidad instalada de Generación Distribuida de c.118 MW, prácticamente duplicando la capacidad instalada con respecto a 2014. La tecnología solar fotovoltaica ha liderado el desarrollo de esta generación distribuida en México con 96% de la capacidad total: 62% con solar de pequeña escala (< 30kW), y 34% en solar de mediana escala (<500kW).

La CRE prevé que la capacidad instalada de Generación Distribuida llegue a c. 2,181 MW en el 2022.

Adicionalmente la Reforma Energética fortalece el rol de la Generación Limpia Distribuida a través de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética.

Resumen ejecutivo

Este documento presenta una guía para desarrollar la Generación Solar Distribuida en México, específicamente orientada a usuarios residenciales y PyMEs.

Debido a que una parte de la regulación aplicable a estos esquemas todavía se encuentra en proceso de elaboración o revisión por la CRE¹, este estudio presenta potenciales esquemas de participación privada en el despliegue de generación solar distribuida, ilustrando el rol e interacción de los Participantes de Mercado, las potenciales transacciones de productos, los modelos de negocios viables de acuerdo con la regulación actual, así como los potenciales contraprestaciones que se recibirían por esta generación.

A lo largo del estudio se presenta la regulación pendiente de definir para terminar de identificar la manera en que se llevará a cabo la generación solar distribuida en el nuevo esquema. Al final se presenta una tabla con esta información.

En la última sección se comenta sobre las mejores prácticas a nivel internacional, la evolución esperada de costos de la tecnología solar FV en aplicaciones distribuidas, sus tasas de penetración observadas a nivel internacional.

¹ Ya se tiene visión sobre el Código de Red, disposiciones generales de Suministro, requerimientos de Suministradores, Tarifa de Distribución, y tarifas de transmisión en el periodo transitorio 2016-2018

Contenido

| | |
|--|---------------|
| Glosario | iii |
| Resumen ejecutivo | iv |
| Breve descripción de la reforma energética y su implementación a la fecha | viii |
| ¿Cómo se transforma el sector eléctrico a partir de lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica? | viii |
| ¿Qué estipula la Ley de Transición Energética? | x |
| ¿Cuál es el proceso de implementación de la Reforma y los nuevos términos para la Generación Distribuida? | x |
| <i>Los participantes del sector eléctrico y el rol de la Generación Distribuida en el mercado</i> | xii |
| ¿Cómo participará en el nuevo mercado la Generación Distribuida? | xv |
| <i>Participación actual y prospectiva de la Generación Limpia Distribuida en México</i> | Error! |
| Bookmark not defined. | |
| <i>Productos que podrán comercializar las centrales eléctricas de Generación Solar Distribuida (GSD)</i> | xxii |
| ¿Qué Productos se pueden comercializar en el nuevo mercado por parte de la GSD? | xxiv |
| <i>Pagos que se realizarán por la energía y productos resultantes de la Generación Distribuida</i> | 31 |
| ¿Qué posibles modelos tarifarios se presentan para el reconocimiento de la Generación Distribuida? | 38 |
| <i>Modelos de negocio para la Generación Solar Distribuida</i> | xlili |
| ¿Qué modelos de negocio se utilizan para el desarrollo de proyectos de Generación Solar Distribuida? | xlili |
| ¿Cómo percibirán sus flujos de caja los usuarios finales y generadores exentos bajo cada uno de los modelos de negocio?..... | xlvi |
| A continuación se presenta un cruce entre los modelos de negocio y los potenciales esquemas de contraprestación para Generación Solar Distribuida:..... | xlviii |
| <i>Tendencias globales de la Generación Solar Distribuida</i> | 1 |
| Fuentes y Referencias | 60 |

Breve descripción de la reforma energética

Breve descripción de la reforma energética y su implementación a la fecha

La reforma energética en materia del sector eléctrico abre el sector a la participación privada, lo que fomentará la competencia y fomentará la eficiencia de la cadena de suministro.

¿Cómo se transforma el sector eléctrico a partir de lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica?

La reforma plantea una transformación estructural del sistema eléctrico, pasando de un sistema donde la operación está centralizada y controlada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a un esquema de mercado competitivo donde estas decisiones son impulsadas por las fuerzas de la demanda y la oferta.

La Figura 1 muestra un resumen del cambio en la estructura del sector, donde la CFE pasa de controlar el sistema a ser una empresa productiva del Estado.

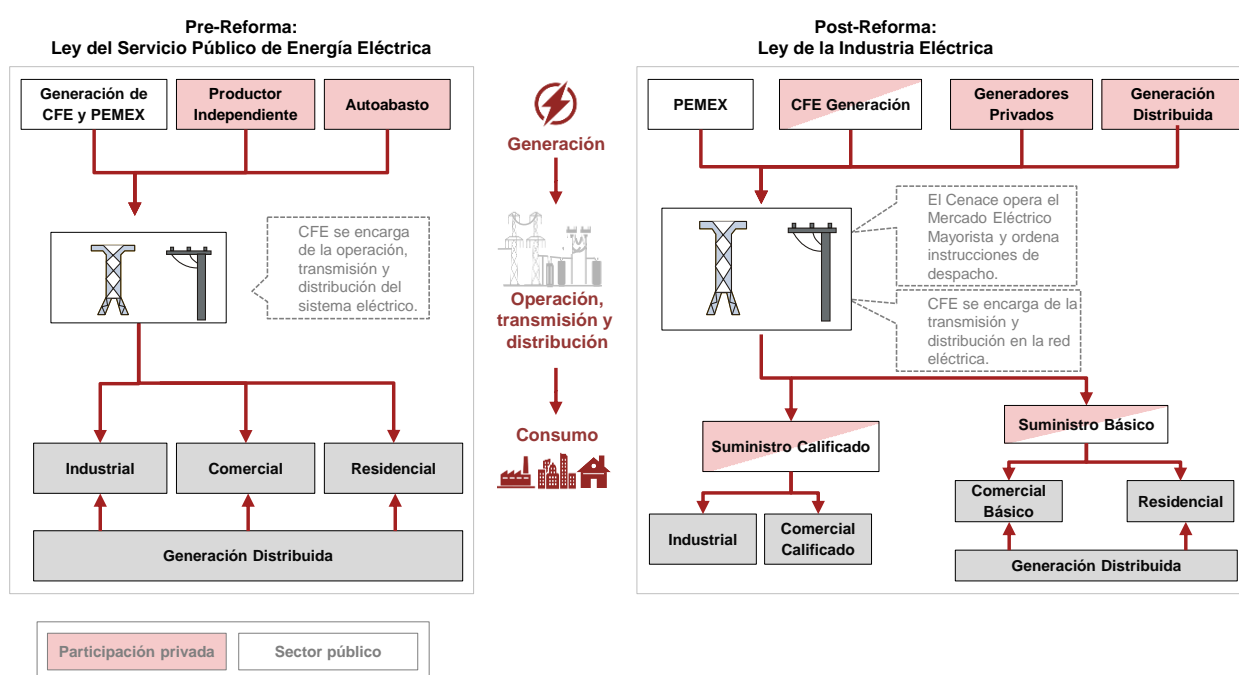


Figura 1. Resumen de la estructura del sistema eléctrico pre y post reforma (no exhaustivo) - Fuente: LIE, Sener, PwC

Durante el proceso de implementación de la Reforma la CFE será dividida² en diferentes subsidiarias y filiales de generación, transmisión, distribución y suministro. Los términos para la estricta separación legal de la CFE fueron publicados en enero 2016. La CFE mantendrá el control de la red eléctrica, mientras que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se establece como la entidad independiente encargada de operar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La CFE, a través de sus empresas de generación, deberá competir con generadores privados para el despacho de su capacidad, al igual que las empresas de suministro de la CFE, competirán con comercializadores y suministradores privados.

² Esta separación terminará de definirse a mediados de 2016, de acuerdo con los Términos para la estricta Separación de CFE emitidos el 11 de enero 2016. La CFE deberá establecer la separación contable, funcional y estructural que se requiera entre sus divisiones, regiones, Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y Empresas Filiales (EF) de acuerdo con la LIE. Para fomentar la operación eficiente del sector eléctrico, la CFE deberá crear el número de empresas de generación que defina la SENER en los acuerdos de asignación de activos correspondientes

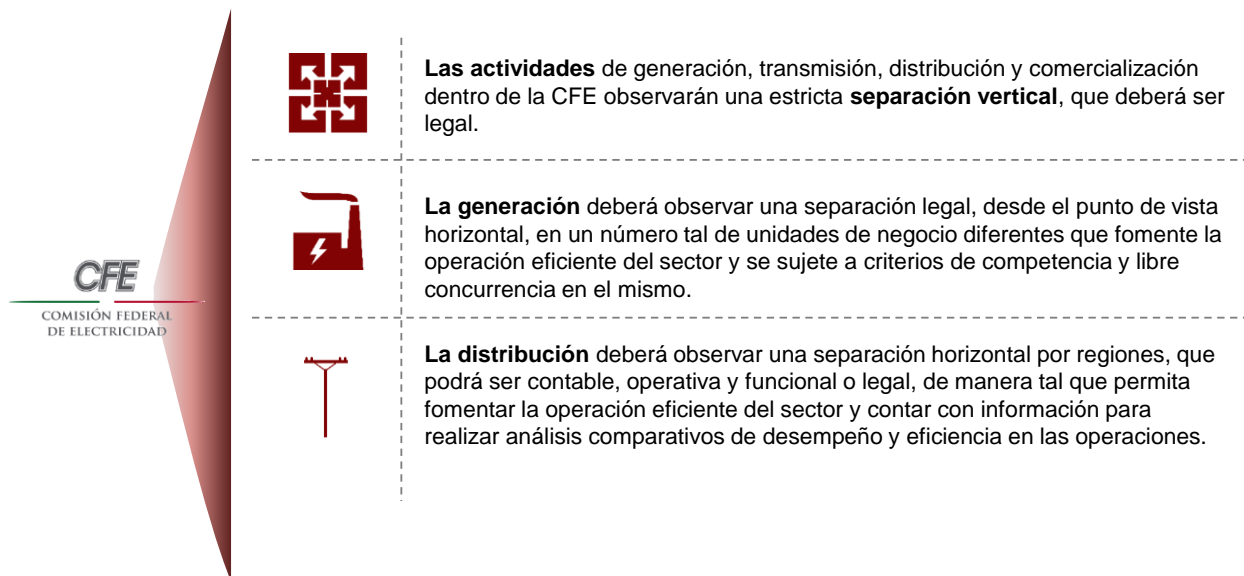


Figura 2. Separación de la CFE en la actividad de generación – Fuente: Términos para la estricta Separación de CFE, Análisis PwC

Además de los cambios operativos a la CFE que la ley dictamina, la reforma establece un cambio regulatorio para lograr la implementación exitosa de la reforma y del mercado eléctrico. La Figura 2 muestra diversas facultades de la CFE que fueron modificadas o asignadas a instituciones independientes a esta.



Figura 3. Facultades de la CFE e instituciones regulatorias pre y post reforma energética (no exhaustivo) - Fuente: LIE, Sener, CRE, CFE, PwC

Por su parte, la operación del mercado eléctrico se rige por las Reglas del Mercado, las cuales se componen de dos documentos, Las Bases del Mercado y las Disposiciones Operativas. Una vez publicadas, la responsabilidad de mantenerlos relevantes y administrar el proceso de actualización de estos documentos pasa a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y al CENACE, respectivamente.

Las Disposiciones Operativas del Mercado incluyen manuales, bases operativas, criterios, guías, y procedimientos que definen los procesos del mercado.

Como base para lograr los objetivos de la reforma, la ley establece el MEM, por medio del cual la demanda de energía eléctrica podrá ser satisfecha a través de ofertas competitivas de generadores. El MEM es controlado por el CENACE, organismo independiente a los Participantes del Mercado.

¿Qué estipula la Ley de Transición Energética?

La Ley de Transición Energética, aprobada en diciembre de 2015, establece de qué manera y con qué instituciones e instrumentos alcanzará el país las metas de generación de energía a partir de Energías Limpias para 2024. Dichas metas fijan que el 25% de la generación eléctrica para el 2018 sea por parte de energías limpias aumentando a 30% para 2021 y 35% para 2024.

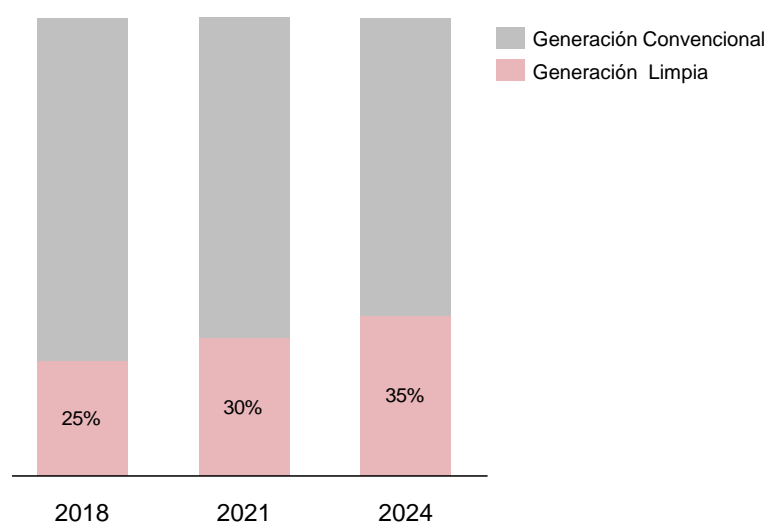


Figura 4. Ilustrativo de las Metas de Generación a 2024 y la hoja de ruta establecida en la Ley de Transición Energética - Fuente: LTE, PwC

De acuerdo con el PRODESEN 2015, en 2014 las tecnologías limpias representaban 20% de la generación limpia.

| | 2013 | 2014 | % del total en 2014 |
|-----------------------------|----------------|----------------|---------------------|
| Total (GWh) | 297,096 | 301,462 | |
| Convencional | 246,569 | 239,936 | 80% |
| Ciclo Combinado | 144,182 | 149,688 | 50% |
| Termoeléctrica convencional | 51,861 | 37,501 | 12% |
| Carboeléctrica | 31,628 | 33,613 | 11% |
| Turbogás | 7,345 | 6,985 | 2% |
| Combustión Interna | 2,231 | 2,269 | 1% |

| | | | |
|------------------------|---------------|---------------|------------|
| Lecho Fluidizado | 4,263 | 4,347 | 1% |
| Múltiple | 5,059 | 5,534 | 2% |
| Limpia | 50,527 | 61,526 | 20% |
| Renovable | 38,232 | 51,333 | 17% |
| Hidroeléctrica | 27,958 | 38,822 | 13% |
| Eólica | 4,185 | 6,426 | 2% |
| Geotérmica | 6,070 | 6,000 | 2% |
| Solar | 19 | 85 | 0% |
| Otras | 12,295 | 10,193 | 3% |
| Nucleoeléctrica | 11,800 | 9,677 | 3% |
| Bioenergía | 495 | 516 | 0% |
| Cogeneración eficiente | 0 | 0 | 0% |

Tabla 1. Desglose de generación por tecnología en 2013 y 2014- Fuente: SENER, Análisis PwC

¿Cuál es el proceso de implementación de la Reforma y los nuevos términos para la Generación Distribuida?

La Ley de la Industria Eléctrica fue publicada en Agosto 2014. A partir de esta fecha la implementación de la reforma ha avanzado. La SENER publicó la versión final de las Bases del Mercado Eléctrico en septiembre 2015, después de haber estado abiertas para consulta por parte de entidades con intereses en la industria eléctrica. El mantenimiento de las Bases ahora es responsabilidad de la CRE. Tras la publicación final de las bases, la SENER debe publicar las Disposiciones Operativas del Mercado. Las Disposiciones Operativas del Mercado incluyen manuales, bases operativas, criterios, guías, y procedimientos que definen los procesos del mercado.

CENACE publicó en julio 2015 los Criterios de Conexión de Centros de Carga e Interconexión de Centrales Eléctrica. La CRE publicó a finales de 2015 los permisos para los nuevos generadores y suministradores, así como los esquemas tarifarios de Suministro Básico, Último Recurso y las tarifas de transmisión para el período transitorio 2016-2018. En diciembre 2015 se aprobó la Ley de Transición Energética. En enero 2016 se publicaron los términos de separación de la CFE.

En el transcurso de 2016 se espera que la CRE publique las Disposiciones Generales de Suministro, así como las Disposiciones generales de Generación Limpia Distribuida donde se esperan aclarar un número de dudas, entre ellas los esquemas de contraprestaciones.

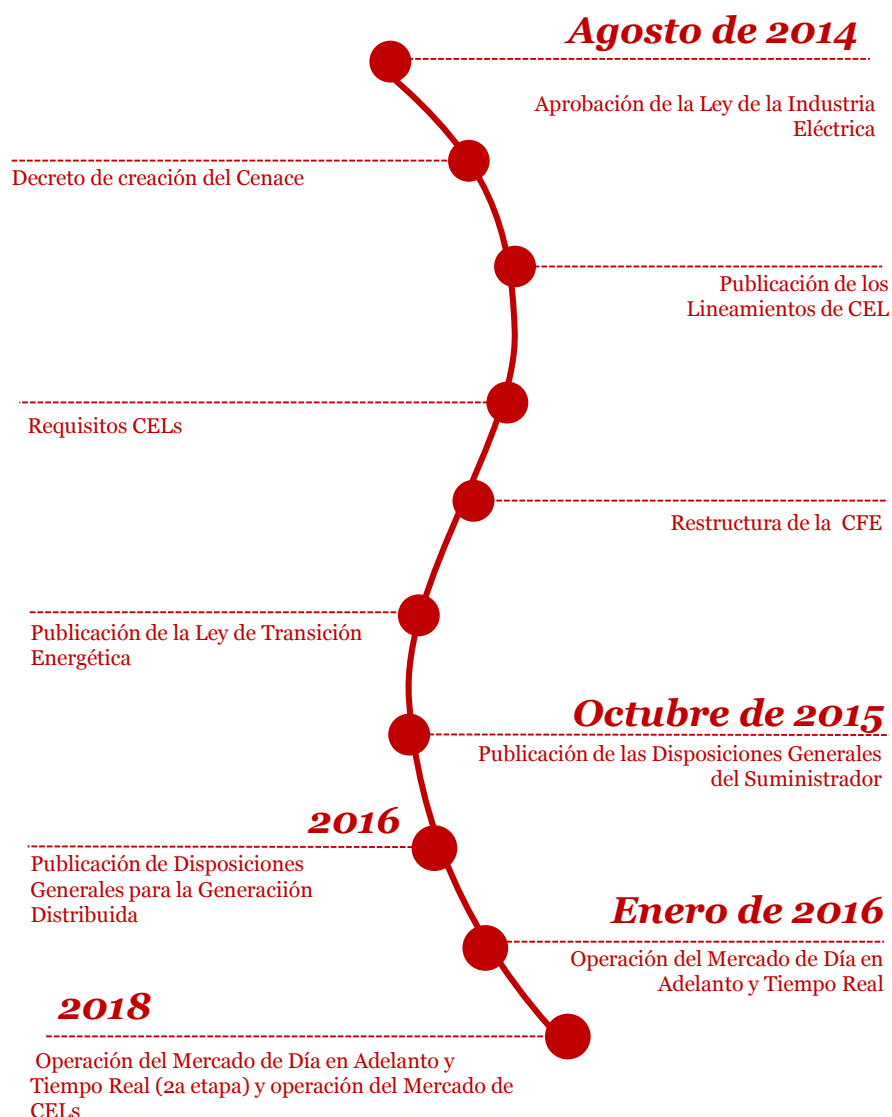


Figura 5. Proceso de desarrollo regulatorio para la implementación de la Reforma Energética y Generación Distribuida - Fuente: CRE, CENACE, Análisis PwC

¿Cuáles son los instrumentos de fomento vigentes para los proyectos de energías limpias?

Después de la Reforma Energética, algunos incentivos para proyectos de energías limpias³ han cambiado. Los permisionarios de centrales de generación bajo el régimen de pre-Reforma podrán decidir si prefieren mantener su status quo o migrar al nuevo régimen. Sin embargo, el arancel no aplica para proyectos solares FV.

³ Los incentivos pre-Reforma aplican a las energías renovables y a la cogeneración eficiente. Por otra parte los incentivos post-Reforma aplican a proyectos de energías limpias; el término Energías Limpias engloba aquellas citadas más adelante en el estudio, incluyendo entre otras: fuentes renovables, la cogeneración eficiente, la nuclear y la derivada de fuentes fósiles con captura y almacenamiento de carbón.

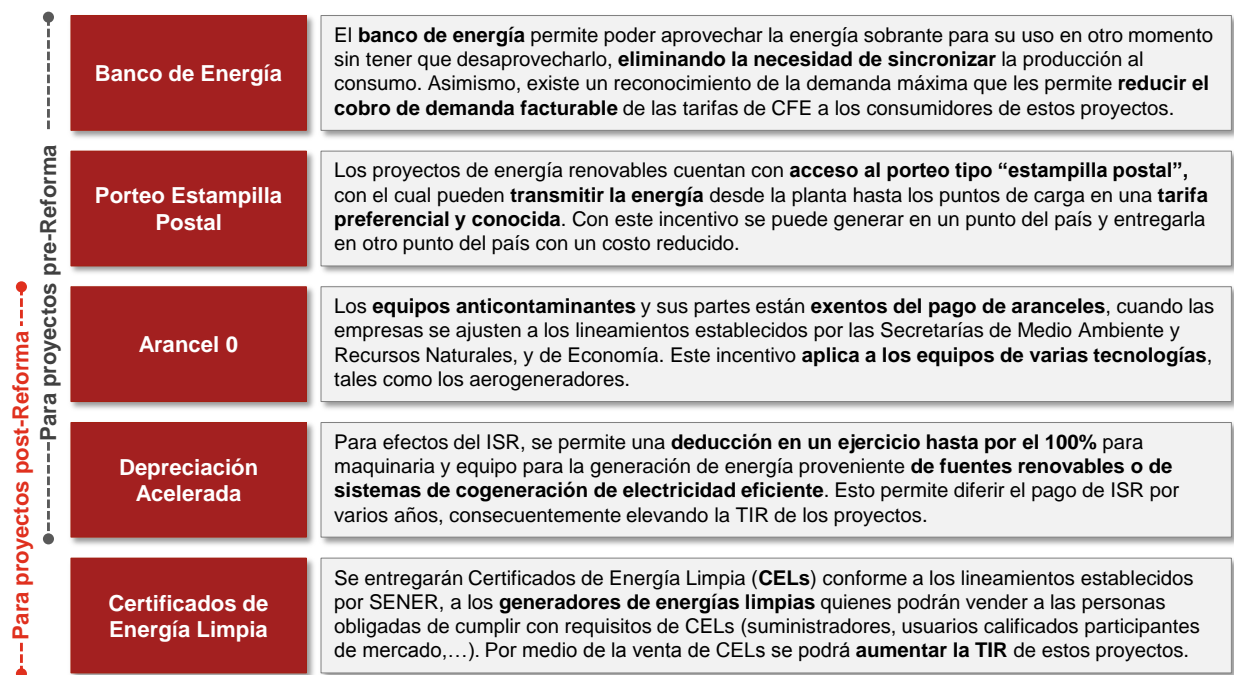


Figura 6. Incentivos para proyectos de energías limpias – Fuente: SENER, Análisis PwC

Sin embargo, en 2015 se modificaron las fracciones arancelarias de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación publicadas en el DOF el 23 de noviembre de 2012⁴ que eximían a los sistemas solares FV del pago de un arancel para incluir un arancel de ~15%⁵. Este arancel del 15% a paneles importados para proyectos solares FV podría tener un incremento en el costo de inversión de al menos 8%, lo que aumentaría un 6% el costo por generar energía eléctrica por medio de un sistema solar FV.

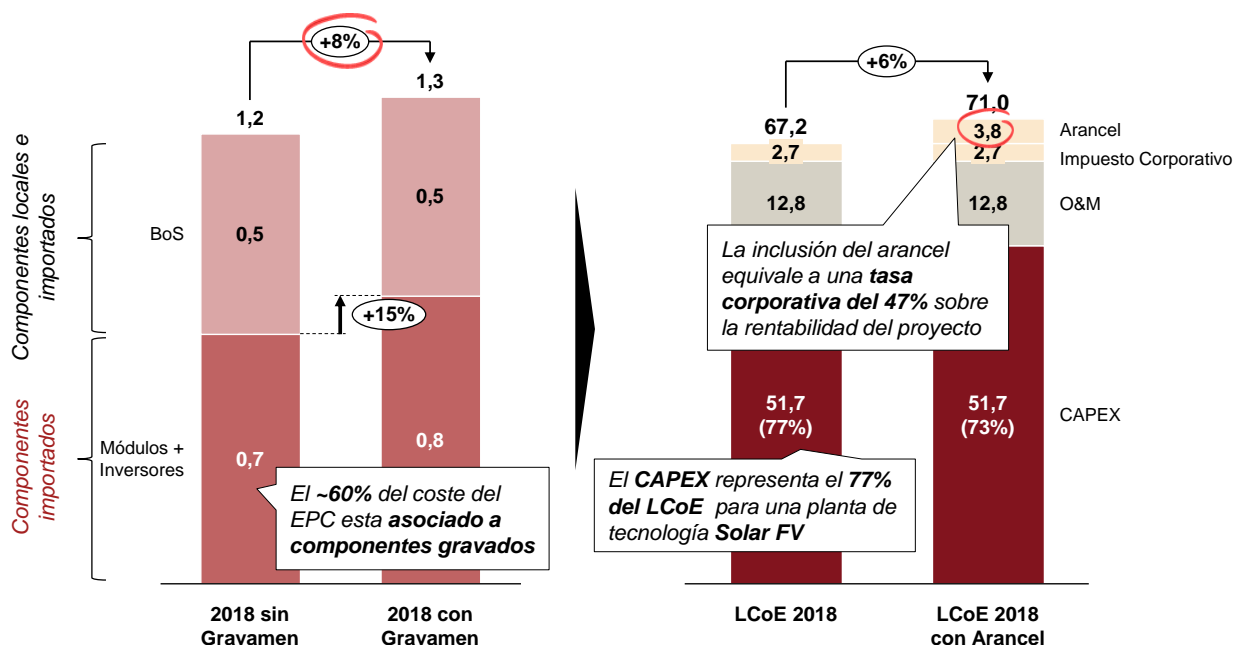


Figura 7. Variación del costo del CAPEX con la introducción del gravamen, 2014 USD/W – Fuente: Agora Energiewende | Current and Future Cost of Photovoltaics, GTM Research, Asolmex, Análisis PwC

⁴ http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5279005&fecha=23/11/2012

⁵ <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/arancel-de-15-frena-a-paneles-solares.html>

Los participantes del sector eléctrico y el rol de la Generación Distribuida en el mercado

La reforma separa la operación del mercado en cuatro actividades principales: *generación*, *transmisión*, *distribución*, y *suministro*, y define las entidades base del sistema como **Centrales Eléctricas** y **Centros de Carga**.

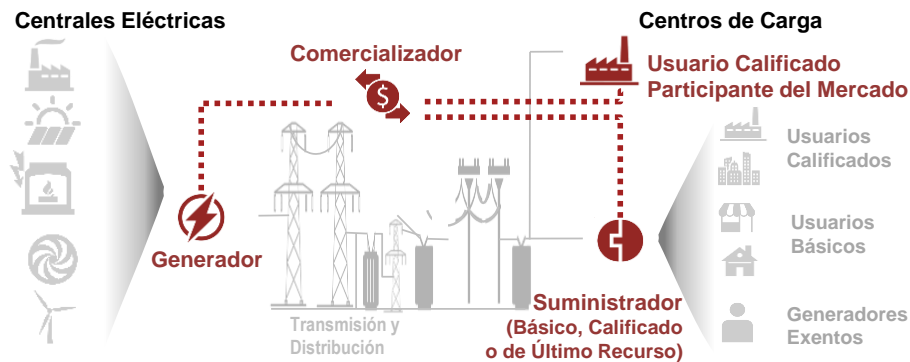


Figura 8. Participantes del Mercado Eléctrico- Fuente: LIE, Sener, PwC

De acuerdo con sus características, las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga son representadas en el mercado por diferentes tipos de Participantes del Mercado. , en la Figura 5.

¿Qué tipo de consumidores existen?

Un Usuario Final es una persona física o moral que adquiere energía eléctrica para su consumo dentro de sus instalaciones, es decir todo aquel consumidor con un contrato y punto de consumo, ya sea residencial, comercial, industrial o de otra índole. Estos usuarios finales pueden ser de distintos tipos:




| |  Usuario Calificado Participante de Mercado |  Usuario Calificado |  Usuario Básico |
|-----------------------------------|---|---|---|
| ¿Qué tipo de Usuario soy? | Tener una demanda ≥ 5 MW y un consumo de al menos 20 GWh anual | Reporten una demanda ≥ 2 MW de agosto 2015 a agosto 2016 ≥ 1 MW de agosto 2016 a agosto 2017 | Usuarios que no reúnan los requisitos para registrarse como UC o que decidan permanecer en Suministro Básico |
| ¿Qué tipo de suministro necesito? | No necesita Suministrador ya que el mismo representa sus cargas en el mercado | Suministrador de Servicio Calificado | Suministrador de Servicio Básico |
| Implicaciones | Debe cumplir directamente con obligaciones de CELs y Potencia Puede participar en Subastas y en el Mercado de Balance de Potencia para adquirir sus productos | El suministrador será el responsable del cumplimiento de las obligaciones de CELs y Potencia de los consumidores que represente Los cargos por CELs y Potencia serán libremente negociados entre las partes al igual que la energía | Compra de energía a través de tarifas reguladas El suministrador transferirá los costos de cumplimiento de CELs y potencia a través de los cargos realizados a los usuarios finales |

Figura 9. Ilustrativo de Usuarios y tipo de Suministrador correspondiente - Fuente: LIE, Análisis PwC

Un participante del mercado es toda persona que celebra un contrato respectivo con el CENACE, por lo que no todos los Usuarios son participantes del mercado.

Participantes del Mercado

| | |
|--|--|
| Generador | Representan en el mercado a una o varias Centrales Eléctricas (CE). Cualquier Central con capacidad >500 kW debe estar representada ante el mercado por un Generador. Centrales <500 kW pueden estar representadas por un Suministrador. |
| Generador Exento | Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley. |
| Suministrador | Representan las cargas de los Usuarios Finales, quienes pueden ser Básicos o Calificados ⁶ (ver Figura 3). El Suministrador será el responsable operativo y financiero de la carga del usuario ante el Cenace, y pueden ser de Servicios Básicos, Calificados, o de Último Recurso . Los Suministradores de Último Recurso administran el suministro eléctrico a Usuarios Calificados por tiempo limitado, bajo precios máximos establecidos por la CRE, cuando un Suministrador Calificado deje de proveer el servicio. Los Suministradores no representan la carga de los Usuarios Calificados Participantes del Mercado (UCPM), quienes representan sus propias cargas en el mercado. |
| Usuario Calificado Participante del Mercado | Son Usuarios Calificados que representan sus propias cargas en el mercado. Los Usuarios Calificados con demanda mayor a 5MW y consumo de al menos 20 GWh anual pueden participar directamente en el mercado como UCPM. Un Usuario Calificado puede agregar cargas con el fin de formar un grupo de interés económico y cumplir el requisito de carga. |
| Comercializador | Participantes que realizan actividades en el mercado sin representar activos físicos (por ejemplo la figura de <i>traders</i> en otros mercados). |



¿Cómo participará en el nuevo mercado la Generación Distribuida?

La Generación Distribuida se encuentra definida en el artículo 3 fracción XXIII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) como la “**Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:**

- **Se realiza por un Generador Exento;**
- **Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga,** en los términos de las Reglas del Mercado.”

La Ley de Transición Energética (LTE), aprobada en diciembre 2015, incluye una tercera característica para que la Generación Distribuida pueda ser considerada Generación Limpia Distribuida: “Se realiza a partir de Energías Limpias”.

⁶ Los Usuarios Calificados son aquellos que se registren ante la CRE con una carga eléctrica mínima de 3MW durante el primer año de vigencia de la LIE, 2MW durante el segundo año, y 1MW a partir del tercer año, es decir 2014, 2015 y 2016 respectivamente. Los Usuarios Básicos son todos aquellos Usuarios que no se registren como Usuario Calificado (el registro como Usuario Calificado es opcional para los usuarios que cumplen los requisitos).

| Tipo de Generación | Definida en | Realizado | Características |
|-------------------------------|-------------|---|--|
| Generación Distribuida | LIE |  por Generador Exento | <ul style="list-style-type: none"> Propietario o poseedor de Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso de generación (<0.5 MW y no representada por un Generador) Sólo podrán vender su energía eléctrica y Productos Asociados a través de un Suministrador (de Servicios Básicos^(a), de Servicios Calificados^(b), o de Último Recurso^(c) o dedicar su producción al abasto aislado^(d) |
| | |  en Circuito con alta concentración de Centros de Carga | <ul style="list-style-type: none"> En el momento de la interconexión de la Central Eléctrica o de la evaluación de la misma, se deberá cumplir al menos una de las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> La Capacidad Instalada de la Central Eléctrica debe ser menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien, La instalación de la Central Eléctrica debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución. |
| Generación Limpia Distribuida | LIE/LTE |  con Energías Limpias | <ul style="list-style-type: none"> Eólica; solar; maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal; geotermia; bioenergía (incluyendo biogás, biomasa); celdas de combustible de hidrógeno; hidroeléctricas; nucleoelectrica; cogeneración eficiente; térmicas con CCS^(e) |

(a) En el caso del SSB, la CRE emitirá los modelos de contrato y metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables, que reflejarán el valor económico que produzca al Suministrador
(b) Podrán vender a través de un SSC siempre y cuando las Centrales Eléctricas no compartan su medición con el Centro de Carga de un Usuario de Suministro Básico
(c) La CRE establecerá los mecanismos para la asignación de Usuarios Calificados y Generadores Exentos a los Suministradores de Último Recurso cuando se requiera
(d) Se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución
(e) El que estas tecnologías sean consideradas limpias dependerá de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT

Figura 10. Características de la Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida – Fuente: LIE, LTE, Bases de Mercado, Análisis PwC

La característica de **Generador Exento** se refiere a que el generador es “propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan⁷ con permiso para generar energía eléctrica” en términos de la LIE.

Las centrales que no requieren permiso son aquellas con capacidad menor a 0.5 MW y que no son representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con el Artículo 17 de la LIE.

Los Generadores Exentos sólo podrán vender su energía eléctrica y Productos Asociados a través de i) un Suministrador (como usuario básico o calificado)⁸ o ii) dedicar su producción al abasto aislado⁹.

De acuerdo con el Artículo 46 de la LIE, los Suministradores que representen a los Generadores Exentos requieren permiso de la CRE en modalidad de Suministrador.

De manera similar, un Usuario Final con Abasto Aislado, tendrá que obtener el respectivo permiso de Generación para la central de GLD¹⁰.

⁷ Las Centrales Eléctricas que actualmente no cuentan con permiso de generación son las de CFE. Sin embargo, esto debería ser temporal dado que el transitorio décimo primero de la LIE establece que la CFE o sus unidades a las que se asignen Centrales Eléctricas “deberán obtener los permisos de generación correspondientes”

⁸ En cuanto a la venta de energía y productos con un Suministrador de Servicios Básicos (SSB), la CRE emitirá los modelos de contrato y metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables, que reflejarán el valor económico que produzca al Suministrador. Si los Generadores Exentos vendieran energía eléctrica y Productos Asociados a través de un Suministrador de Servicios Calificados (SSC), las Centrales Eléctricas no podrán compartir su medición con el Centro de Carga de un Usuario de Suministro Básico. Cuando el SSB o el SSC incumplan sus pagos de garantías o dejen de prestar servicio a un Generador Exento, el Suministrador de Último Recurso (SUR) comprará su producción hasta en tanto el Generador Exento contrate nuevamente la compraventa o el Suministro Eléctrico bajo cualquiera de las modalidades existentes.

⁹ Se entiende por Abasto Aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. El abasto aislado no se considera Suministro Eléctrico.

Las Centrales Eléctricas pueden destinar toda o parte de su producción para fines de Abasto Aislado. Las Centrales Eléctricas que destinen parte de su producción para fines de abasto aislado podrán ser interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación en modalidad de Generador o Generador Exento, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

Los Centros de Carga podrán satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica por el abasto aislado. Los Centros de Carga que satisfagan parte de sus necesidades de energía eléctrica mediante el abasto aislado podrán ser conectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la compra de energía eléctrica y Productos Asociados, en modalidad de Usuario de Suministro Básico, Usuario de Suministro Calificado o Usuario Calificado Participante del Mercado, siempre y cuando se celebre el contrato de conexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

¹⁰ Los modelos de contrato y el esquema de contraprestaciones serán definidos por la CRE









| Posibilidad de vender | | A través de | Condiciones |
|--|---|---|--|
|  Generador exento |  Energía |  Suministrador de Servicios Básicos | <ul style="list-style-type: none"> La CRE emitirá los modelos de contrato y metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables, que reflejarán el valor económico que produzca al Suministrador. |
| |  Potencia |  Suministrador de Servicios Calificados | <ul style="list-style-type: none"> Siempre y cuando las Centrales Eléctricas no compartan su medición con el Centro de Carga de un Usuario de Suministro Básico |
| |  Certificados de Energía Limpia (CELs) |  Suministrador de Último Recurso | <ul style="list-style-type: none"> En caso de incumplimiento de las obligaciones de pago o de garantía de un SSC, o cuando un SSC deje de prestar servicios a un Generador Exento por cualquier motivo, sin que éstos hayan elegido otro Comercializador, el SUR correspondiente comprará la producción de los Generadores hasta en tanto éstos contraten la compraventa bajo cualquiera de las modalidades existentes |
| | |  Abasto aislado | <ul style="list-style-type: none"> La generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red T&D. Las Centrales Eléctricas que destinen parte de su producción para fines de abasto aislado podrán ser interconectadas a la Red de T&D para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables |

Figura 11. Condiciones aplicables a los Generadores Exentos - Fuente: LIE, Bases del Mercado, Análisis PwC

De acuerdo con las Disposiciones de la CRE para el Suministro Eléctrico, **cuando el Usuario de Suministro Básico** tenga la capacidad de operar ya sea como Centro de Carga, retirando energía de la red, o como Generador Exento, inyectando energía a la red, en baja o media tensión, en modalidad individual o colectiva, en GD o GLD, deberá firmar 2 contratos con su Suministrador de Servicios Básicos: uno como Usuario Final o Centro de Carga, y otro como Generador Exento. En este caso el SSB representará al Generador Exento ante el MEM para la venta de excedentes de energía y productos asociados, así como para la comercialización de los CEL que se hayan generado¹¹. Adicionalmente, el GE debe interconectarse a la red bajo el código de red¹²

Si los Generadores Exentos destinan toda o parte de su producción para fines de abasto aislado, estos no tendrán que ser representados por Suministrador, ni cuando dichos Generadores Exentos se interconecten a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes fuera del MEM, caso en el cual los CEL que sean generados podrán comercializarse a través de contratos bilaterales.

Un **Generador en modalidad de abasto aislado que decida interconectarse** al sistema, se sujeta a las bases del mercado anteriormente estipuladas. Establecido en las Bases del Mercado¹³ como, “Las Unidades de Central Eléctrica dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de interconexión correspondiente y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

Deben ser representadas por un Generador si tienen capacidad mayor a 0.5 MW o si tienen capacidad menor y optan por obtener permiso de Generación. Asimismo, **deben ser representadas por un Suministrador si tienen capacidad menor a 0.5 MW y no optan por obtener permiso de Generación.**

Los Centros de Carga dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de conexión y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. Deben representarse a sí mismas como un Usuario Calificado Participante del Mercado o ser representadas por un Suministrador

(iii)

¹¹ Los contratos emitidos por la CRE deberán definir cómo se hace el reconocimiento de los CELs

¹² Código de red: Los criterios establecidos por la CRE que contienen los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, acceso y uso de la infraestructura eléctrica aplicables a todas las condiciones operativas que se puedan presentar, en cumplimiento con los aspectos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

¹³ Artículo 3.3.26. (e). (i) de las Bases de mercado Eléctrico. DOF

En el art. 46 de la LIE también se establece que las siguientes actividades **no se consideran comercialización**, por lo que no requieren permiso o registro:

- La venta de energía eléctrica de un Usuario Final a un tercero, siempre y cuando la energía eléctrica se utilice dentro de las instalaciones del Usuario Final, y
- La venta de energía eléctrica de un tercero a un Usuario Final, siempre y cuando la energía eléctrica se genere a partir de Generación Distribuida dentro de las instalaciones del Usuario Final.

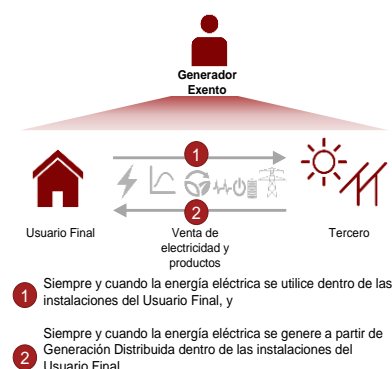


Figura 12. Condiciones de comercialización para un Generador Exento – Fuente: Análisis PwC

Es decir que un Generador Exento¹⁴ de permiso podría ser un Usuario Final o un tercero que venda su energía dentro de las instalaciones del Usuario Final

La segunda característica para calificar como Generación Distribuida se refiere a la **alta concentración de Centros de Carga**. En las Base 3.3.7 de las Bases del Mercado Eléctrico, se establecen los siguientes criterios para definir un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga:

- “En el momento de la interconexión de la Central Eléctrica o de la evaluación de la misma, se deberá cumplir al menos una de las siguientes condiciones:
 - la Capacidad Instalada de la Central Eléctrica debe ser menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien,
 - la instalación de la Central Eléctrica debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.
- El circuito de distribución incluye todos los equipos de distribución entre la Central Eléctrica y las subestaciones de distribución pertenecientes a las Redes Generales de Distribución.
- **Se supondrá que todas las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW conectadas a las Redes Generales de Distribución cumplen con los criterios antes mencionados;** este supuesto sólo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario.”¹⁵

La tercera característica, incluida en la LTE, para calificar como **Generación Limpia Distribuida** se refiere a que ésta sea realizada por Energías Limpias. La LTE hace referencia a las energías limpias definidas en la LTE en el art. 3, las cuales se definen como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:

- El **viento**;
- La radiación **solar**, en todas sus formas;
- La energía oceánica en sus distintas formas: **maremotriz**, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;
- El calor de los yacimientos **geotérmicos**;
- Los **bioenergéticos** que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;
- La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;

¹⁴ Las Empresas de la CFE que realicen actividades de Suministro Básico no podrán realizar directa ni indirectamente actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, salvo cuando la actividad de Generación o Comercialización consista en representar a Generadores Exentos en el MEM en términos de lo previsto en el artículo 46 de la LIE

¹⁵ En las estadísticas de generación de pequeña escala la CRE diferencia entre proyectos de pequeña escala (<30 kW) y mediana escala (<500 kW)

- La energía generada por el **aprovechamiento del hidrógeno** mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la SEMARNAT en su ciclo de vida;
- La energía proveniente de centrales **hidroeléctricas**;
- La energía **nucleoeléctrica**;
- La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la SEMARNAT;
- La energía generada por centrales de **cogeneración eficiente** en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT;
- La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT;
- La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la SEMARNAT;
- Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y
- Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

Estas fuentes son consideradas limpias por lo que la Generación Limpia Distribuida debe partir de una de las fuentes enlistadas anteriormente.

¿Cómo se llevarán a cabo los flujos de energía y pagos entre los distintos participantes de generación distribuid y participantes de mercado?

Existen distintos flujos de energía y de pagos entre Generador Exento, Distribuidor, Suministrador Básico o Calificado, Usuarios Finales y el MEM.

El siguiente diagrama muestra los flujos de energía como producto y los pagos por la misma entre los participantes de mercado. CFE, al mantener el monopolio natural de las redes de transmisión y distribución, es el único distribuidor mientras que distintas empresas pueden contar con el papel de Suministrador.

Bajo el esquema de Abasto Aislado el Suministrador resulta ser el mismo generador siempre y cuando este se mantenga aislado de la Red Nacional y no interconectado, una vez que un generador de Abasto Aislado opte por interconectarse debe sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.¹⁶

¹⁶ Artículo 3.3.26. (e). (i) de las Bases de mercado Eléctrico. DOF

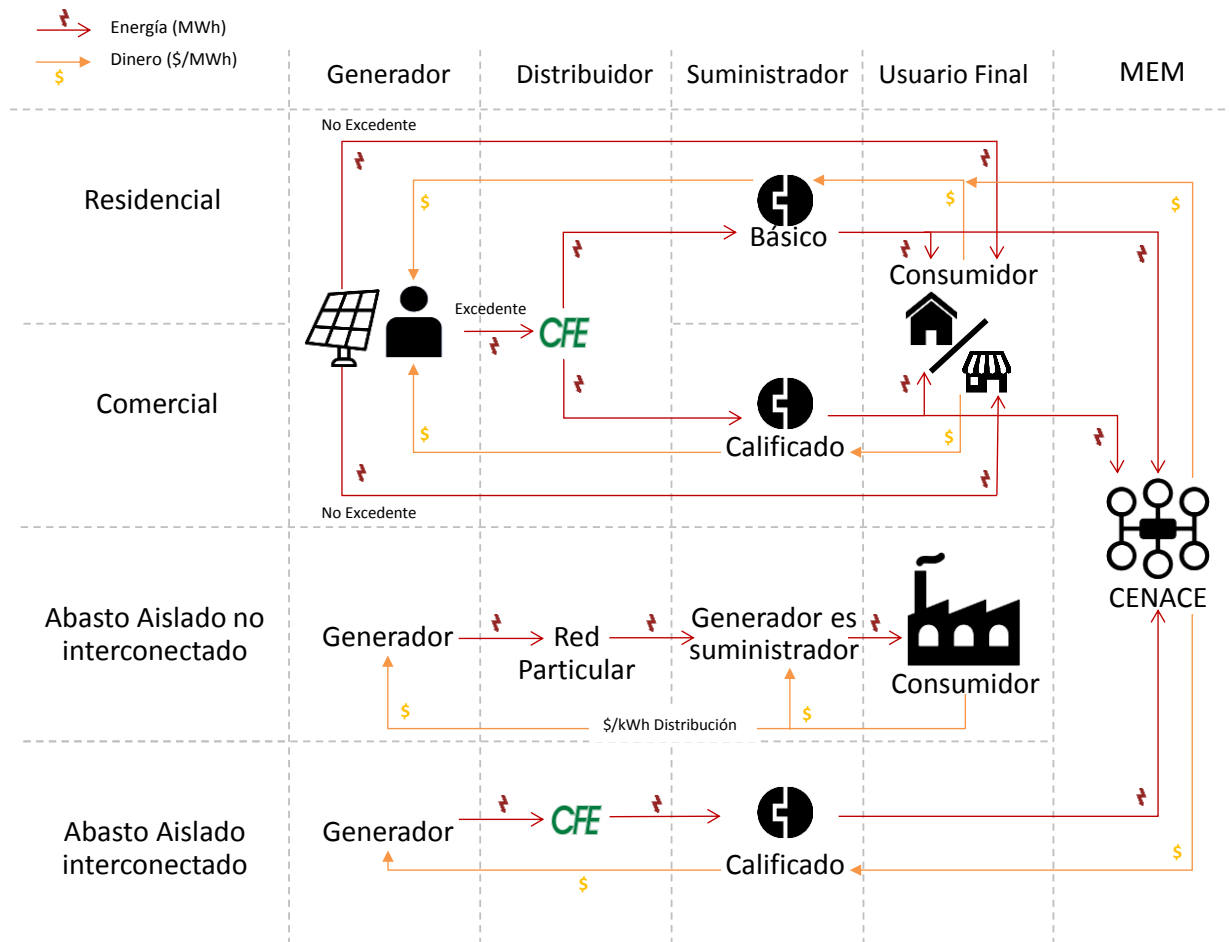


Figura 13. Ilustrativo de flujos de energía (MWh) y dinero (\$/MWh) entre agentes involucrados en la generación limpia distribuida – Fuente: Análisis PwC en colaboración GIZ

*Participación
prospectiva de la
Generación Limpia
Distribuida en México y
Productos que podrán
comercializar en el nuevo
mercado*

Participación actual y prospectiva de la Generación Limpia Distribuida en México

A través del contrato de interconexión se reconoce que un sistema de Generación Distribuida acredite la energía generada y enviada a la red eléctrica. Antes de la reforma, los requisitos para realizar un contrato de interconexión en pequeña / mediana escala con CFE eran cumplir con el nivel de capacidad y tensión explicados en la figura 11, además de tener un contrato de suministro normal en baja / media tensión y que las instalaciones cumplieran con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE.




| |  Usuario |  Capacidad |  Tensión |
|----------------|---|---|---|
| Pequeña Escala | Residencial | < 10 kW | BT (< 1 kV) |
| | Comercial | < 30 kW | BT (< 1 kV) |
| Mediana Escala | General | < 500 kW | MT (<69 kV) |

Figura 14. Definición de Contrato de Interconexión Pequeña y Mediana Escala – Fuente: CRE, Análisis PwC

Al cierre del 2015, la CRE reportó una capacidad instalada de Generación Distribuida de c.117 MW, siguiendo una tasa promedio de crecimiento del 275% de 2007 a 2015. La tecnología solar fotovoltaica ha liderado el desarrollo de esta generación distribuida en México con 97% de la capacidad total.

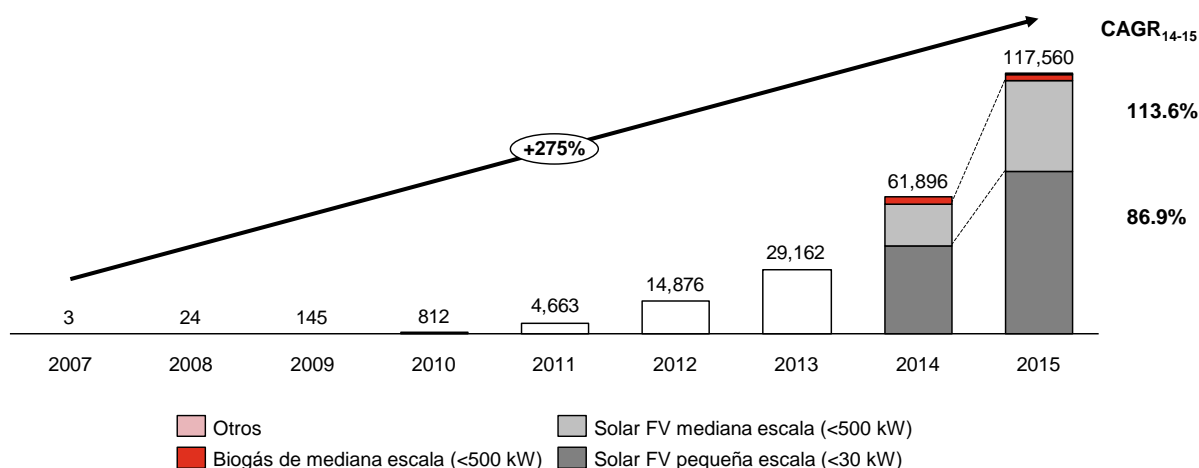


Figura 15. Evolución de la capacidad de generación distribuida 2007-2015 y desglose de la capacidad por tecnología en 2015 (kW) – Fuente: SENER, CRE, CFE

El 88% de los contratos de ha firmado con personas físicas, sin embargo la capacidad instalada con personas físicas solo representa el 60%.

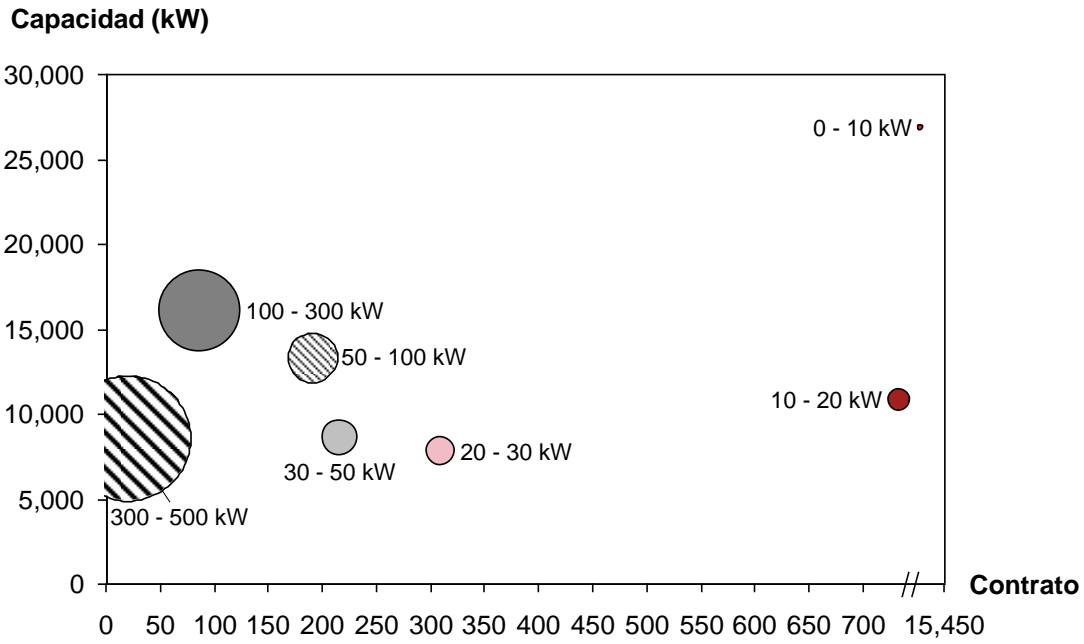


Figura 16. Contratos de Interconexión por rangos de capacidad instalada, dic 2015 – Fuente: CRE, CFE

La CRE estima que si se mantiene la tendencia de contratos en pequeña y mediana escala a 2022 se podría alcanzar 286,918 contratos lo que podría equivaler a 2,181 MW

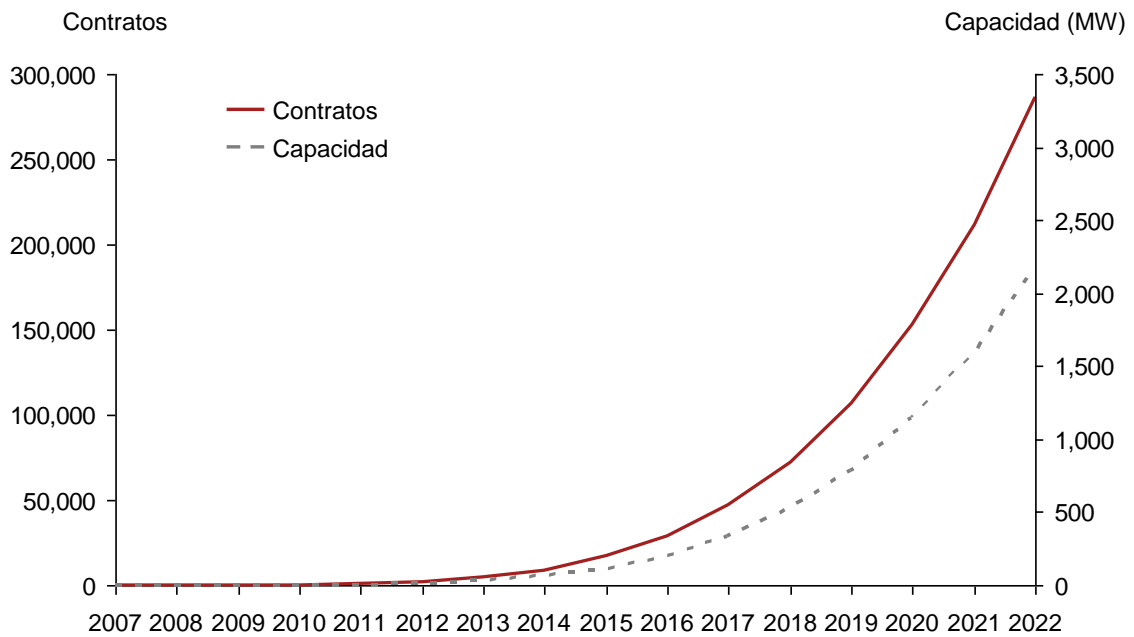


Figura 17. Contratos de Interconexión por rangos de capacidad instalada, dic 2015 – Fuente: CRE, CFE

Productos que podrán comercializar las centrales eléctricas de Generación Solar Distribuida (GSD)

¿Qué Productos se pueden comercializar en el nuevo mercado por parte de la GSD?

Los productos que se comercializarán en los nuevos mercados son Energía, Potencia, Certificados de Energía Limpia, Servicios Conexos y Derechos Financieros de Transmisión.

Estos productos cumplen con distintos objetivos para el correcto funcionamiento del sistema:

| Producto | Mercado | | | Periodicidad | Objetivo |
|---|-----------------|-----------------------------|--------------|----------------------------------|--|
| | Spot | Subastas | Bilateral | | |
|  Energía | ✓ ✓ | ✓ 3 años ✓ 15 años | ✓ | Diario, Horario | El objetivo de este producto es que en cada momento operen las plantas más baratas para lograr cubrir la demanda de electricidad |
|  Potencia | | ✓ 3 años ✓ 15 años | ✓ | Anual | Contar con suficientes plantas eléctricas disponibles para poder enfrentar las horas de demanda pico |
|  Certificados de Energía Limpia | ✓ ✓ | | ✓ 20 años | Según requerimientos CRE (Anual) | Garantizar un mínimo de generación con energías limpias a través del establecimiento de requerimientos de cumplimiento de tenencia de CELs para los representantes de Centros de Carga |
|  Servicios conexos | ✓ ✓ | | | Diario, Horario | Buscan garantizar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y pueden o no estar incluidos en el mercado. Representan una obligación para los participantes del mercado. |
|  Derechos Financieros de Transmisión | ✓ ✓ | | | Anual (mensual en segunda etapa) | Dan certeza a los consumidores y generadores de poder vender y comprar energía eléctrica a un precio fijo en un punto en la red |
| Periodicidad | Diario, Horario | Anual | NA | | |

Figura 18. Ilustrativo de los productos que se podrán comercializar en el mercado – Fuente: SENER, Análisis PwC

A pesar de que las Disposiciones para Generación Distribuida aún no son publicadas, se podría asumir que este tipo de centrales **podrán estar ofreciendo por lo menos Energía, Servicios Conexos, Potencia y CELs**. Se espera que los modelos de contrato que establecerá la CRE definan la manera en la que se reconoce la compensación de obligaciones de Potencia y CELs, así como el pago por energía generada y servicios conexos proporcionados

La **Potencia** se refiere a un producto que los Generadores pueden ofrecer mediante el cual se adquiere la obligación de asegurar la **disponibilidad de la producción física** y ofrecer la energía correspondiente en el MTR y MDA.

La disponibilidad de producción física se basará en la disponibilidad de generación promediada en las 100 horas críticas del sistema interconectado o zona de Potencia correspondiente¹⁷. Estas 100 horas críticas son las de demanda máxima para 2016 y 2017; a partir de 2018 serán las 100 horas de menores reservas de generación.

¹⁷ Actualmente existen **3 Zonas de Potencia**: el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur

Las centrales eléctricas firmes e intermitentes tendrán diferentes reconocimientos de Potencia. Para las primeras bastará con estar disponibles, mientras que las **intermitentes (como la GSD)** tendrán que haber estado generado **en las horas críticas para que se les reconozca este producto.**

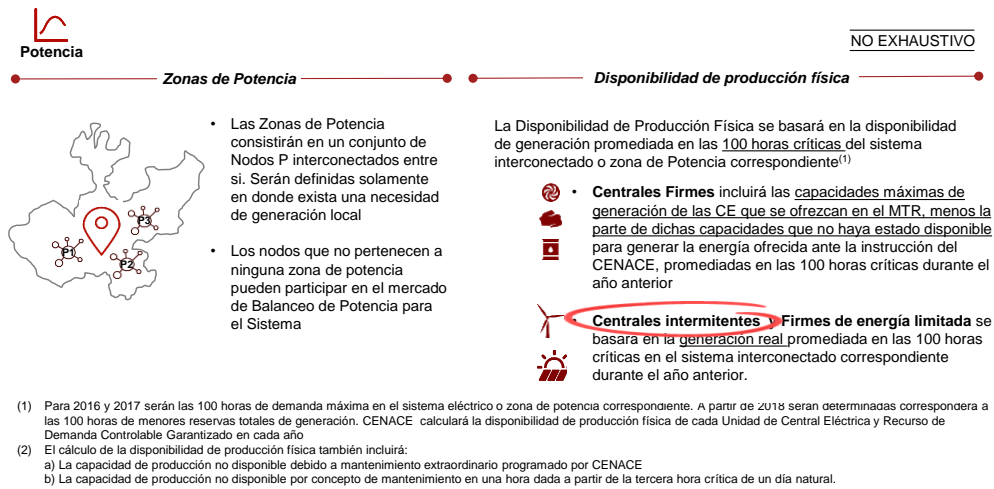


Figura 19. Características generales del Mercado de Potencia – Fuente: Bases del Mercado Eléctrico, Análisis PwC

Por su parte, las Entidades Responsables de Carga deberán cubrir sus requerimientos de potencia por medio de contratos bilaterales con Generadores o reducir este requerimiento gracias a la Generación Solar Distribuida que vaya compensando la necesidad de potencia en los centros de carga correspondientes.

Para que el Suministrador que representa a la Generación Solar Distribuida o el generador de Abasto Aislado con Generación Solar Distribuida puedan ofertar potencia, tendrán que i) ofertar que estarán disponibles en las 100 horas de reservas mínimas del sistema al año y ii) haber generado electricidad durante estas horas. Estas horas críticas podrán moverse año con año (ver Figura 18), por lo que podría resultar en un riesgo que el representante en mercado de la GSD oferte este producto.

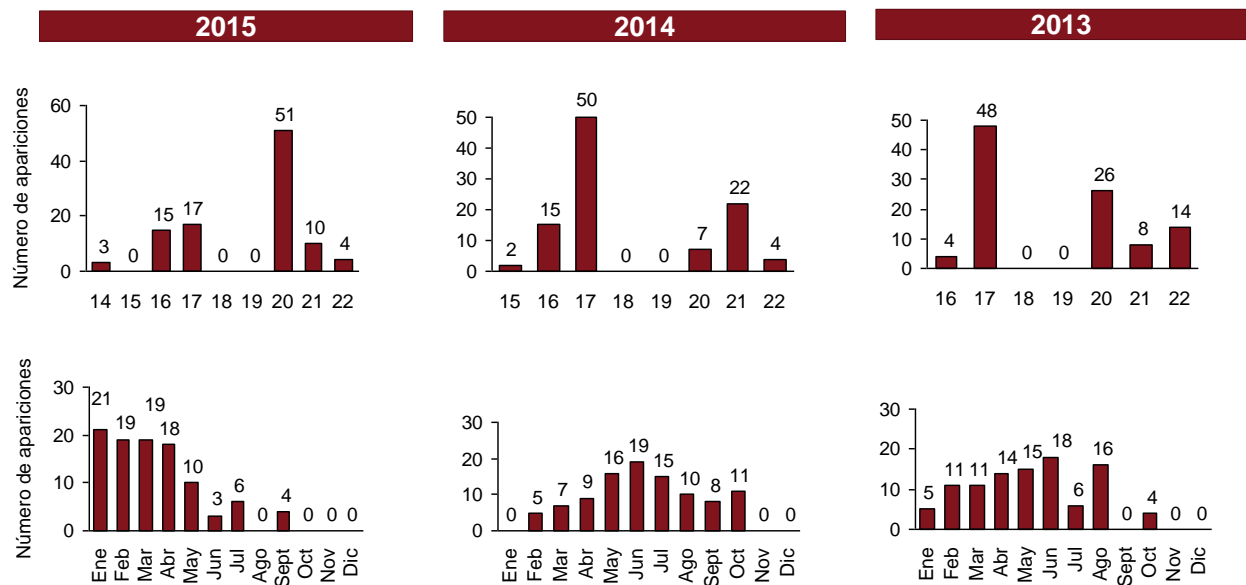


Figura 20. Histogramas de horas de reservas mínimas anuales y mensuales – Fuente: CENACE, Análisis PwC

Por otra parte, los CELs son el instrumento por medio del cual las ERC acreditan la cantidad de energía limpia requerida ante la CRE. De acuerdo con las metas de generación limpia establecidas en la LIE, las ERC deben acreditar un porcentaje de su consumo eléctrico como energía limpia.

Fundamentalmente, el precio de los CELs 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 CELs** en el mercado **dependerá del balance de oferta y demanda**, y de la expectativa a mediano plazo de la disponibilidad de certificados.

Tanto **los Suministradores**, como los Usuarios Finales con Abasto Aislado **estarán obligados a cumplir con los requisitos de CELs**. Las centrales de Generación Solar Distribuida que representen Suministradores o generen dentro de las instalaciones de Usuarios Finales con Abasto Aislado podrían compensar parte o la totalidad de sus requerimientos.

Para el 2018, cuando comenzará el mercado de CELs, el requisito de CELs para las ERC es del 5%¹⁸ de la demanda anual. Y actualmente se encuentra en COFEMER que para el 2019 será del 6.9% el requisito de CELs

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



Figura 21. Participantes Obligados y potenciales vendedores de CELs – Fuente: Bases del Mercado Eléctrico, Análisis PwC

De acuerdo con los lineamientos de CELs, las centrales de GLD, tendrá derecho a un CEL por MWh de energía renovable, o un porcentaje de CEL por MWh de energía limpia no renovable, dividido por el **Porcentaje de Energía Entregada**.

¹⁸ Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de CEL en 2018 (DOF 31/03/2015). Los responsables de presentar CELs ante la CRE tienen la opción de diferir el 25% de su requerimiento el año siguiente, hasta por dos años, con un interés del 5% del diferimiento. De acuerdo con el transitorio 22° de la LTE, los **Participantes Obligados podrán diferir la Liquidación de hasta el 50%** de sus Obligaciones en cada periodo de obligación **entre 2018 y 2021**, si el mercado de CELs no es líquido, es decir **cuándo**:

I. Durante el año de aplicación de la obligación, la CRE determine que el número total de CELs registrados no cubra al menos el 70% del monto total de la obligación para cada uno de los dos primeros años, o
 II. Cuando el precio implícito de los CELs, calculado por la CRE de acuerdo a la metodología que para ese efecto desarrolle, **resultado de las subastas de suministro básico** cuya fecha de operación estándar sean los años 2018, 2019, 2020 y 2021, sea mayor a 60 Unidades de Inversión (UDIs).”

Este Porcentaje de Energía Entregada se refiere al “total de energía eléctrica consumida en los Centros de Carga y en los Puntos de Carga, dividido por el total de energía eléctrica generada en las Centrales Eléctricas en el año anterior, calculado por el CENACE.”

Por lo tanto, **las centrales de GLD con excedentes en generación tendrán un reconocimiento de CELs mayor que una que sólo permita abastecer parcial o totalmente el consumo.**

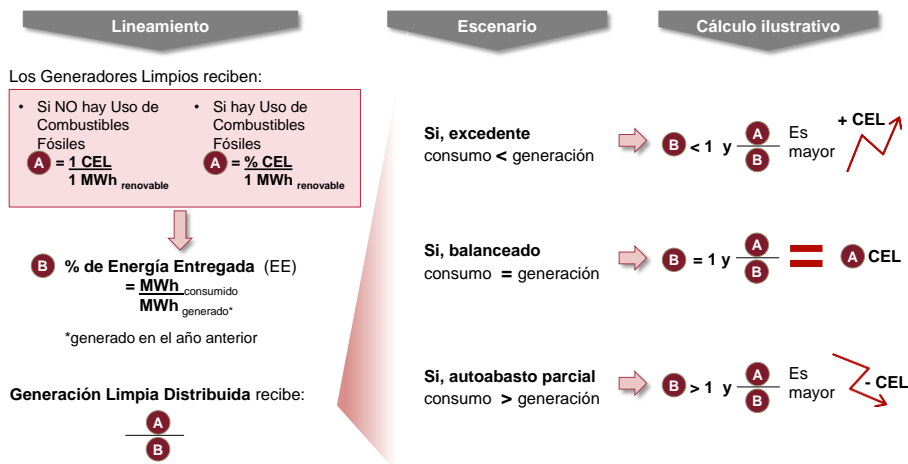


Figura 22. Condiciones aplicables a los CELs provenientes de la Generación Limpia Distribuida – Fuente: Lineamientos CEL, Análisis PwC

Por ejemplo, una casa con un sistema solar FV de 1.2 kW de capacidad con factor de planta igual a 25% y con un consumo promedio de 0.8 kW con un factor de carga de 40% estaría generando más CELs de los que requiere para cubrir su 5% de requerimiento (2.43 CELs generados al año vs 0.14 CELs requeridos en 2018).

| | Consumo | Generación |
|---------------------------------------|--|---|
| Capacidad (kW) | 0.8 | 1.2 |
| Factor de Carga / Planta(%) | 40% | 25% |
| Generación (kWh) | ~ 2,800 | ~2,600 |
| % de Energía Entregada ⁽¹⁾ | $\frac{E_{\text{consumida}}}{E_{\text{generada}}} = \frac{2,800}{2,600}$ | |
| CELs requeridos/ Generados en 2018 | $2.8 \times 5\% = 0.14$ | $\frac{2.6 \frac{\text{CEL}}{\text{MWh}}}{\% \text{ Energía Entregada}} = 2.43$ |

Figura 23. Ejemplo de cálculo de CELs requeridos y generados por un sistema de generación limpia distribuida – Fuente: Análisis PwC

Dichos CEL se reconocerán por parte del Suministrador que represente a cada Usuario Final con GLD. Por lo que le permitirán i) reducir su requerimiento de CELs para la carga del usuario con GLD, y ii) en el

caso de tener excedentes de GLD utilizar los CELs excedentes para cubrir los requerimientos de las demás cargas que represente ante el CENACE.

Por lo tanto, los CELs producidos por GLD podrán ser objeto de compra venta por parte del Suministrador reconocidos dentro del contrato de suministro, lo cual le daría al Suministrador la titularidad de dichos CELs.

En el caso de Abasto Aislado, el Generador los colocará en el MEM o los utilizará para cubrir las necesidades en el Centro de Carga que se encuentra dentro de las instalaciones de Abasto Aislado.

La liquidación de CEL hace que dichos CEL pierdan todo valor y no puedan ser comercializados nuevamente ni ser utilizados para liquidar obligaciones.

Los Suministradores deberán proveer la totalidad de los requerimientos de los Centros de Carga y Generadores Exentos que representen en el Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo energía, Potencia, Servicios Conexos, CELs, transmisión, distribución y control del sistema. El CENACE no tendrá relación directa con los Usuarios Finales o Generadores Exentos representados por los Suministradores.

Por lo tanto, la Generación Solar Distribuida, permite al Generador Exento comercializar diversos productos con el Suministrador, como Energía, y Servicios Conexos, así como permitirle cumplir con sus requisitos de Potencia y Certificados de Energía Limpia (CELs).

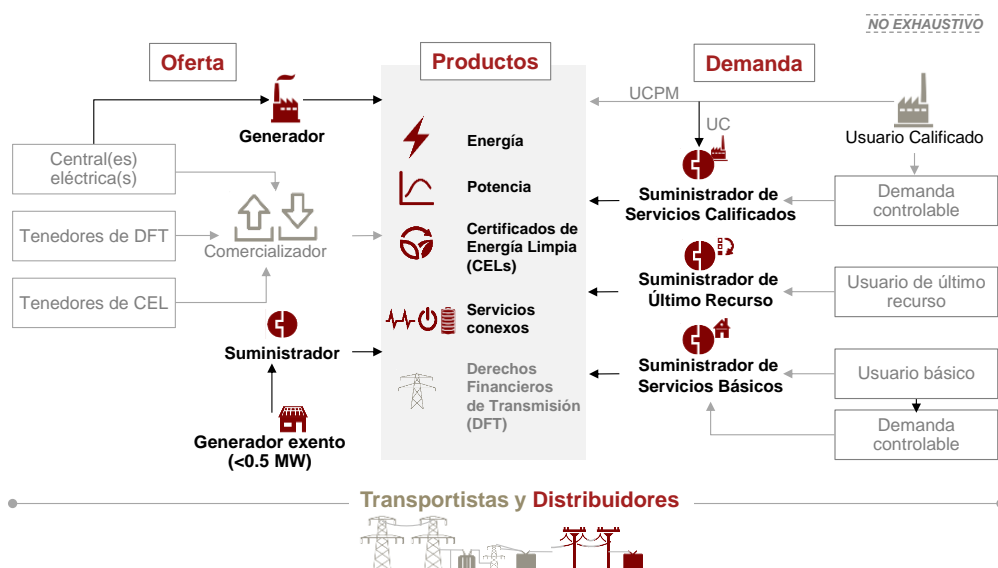


Figura 24. Productos y participantes ligados a la generación distribuida en el Mercado Eléctrico Mayorista – Fuente: CRE, LIE, Bases del Mercado, Análisis PwC

De acuerdo con las disposiciones de obligaciones de Suministradores, actualmente en revisión en COFEMER, este cálculo se debe hacer por los siguientes 18 años¹⁹ y se debe entregar antes del 30 de Julio del año en curso. “El reporte deberá incluir:

- El consumo máximo (MWh)
- El factor de carga promedio
- Demanda anual de potencia basada en lo estipulado en la LIE
- Demanda de CELs acorde con la SENER

¹⁹ De acuerdo con el borrador que se encuentra en COFEMER de las “Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Requisitos y Montos Mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la Energía Eléctrica, Potencia y CELs que suministrarán a los Centros de Carga que representen”

Deberán también tener suscritos los Contratos de Cobertura Eléctrica de compra anticipada de los porcentajes mencionados en el siguiente recuadro. Al igual, el Suministrador debe presentar dicho reporte anualmente. Por lo que la GSD permitiría compensar parte este requerimiento.

Los **porcentajes de obligación son distintos para el tipo de servicios que preste el suministrador**. El Suministrador de Servicios Básicos tendrá que reportar cómo va a lograr cubrir sus requisitos de Energía, Potencia y CELs de la siguiente manera:

| Años | Energía (GWh) | Potencia (MW) | CEL |
|----------------|----------------------------|---------------|------|
| 1 | 100% | 100% | 100% |
| 2 | 100% | 100% | 100% |
| 3 | 100% | 100% | 100% |
| 4 | Monto de CEL ²⁰ | 90% | 90% |
| 5 a 6 | Monto de CEL | 70% | 70% |
| 7 a 9 | Monto de CEL | 70% | 50% |
| 10 a 12 | Monto de CEL | 30% | 30% |
| 13 a 18 | Monto de CEL | 30% | 30% |

Tabla 2. Requisitos de cobertura del Suministrador de Servicios Básicos – Fuente: Disposiciones que establecen los Requisitos y Montos Mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la Energía Eléctrica, Potencia y CELs que suministrarán a los Centros de Carga que representen, Análisis PwC

Por su parte el Suministrador de Servicios Calificados, tendrá los siguientes requerimientos por año:

| Años | Energía | Potencia | CEL |
|----------------|--------------|----------|-----|
| 1 a 3 | 60% | 60% | 60% |
| 4 a 6 | Monto de CEL | 50% | 50% |
| 7 a 9 | Monto de CEL | 40% | 40% |
| 10 a 12 | Monto de CEL | 30% | 30% |
| 13 a 18 | Monto de CEL | 20% | 20% |

Tabla 3. Requisitos de cobertura del Suministrador de Servicios Calificados – Fuente: Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Requisitos y Montos Mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica que los Suministradores deberán celebrar relativos a la Energía Eléctrica, Potencia y CELs que suministrarán a los Centros de Carga que representen, Análisis PwC

Tanto usuarios residenciales representados en mercado por SSB, así como usuarios de PyMEs en tarifa 2, 3, OM y HM representados por SSC podrían permitirles cubrir parte de sus requerimientos por año en energía, potencia y CELs.

La contraprestación que se establecerá para reconocer la GSD deberá contemplar la compensación de requerimientos anuales para los Suministradores.

²⁰ “Significa un requerimiento en MWh igual al número de CEL necesarios para cubrir el requisito del año Correspondiente” Disposiciones de carácter general para los contratos de cobertura eléctrica.

***Pagos que se realizarán
por la energía y
productos resultantes de
la Generación
Distribuida***

Pagos que se realizarán por la energía y productos resultantes de la Generación Distribuida

¿Cuál es el esquema actual para tarifas de consumo?

Las tarifas de Servicio Público pre Reforma en México se dividen por sectores y por niveles de tensión. Dentro de dichos sectores, también se distinguen por región de país y por temperaturas a las que están expuestas dichas zonas. Actualmente existen 6 grandes grupos de consumidores (residencial, Público, Agrícola, Comercial, Empresa Mediana y Gran Industria):

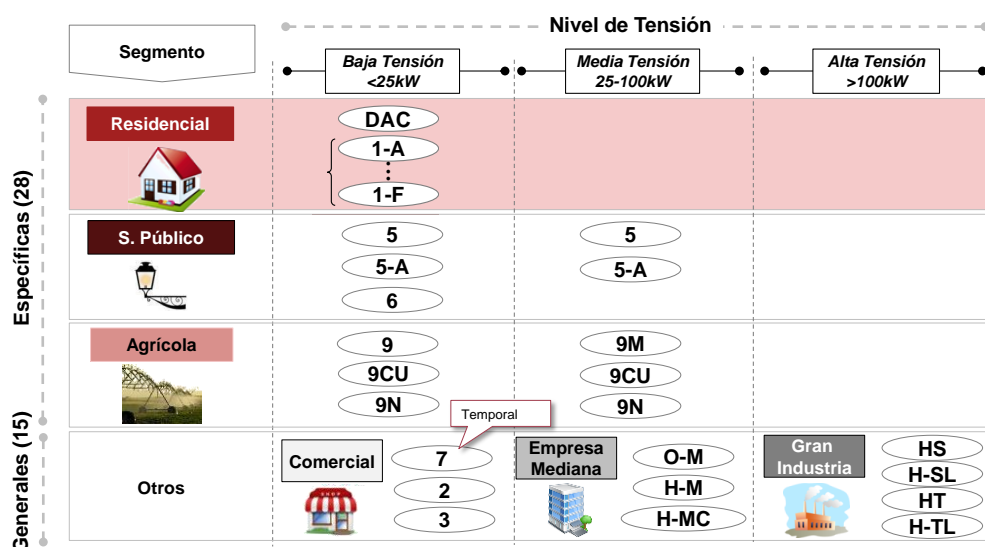


Figura 25. División de tarifas eléctricas de CFE pre Reforma por tipo de tarifa, sector, nivel de tensión – Fuente: SIE, CFE, Análisis PwC

Las tarifas Generales, en las que se encuentran los usuarios comerciales y de grande industria, reflejan en sus precios los costos reales de generación, transmisión, distribución, control del sistema y un margen para CFE; sin embargo las tarifas Específicas presentan subsidios para compensar que el precio de la tarifa es menor al costo de llevar la energía al punto de consumo.²¹

Los potenciales instaladores de Generación Distribuida en que se enfoca este reporte son 1) los usuarios residenciales, que se encuentran en tarifas 1 a 1F y DAC; 2) los usuarios en PyMEs que se encuentran mayoritariamente en las tarifas comerciales 2 y 3, y en menor medida en tarifas OM o HM.

Con base en la última información disponible de la segmentación de costos y subsidios por tarifa (2011) del total de monto del subsidio otorgado por SHCP, el 85% se destinó a los usuarios residenciales, 12.5% para el sector agrícola y un 2.5% para los servicios públicos (como alumbrado y bombeo de agua).

²¹ Existen algunas excepciones, como la tarifa DAC, 5 de alumbrado, entre otras

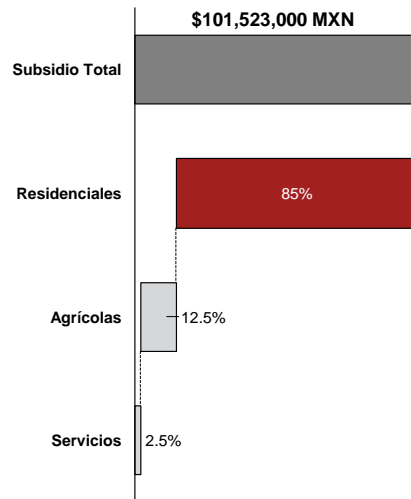


Figura 26. Subsidio por tipo de tarifa especial (%) 2011 – Fuente: CFE, Análisis PwC

Esto se traduce en que la relación costo/ precio de las tarifas especiales resulte superior a 1, al recibir subsidio. En el sector residencial, el precio medio de la energía residencial era menos de la mitad de su costo medio en 2011. De manera contraria, la tarifa doméstica de alto consumo (DAC) resulta en ingresos para CFE.

Por otra parte, las tarifas comerciales 2 y 3 en las que se encuentran mayoritariamente las PyMEs presentan una relación costo vs precio superior a 1, es decir, no presentan subsidio.

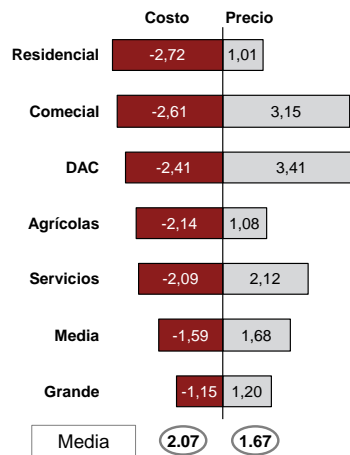


Figura 27. Tarifas de CFE costo vs precio (MX\$/kWh), 2010– Fuente: CFE, Análisis PwC

Del subsidio otorgado a tarifas residenciales, a la tarifa 1 le correspondió la mayor proporción (45%) debido al número de usuarios beneficiados, sin embargo, el mayor costo unitario aumenta progresivamente de 1 a 1F.

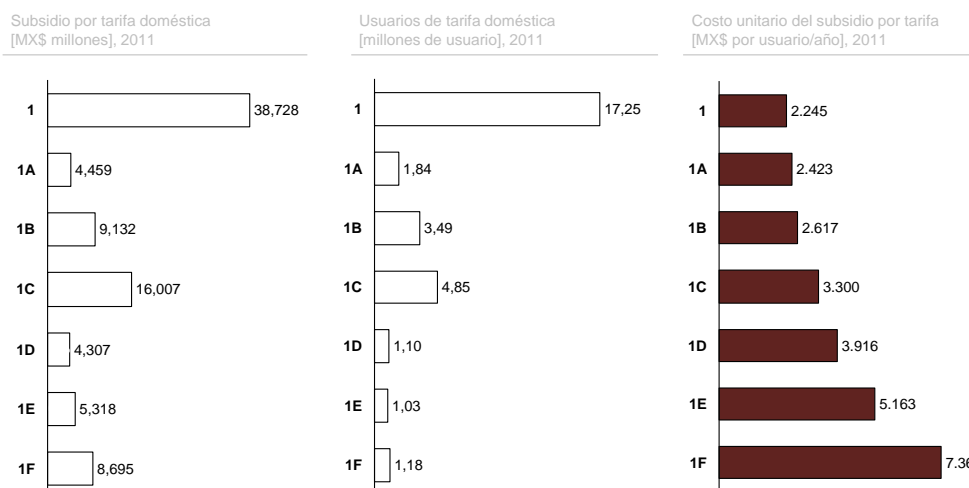


Figura 28. Subsidios a tarifas domésticas (MX millones), Número de usuarios (millones) y costo unitario del subsidio (MX\$/usuario/año)– Fuente: CFE, Análisis PwC

En el Artículo 5 del Presupuesto de Egresos de la Federación 2016, “Para el ejercicio fiscal 2016 se aprueba para la CFE una meta de **balance financiero de \$29,920,784,804** y un techo de gasto de servicios personales de \$55,409,499,994”.

De acuerdo con la Ley de CFE, dado que la CFE es ahora una Empresa Productiva del Estado y que sus empresas productivas subsidiarias cuentan con autonomía presupuestaria, este balance financiero se refiere a que tanto CFE como subsidiarias y filiales se sujetarán a esta propuesta de la SHCP que apruebe el Congreso de la Unión, así como al régimen especial en materia presupuestaria previsto en el presente Capítulo.

¿Cuál es el nuevo esquema tarifario para el consumo?

Tras la Reforma Energética, es facultad de la **CRE establecer las tarifas reguladas**, las cuales serán las tarifas **para el SSB, SUR**, así como tarifas de **porteo**. Para el **período transitorio de 2016 a 2018 se establecieron las tarifas reguladas**, incluyendo los valores de porteo fijos para SSC. Aunado a esto, se decretó²² que la Secretaría de Hacienda tiene la facultad para ajustar las tarifas dirigidas a Usuarios Domésticos.

El fundamento de la propuesta tarifaria de la CRE es que **las tarifas reguladas reflejen en mayor medida los costos reales de cada uno de los segmentos de la cadena de valor**. La CRE propondrá una tarifa basada en los costos de generación, transmisión, distribución, comercialización y los costos de operación del CENACE.

²² Acuerdo por el que se autoriza ajustar las tarifas finales de Energía eléctrica del Suministro Básico a Usuarios Domésticos, Diario Oficial de la Federación, 30 de diciembre del 2015

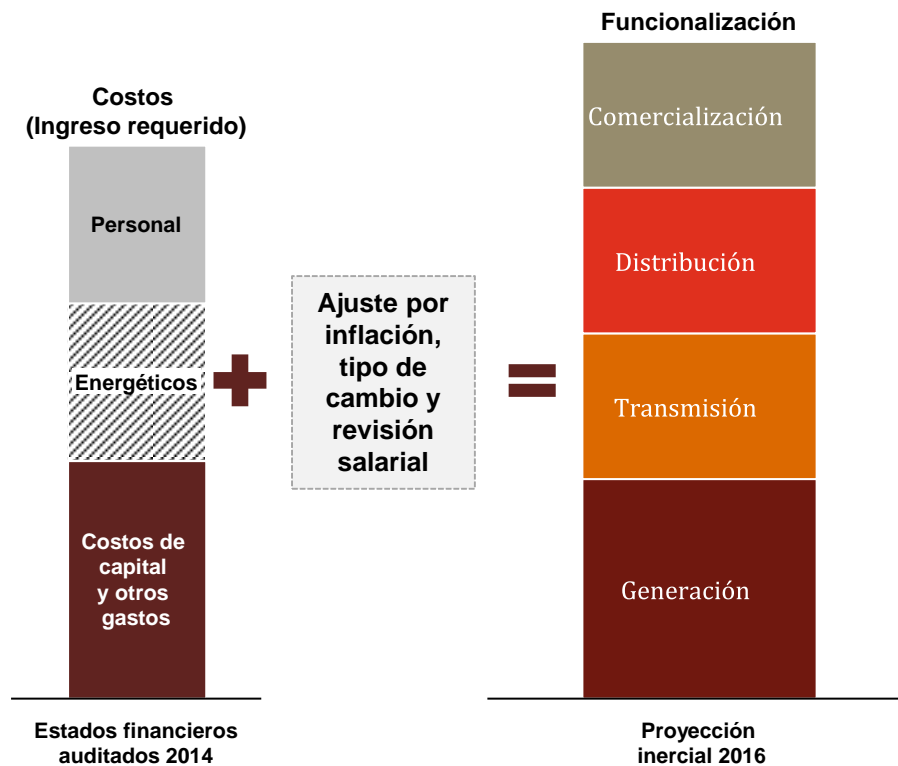


Figura 29. Ilustrativo de la propuesta tarifaria de la CRE 2016 – 2018– Fuente: CRE

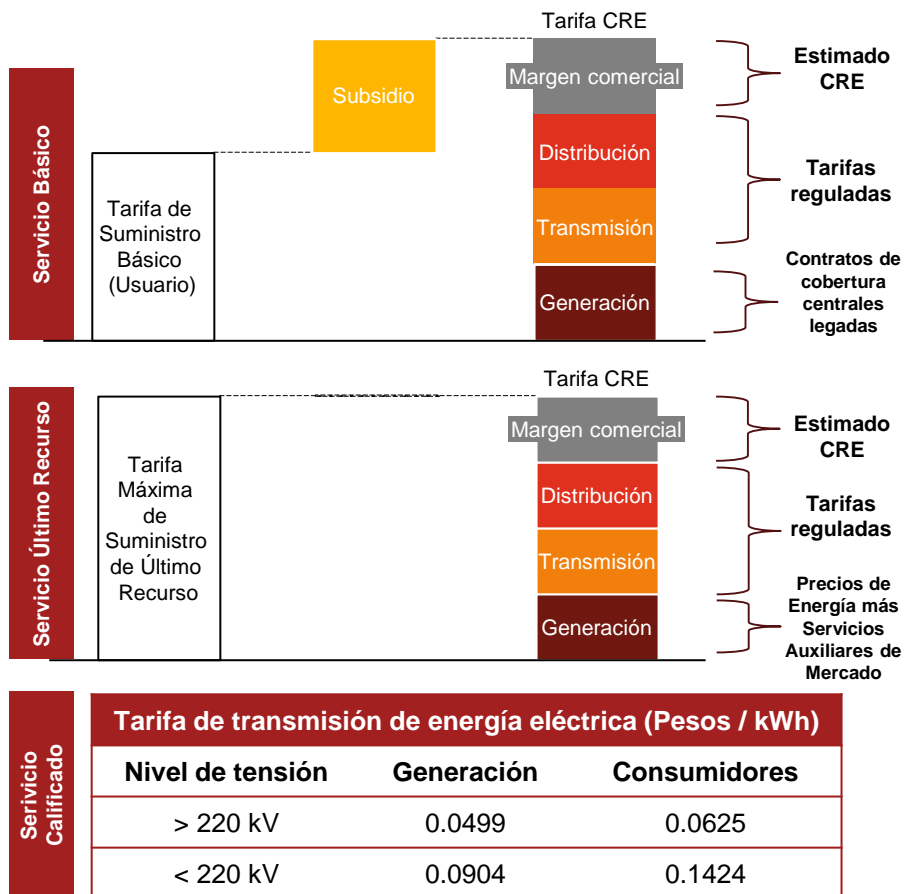


Figura 30. Tarifas reguladas propuestas por la CRE aplicables 2016- 2018– Fuente: CRE, Análisis PwC

A diferencia de las tarifas de último recurso, **el esquema tarifario prevé un subsidio para el Suministro de Servicios Básicos.**

Por otro lado, los usuarios que no recibían subsidio (DAC, 2, 3, etc.) y que permanezcan bajo un suministro regulado, probablemente pasarían a recibir el Suministro de Último Recurso, dado que estas tarifas no recibirán el subsidio.

A su vez, los grandes usuarios que tengan interés de un sistema de GD, recibirán el Suministro Calificado por parte de privados distintos a la CFE que ofrezcan estos servicios, siempre y cuando los usuarios cumplan con los umbrales mínimos de consumo (consumo mayor a 3MW en Agosto 2014, 2 MW en de Agosto 2015 y 1 MW en Agosto 2016).

Por otra parte, SENER publicó el 26 de enero 2016 en el DOF un acuerdo en el que determina los requisitos para la **agregación de Centros de Carga** para ser considerados como Usuarios Calificados. **Tanto usuarios en Suministro de Servicio Básico** (residenciales, agrícolas y de servicios públicos), **como potenciales usuarios de Suministro de Último Recurso** (comerciales, empresa mediana y gran industria) podrán buscar **agregar las demandas máximas de sus centros de carga** para cumplir con los umbrales mínimos y solicitar la inscripción en el **registro de Usuarios Calificados**, siempre y cuando pertenezcan a un mismo grupo de interés económico.

Si los usuarios se encuentran en media o alta tensión (como aquellos en tarifa de empresa mediana y gran industria), sus centros de carga deberán ser de por lo menos 25 kW para agregarse y calificar como Usuario Calificado. En el caso de la **agregación de cargas para usuarios en baja tensión (como PyMEs y hogares en tarifa 2,3 y 1 respectivamente)**, **SENER deberá publicar antes de enero 2017 los términos bajo los cuales los Usuarios Finales que pertenezcan a un grupo de interés económico** podrán agregar sus Centros de Carga cuando estén incluidos en un contrato de Suministro Básico en baja tensión, o bien requieran el suministro en este nivel de tensión.²³

Al recibir Suministro Calificado, los Usuarios Finales que se convertirían en Usuarios Calificados que cuenten **con Generación Distribuida** o el Generador Exento que desarrolle el proyecto podrían optar por **acordar tarifas no reguladas** para la venta de energía, potencia, CELs y/o Servicios Conexos **con el SSC.**

Para este periodo tarifario inicial que comprende del 1 de Enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, se propusieron categorías de usuarios teóricas, y se determinaron para dichas categorías, **cargos tarifarios base de Distribución.** Dichos cargos tarifarios, aplicados al **mercado de referencia del año 2014**, permiten recuperar los costos de Distribución. Se consideran los siguientes grupos tarifarios:

- Baja tensión
 - Domiciliario (DB)
 - DB1 con consumos menores o iguales a 250 kWh-mes
 - DB2 con consumos mayores a 250 kWh-mes
 - General PDBT Pequeña demanda con capacidad hasta 25 kW.
 - Gran demanda (GDBT) con capacidad mayor a 25 kW.
- Media Tensión
 - Gran demanda (GDMT)

Es importante mencionar que la tarifa de distribución solo toma en cuenta usuarios en media y baja tensión ya que las redes de alta tensión son del servicio de Transmisión.

| Cuadro tarifario Vigente | Cuadro Tarifario Simplificado |
|--------------------------|-------------------------------|
| Tarifa 1 | DB1/DB2 |
| Tarifa 1A | DB1 |

²³ No se especifica si los Usuarios Finales deben de estar en el mismo predio. Se entiende que basta con que pertenezcan al mismo Grupo de Interés Económico aunque se encuentren en distintos puntos

| | |
|-------------------|-----------|
| Tarifa 1B | DB1 |
| Tarifa 1C | DB1 |
| Tarifa 1D | DB1 |
| Tarifa 1E | DB1 |
| Tarifa 1F | DB1 |
| Tarifa 2 | PDBT |
| Tarifa 3 | GDBT |
| Tarifa 5 | PDBT |
| Tarifa 5A | PDBT |
| Tarifa 6 | PDBT/GDMT |
| Tarifa 9 | GDBT |
| Tarifa 9CU | GDBT/GDMT |
| Tarifa 9M | GDBT |
| Tarifa 9N | GDBT/GDMT |
| Tarifa HM | GDMT |
| Tarifa HMC | GDMT |
| Tarifa OM | GDMT |

Figura 31. Equivalencia del cuadro tarifario simplificado con el cuadro tarifario vigente– Fuente: CRE

Las tarifas de distribución aplicables para el año 2016 permiten al distribuidor recuperar sus costos de explotación y capital sin considerar las pérdidas de energía.

| División de Distribución | DB1 Doméstico Baja tensión hasta 150 kWh-mes | DB2 Doméstico Baja tensión mayor 150 kWh-mes | PDBT Pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW-mes | GDBT Pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW-mes | GDMT Gran demanda en media tensión |
|---------------------------------|---|---|--|--|---|
| | \$/kWh-mes | \$/kWh-mes | \$/kWh-mes | \$/kW-mes | \$/kW-mes |
| Baja California | 0.62 | 0.71 | 0.57 | 164.20 | 76.40 |
| Bajío | 0.93 | 0.80 | 0.76 | 300.57 | 79.66 |
| Centro Occidente | 1.25 | 1.07 | 1.02 | 402.72 | 125.92 |
| Centro Oriente | 1.20 | 1.03 | 0.98 | 388.58 | 125.61 |
| Centro Sur | 1.36 | 1.16 | 1.10 | 437.77 | 185.47 |
| Golfo Centro | 0.91 | 0.74 | 0.92 | 308.94 | 102.15 |
| Golfo Norte | 0.68 | 0.55 | 0.68 | 228.03 | 48.18 |
| Jalisco | 1.36 | 1.17 | 1.11 | 439.99 | 133.04 |
| Noroeste | 0.75 | 0.59 | 0.64 | 177.12 | 75.55 |
| Norte | 1.18 | 1.04 | 1.11 | 299.87 | 63.78 |
| Oriente | 1.33 | 1.14 | 1.08 | 429.63 | 172.39 |
| Peninsular | 0.85 | 0.70 | 0.82 | 246.45 | 75.55 |
| Sureste | 1.21 | 1.04 | 0.99 | 391.60 | 125.83 |
| Valle México Centro | 0.69 | 0.59 | 0.56 | 222.72 | 55.70 |
| Valle México Norte | 0.91 | 0.78 | 0.74 | 294.97 | 81.66 |
| Valle México Sur | 0.87 | 0.75 | 0.71 | 281.83 | 63.21 |

Figura 32. Tarifas de Distribución Aprobadas– Fuente: CRE

Estas tarifas reguladas para el Suministro Básico, Regulado y tarifas para Generadores y Consumidores en Suministro Calificado se establecieron hasta finales de 2018. Después de esta fecha se podrán revisar las tarifas para determinar las nuevas tarifas reguladas.

De acuerdo con el artículo 139 de la LIE "La CRE aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico. La CRE publicará las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios". Sin embargo, en el mismo artículo se establece que "El Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales a que se refiere el párrafo anterior para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico, en cuyo caso el cobro final hará transparente la tarifa final que hubiere determinado la CRE."

¿Cómo se realizará la medición del consumo y la generación en la Generación Distribuida?

La regulación vigente permite dos esquemas para reconocer la Generación Distribuida por parte de Usuarios finales: *net metering* con un medidor para GD para contratos pre reforma; y medición separada de generación y consumo para GD con Suministrador o Abasto Aislado.²⁴

De acuerdo con la **Base 3.3.26 de las Bases del Mercado** para el registro de activos utilizados en el **Abasto Aislado**, "cuando la instalación se considera Generación Distribuida, **se permitirá la medición de la energía neta entregada o recibida**". Es decir, en el caso de la Generación Distribuida realizada a través de un generador exento que venda productos a través de un Suministrador, se podría permitir el *net metering*, por ejemplo si el usuario final ya contaba con una instalación de GSD.

A su vez, la Resolución que establece las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico establece que "**sólo se permitirá la instalación o reinstalación de medidores o equipos de medición bidireccionales al amparo de Contratos de Interconexión o Conexión Legados**, en los términos de dichos Contratos."²⁵

Por otra parte, las Disposiciones para el Suministro Eléctrico publicadas el 18 de febrero de 2016 en el DOF establecen que "a los Usuarios de Suministro Básico que tengan la capacidad de operar como Centros de Carga o Generadores Exentos, y firmen contratos en ambas modalidades con su SSB, **se les deberán instalar dos medidores o equipos de medición**, no estando permitido sustituirlos por un único medidor bidireccional. Lo anterior con el fin de mantener la consistencia entre los horarios y tarifas en que se realiza el retiro e inyección de energía desde y hacia la red. La instalación de dichos medidores o equipos de medición la realizará el Distribuidor por instrucción del SSB, o el Transportista con la intermediación del CENACE, sin costo para el Usuario Final."²⁶

Para fines de liquidación se calculará la energía neta entregada o recibida a partir de las mediciones de generación y consumo por separado, y se le aplicará la tarifa o el importe que se haya establecido en el respectivo contrato, según corresponda.

Siendo que el **Abasto Aislado** no se considera Suministro Eléctrico de acuerdo con el artículo 22 de la Ley, y no requiere de un Suministrador, en estos casos el Transportista y Distribuidor no tendrán obligación de instalar medidores, a menos que i) las Centrales Eléctricas destinen solamente parte de su producción al abasto aislado, ii) cuando se encuentren interconectados o conectados a la RNT o RGD para la venta de excedentes en modalidad de Generación Distribuida, o iii) a aquéllos Centros de Carga que a pesar de satisfacer parte de su demanda mediante el abasto aislado también reciban el Suministro Básico o Suministro Calificado, conforme al artículo 24 de la Ley.

Para el **Abasto Aislado interconectado al SEN**, la Central Eléctrica, los Centros de Carga y la interconexión entre la Red Particular y el SEN **deberán tener medición separada**. Por lo que al desear

²⁴ Artículo 3.3.26. (b) de las Bases de mercado Eléctrico. DOF

²⁵ Capítulo I. 14. VIII de la Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico

²⁶ Capítulo I. 14. VI de la Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico

colocar productos en el MEM, un usuario final con Abasto Aislado con Generación Distribuida requeriría de una medición por separado para su generación y otra para su consumo, de acuerdo con la Base 11.1.7 de las Bases del Mercado.

¿Qué posibles modelos tarifarios se presentan para el reconocimiento de la Generación Distribuida?

Corresponde a la CRE determinar las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las **contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos** y cuando vendan su producción a un **SSB**. Dichas contraprestaciones deberán reflejar el valor económico que produzca la GD al Suministrador, así como permitir incentivar la inversión privada, la generación de empleos, la libre competencia entre los generadores exentos y una interacción abierta, transparente y equitativa con CFE Suministro Básico y la potencial filial de CFE que actuará en el sector solar.

A continuación se presentan cuatro esquemas potenciales de pagos consumo/generación para un Usuario Final - Generador Exento basados en tarifas reguladas o Costo Real de la Energía con su potenciales implicaciones:

| Esquemas de pagos consumo/generación | Pagos unitarios (\$ / kWh) | | Efecto en stakeholders | Descripción e implicaciones |
|--|----------------------------|---------------------|--|---|
| | C | G | | |
| 1 Tarifa - Tarifa | Tarifa | Tarifa | DAC,2,3 1 - 1F Se beneficia: Suministrador, SHCP No se beneficia: Generador exento Ni se beneficia, ni se perjudica: | Tanto el consumo, como la generación (incluyendo excedentes) se pagan a tarifa regulada ✓ Visibilidad, aunque regulada, en pagos para consumidor y generador ✗ Suministrador paga la electricidad mas barata que si la hubiera comprado en mercado ✗ El <i>payback</i> se verá retrasado y la TIR reducida, reduciendo viabilidad de proyectos |
| 2 Tarifa - Costo Real | Tarifa | Costo Real | DAC,2,3 1 - 1F Se beneficia: Suministrador, SHCP No se beneficia: Generador exento Ni se beneficia, ni se perjudica: | Dos medidores, uno para consumo y otro para generación. El consumo se paga a tarifa regulada y la generación a precio de mercado ✓ Alta rentabilidad en proyecto de GSD ✗ Subsidio en GSD, dado que la contraprestación a Costo Real es mayor que la tarifa con subsidio. Se crea un "feed-in tariff" dinámico. ✗ Usuario final no opta por autoconsumo al resultar más atractivo inyectar toda la generación a la red ✗ Necesidad de dos medidores |
| 3 Tarifa - Tarifa / Costo Real en Excedente | Tarifa | Tarifa / Costo Real | DAC,2,3 1 - 1F Se beneficia: Suministrador, SHCP No se beneficia: Generador exento Ni se beneficia, ni se perjudica: | Solamente el excedente de generación se paga a Costo Real. El consumo se paga a tarifa al igual que la generación que no exceda dicho consumo ✓ Promueve el auto consumo y la generación de excedentes ✓ Suministrador paga lo mismo por la electricidad del Generador Exento de lo que hubiese pagado en el MEM ✗ Monitoreo sofisticado por parte del Suministrador de la generación excedente ✗ UF busca sobredimensionar |
| 4 Costo Real - Costo Real | PML | PML | DAC,2,3 1 - 1F Se beneficia: Suministrador, SHCP No se beneficia: Generador exento Ni se beneficia, ni se perjudica: | Tanto consumo, como generación y excedentes se pagan a Costo Real ✓ UF se vuelve mas sofisticado, dado que el pago por consumo y generación cambian en tiempo real ✓ Rentabilidad elevada en GSD ✗ Se elimina subsidio, pero consumo se vuelve más costoso ✗ Necesidad de cambiar el esquema tarifario de consumo establecido por lo menos hasta finales de 2018, para quitar subsidio ✗ Es un esquema muy avanzado. No estamos aquí aún. |

Figura 33. Ilustrativos de esquemas de pagos para generación y consumo²⁷ – Fuente: Análisis PwC

El esquema 1, 3 y 4 podrían asemejarse a un *net metering*²⁸, mientras que el esquema 2 se asemeja a un *Feed-in-Tariff* dinámico²⁹.

²⁷ En el caso del efecto en stakeholders, se asume que el GE se encuentra en tarifa subsidiada (regulada). Las tarifas NO subsidiadas se representan como DAC, 2 y 3.

1. Tarifa regulada en consumo y tarifa regulada en GD

A lo que se refiere este esquema es que tanto la energía consumida como la energía generada son saldadas a un precio **tarifario regulado** al que se esté asignado el Usuario Final- Generador exento. Realmente. La tarifa regulada podría incluir subsidio (como en el caso de la tarifa residencial), o no incluirlo (como en las tarifas comerciales en baja tensión 2 y 3). Este esquema de *net metering* es el que se manejaba antes de la reforma.

Cuando es un usuario residencial el que genera electricidad bajo este esquema tarifa vs tarifa, el subsidio se contrapone con el precio de la tecnología solar, es decir, dado que los ahorros por autoconsumo y/o pagos de excedentes se hacen a tarifa regulada con subsidio, el repago de la inversión en los sistemas de GSD tomaría tiempo considerable.

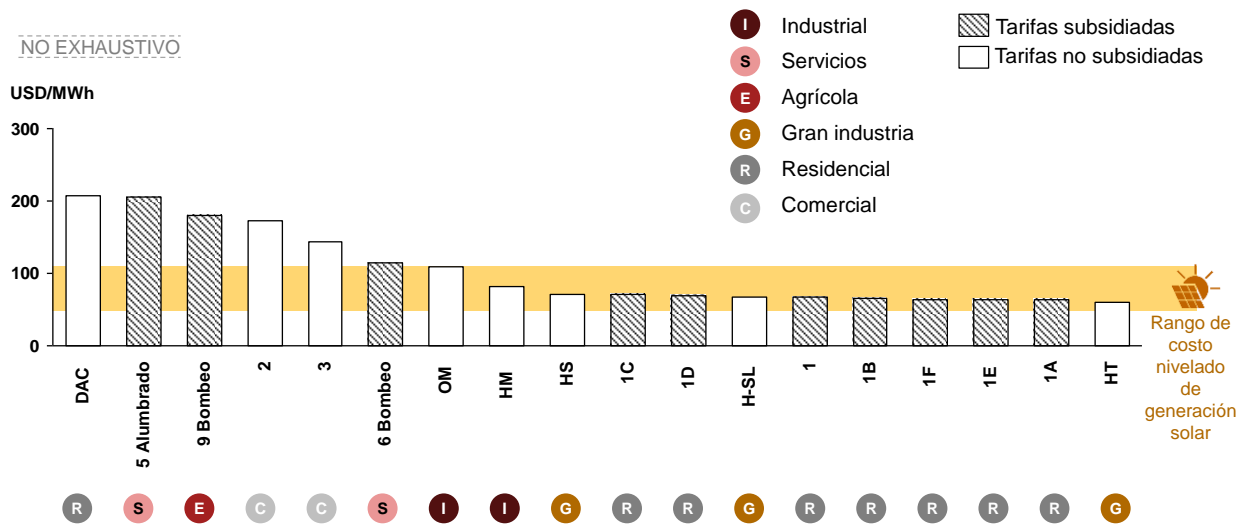


Figura 34. Comparación de la competitividad de la tecnología solar con las distintas tarifas de energía. Promedios 2015 [USD/MWh] – Fuente: SENER, Análisis PwC

Las tarifas con mayor subsidio son las que están en menos posibilidad de ser rentables ante la GSD bajo el esquema tarifa vs tarifa, dado que el ahorro en consumo o venta de excedentes en las tarifas 2 o 3 facilitarían el repago de la inversión solar. Es también por esto que en la actualidad, los desarrolladores de proyectos de GSD se han enfocado principalmente en las residencias que se encuentran en tarifas Doméstica Alto Consumo (DAC)³⁰.

El suministrador se vería beneficiado dado que pagaría menos por la GD de lo que le hubiera costado comprar la electricidad en mercado.

2. Tarifa regulada en consumo y precio spot en GD

El Precio Marginal Local es el precio spot en el nuevo mercado que se pagará a generadores en su nodo de inyección y que pagarán compradores en su nodo de retiro, dependiendo de la hora del día. Los PMLs contienen un componente de energía, otro de pérdidas y otro de congestiones. Entonces variarán en función de la dinámica oferta/demanda nodal. Los costos reales se compondrán de los PMLs, más los costos de transmisión, control, distribución y comercialización

²⁸ Ya sea con uno o dos medidores. El *Net Metering* o medición neta consiste en que se reconozca el total del consumo y generación bajo una misma cuenta, por lo que el pago por la GD resulta sobre la diferencia que exista entre la generación y el consumo

²⁹ El esquema de *Feed In Tariff* (FiT) consiste en un modelo de contraprestación en el que la generación total es pagada a un precio distinto del precio al que se consume la energía, esta contraprestación puede ser fija o dinámica (varía a lo largo del tiempo)

³⁰ El modelo de negocios seguido en general para este tipo de usuarios consiste en dimensionar la instalación de GSD únicamente para bajar a los usuarios finales de tarifa DAC a tarifa residencial, sin buscar cubrir el 100% del consumo Suponiendo Tarifa regulada como tarifa con subsidio por parte de SHCP

Este esquema de tarifa regulada vs costo real consiste en cobros por el consumo a un precio regulado y pagos por la totalidad de la generación a un precio spot para los Usuarios Finales – Generador Exentos con sistemas de GSD.

Este esquema requiere de la instalación de dos medidores unidireccionales en lugar de uno bidireccional. Esto, con el objetivo de medir la cantidad de energía generada en su totalidad aparte de medir la energía consumida a ser pagada por el usuario final.

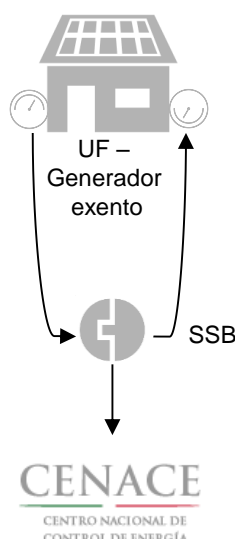


Figura 35. Ilustrativo del funcionamiento del esquema con dos medidores – Fuente: Análisis PwC

Bajo este esquema es más viable recuperar la inversión inicial y garantizar una rentabilidad razonable del generador exento con GSD, dado que el pago por la generación a costo real será en general más elevado que el pago a tarifa regulada de consumo.³¹

Como posible riesgo, este esquema tiende hacia una modalidad de “*feed in tariff*” dinámico. En el cual el Generador exento busca inyectar toda la generación a la red, en vez de dedicarla para autoconsumo, dado que el consumo resulta más barato en tarifa regulada. Por lo que el usuario final residencial seguiría pagando su tarifa regulada subsidiada. Por otra parte, los usuarios con tarifa DAC, 2, o 3 de consumo podrían buscar autoconsumir o vender excedentes, suponiendo que la tarifa de consumo refleje de manera efectiva el precio spot; en caso de que su tarifa regulada sea mayor que el costo real, los usuarios buscarían autoconsumir más que vender excedentes. Dado que la tarifa regulada no necesariamente será variable en el tiempo para los usuarios DAC, 2 y 3, los ingresos dependerán de la comparativa de precios unitarios en el tiempo del costo real y la tarifa regulada, es decir, del monitoreo en tiempo real del medidor conectado a la generación y del costo real horario para determinar si se autoconsume o se inyecta a la red en una determinada hora.

Bajo este esquema el suministrador se ve perjudicado, ya que vende la electricidad a tarifa regulada y la compra a costo real.

3. Tarifa regulada en consumo y tarifa regulada para autoconsumo + pago por excedentes en GD

Bajo este esquema, se da un *net metering* para saldar en primera instancia el autoconsumo a la tarifa a la que se habría consumido y una vez cubierta la totalidad del consumo, se reconocen los excedentes de generación al costo real.

³¹ Suponiendo que la tarifa regulada contiene algún tipo de subsidio por lo cual, el costo real de la energía debe ser mayor.

En caso de que el consumo sea mayor a la cantidad de energía generada, el usuario final pagaría la tarifa remanente a precio de tarifa regulada. En caso de que el consumo sea mayor a la generación, se venden los excedentes al mismo precio que los habría comprado el suministrador en mercado, **sin incluir los costos de transmisión y distribución** que se habrían pagado de traer energía centralizada.

Este esquema promueve que los sistemas de GSD se sobredimensionen, dado o que el costo real resulta más atractivo para recuperar la inversión en el sistema.

Existe un riesgo a largo plazo que consiste en la saturación de la red cuando las tasas de penetración sean muy elevadas, ya que se incentiva a generar excedentes. Por lo que la demanda de energía en la red comenzaría a disminuir y el negocio del suministrador resultaría menos redituable.

4. Costo real en consumo y en GD

Este esquema propone que tanto consumo como generación se paguen al precio spot. De acuerdo con la regulación **es así como funcionará el Abasto Aislado**, con un medidor para la generación y otro para el consumo. Sin embargo, este esquema podría también funcionar con solamente un medidor bidireccional.

Bajo este esquema, el generador exento vendería al costo real, recibiendo un pago razonable. El suministrador compraría la electricidad de la GD al mismo valor al que la vendería al usuario final.

A pesar de que este esquema es al que debería tender el pago de la GD en un mercado eléctrico desarrollado (haciendo más sofisticados a los prosumidores), una barrera importante para la implementación de este esquema en el corto plazo es que resultaría en una oposición social importante en el sector residencial, al eliminar directamente el subsidio en su consumo.

Modelos de negocio para la Generación Solar Distribuida

Modelos de negocio para la Generación Solar Distribuida

¿Qué modelos de negocio se utilizan para el desarrollo de proyectos de Generación Solar Distribuida?

Existen tres modelos de negocios en general dentro del ámbito de la generación distribuida a nivel internacional, los cuales ofrecen un nivel de valor añadido distinto para los actores involucrados. Estos modelos son:

- Venta Directa
- Leasing o PPA
- Rent the Space












| | Venta Directa  | Leasing / PPA  | Rent the Space  |
|-------------------------|---|--|---|
| Lógica | Búsqueda de UF que deseen adquirir la instalación PV en el corto plazo | Búsqueda de UF que alquile un sistema de generación (Leasing) o que desee un acuerdo de compra de energía (PPA) | Búsqueda de UF que deseen generar con solar PV sin tener la propiedad de la instalación |
| Generador Exento |  : Venta directa a clientes, puede vender diferentes servicios como diseño, instalación, mantenimiento y operación. Puede buscar financiamiento y considerar financiar al UF |  : Recibe pago fijo mensual y percibe las posibles subvenciones  : Recibe pago de una tarifa fija por la electricidad producida por el sistema de generación distribuida y tiene la posibilidad de comprar el sistema de generación instalado |  : Recibe la venta de electricidad a terceros generada por el sistema que no utilice el UF y las subvenciones que ofrecen las Adm. Públicas por la generación distribuida de energía |
| Usuario Final |  : El Prosumidor adquiere el activo y comienza a ahorrar el 100% de la energía producida desde el primer momento. Además puede aprovechar incentivos renovables |  : Recibe indemnización por el déficit de producción de electricidad en función de una tarifa fijada en el contrato y las compensaciones relacionadas con el vertido de electricidad a la red  : Tiene la posibilidad de comprar el sistema de generación instalado |  : Recibe compensación económica por el espacio alquilado, esta puede complementarse o sustituirse por la cesión del uso de la electricidad generada y puede convertirse en el propietario del sistema |

Figura 36. Ilustrativo de los distintos modelos de generación distribuida – Fuente: Análisis PwC

Venta Directa

La venta directa o venta de sistemas de generación de electricidad y de accesorios es el modelo tradicional y menos complejo, existen sub modelos, los cuales se identifican por la actividad que engloban a lo largo de la cadena de valor del desarrollo de proyectos de GSD. Dichas actividades se refieren al diseño, instalación, mantenimiento y operaciones. El cliente puede escoger cuál de estas actividades quiere contratar.

En general en México la venta directa se ha realizado incluyendo un proyecto integral con seguimiento durante la operación, cubriendo entonces las fases de diseño, instalación, mantenimiento y operaciones.

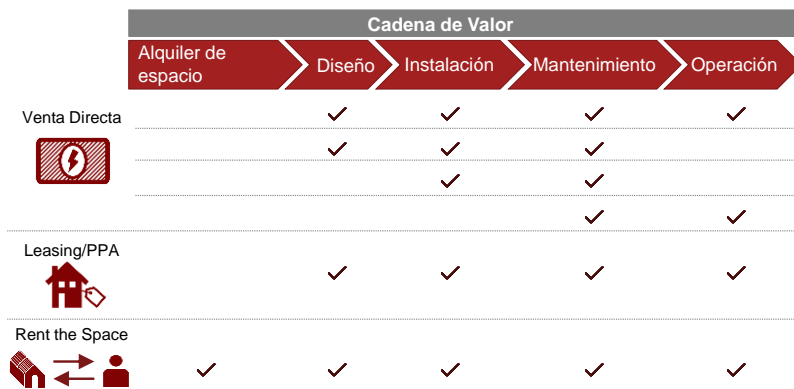


Figura 37. Ilustrativo de la cadena de valor de los distintos modelos de negocios para generación distribuida – Fuente: Análisis PwC

Existen préstamos y financiamientos para este tipo de venta, pues se requiere una gran inversión del Usuario Final. Este tipo de préstamos son como los que Infonavit (a través de programas como Hipoteca Verde, o Mejora tu Vivienda), o FIDE dan para la instalación de GSD a usuarios finales.



Figura 38. Ilustrativo del modelo Venta Directa – Fuente: Análisis PwC

Leasing

Es un modelo de negocios que pretende limitar el riesgo para el Usuario Final, pues la empresa proveedora de sistemas de generación retiene la propiedad del sistema de generación distribuida y el Usuario Final paga por el uso de dicho sistema.

El Usuario Final alquila un sistema de generación distribuida, el generador exento es el encargado de instalarlo en el hogar del consumidor a cambio del cual, la empresa recibe un pago fijo mensual. El Usuario Final recibe toda la energía que genere el sistema de generación instalado, por lo que tiene la posibilidad de comprar electricidad a un costo inferior o igual al del mercado, dependiendo del mecanismo de contraprestación (sección anterior)

En el caso en el que el sistema incurra en un déficit energético para el Usuario Final, este tendrá que recurrir a su comercializadora de electricidad, sin embargo el generador exento fija en el contrato un nivel de producción mínimo mensual del sistema de generación instalado.

El generador exento recibe las posibles subvenciones vinculadas al sistema de generación y el Usuario Final es quien recibe las compensaciones relacionadas con la venta de electricidad al mercado.



Figura 39. Ilustrativo del modelo Leasing/PPA – Fuente: Análisis PwC

De acuerdo con el borrador de las Disposiciones para el Suministro Eléctrico, “cuando un usuario final opte por adquirir la capacidad de inyectar energía a la red como Generador Exento, Generación Distribuida o Generación Limpia Distribuida mediante un **arrendamiento**, se deberán observar los siguientes lineamientos:

- El Usuario Final deberá celebrar un nuevo contrato como Generador Exento con su Suministrador de Servicios Básicos. Con base en dicho contrato el Suministrador de Servicios Básicos gestionará la instalación de los medidores que correspondan a través del Distribuidor o Transportista, mismos que servirán para calcular su Facturación.
- El arrendamiento podrá realizarse por el Suministrador de Servicios Básicos, o por un tercero en coordinación con el Suministrador de Servicios Básicos.
 - a. Cuando el arrendamiento se realice por el Suministrador de Servicios Básicos, deberá firmarse un nuevo Contrato de Suministro en modalidad de Generador Exento.
 - b. Cuando el arrendamiento se realice por un tercero en coordinación con el Suministrador de Servicios Básicos, ambas partes deberán tomar las previsiones necesarias para evitar incompatibilidades entre los derechos y obligaciones que extiendan al Usuario Final.
- Cuando el arrendamiento se realice por un tercero en coordinación con el Suministrador de Servicios Básicos, dicho Suministrador deberá abstenerse de obstruir o retrasar por cualquier medio la celebración del nuevo contrato entre el arrendador externo y el Usuario Final, o la instalación de los equipos necesarios que permitan al Usuario Final operar como Generador Exento. De presumirse la existencia de tal obstrucción o retraso la parte afectada podrá presentar una queja siguiendo el procedimiento correspondiente.
- El Usuario Final y su arrendador serán responsables de proveer e instalar los equipos e instalaciones que fueran necesarios para operar las nuevas instalaciones, mismos que deberán ser compatibles con los medidores o equipos de medición que sean instalados.
- Los CELs generados en las nuevas instalaciones podrán comercializarse a través del Suministrador de Servicios Básicos por instrucción del Usuario Final, o mediante transacciones bilaterales, debiéndose observar en ambos casos lo establecido en la Ley, los Lineamientos y el Manual correspondiente de las Bases del Mercado.”

PPA

Mientras que el *Leasing* es un contrato fijo, el PPA es un contrato por desempeño.

En un PPA el Usuario Final acuerda pagar por la electricidad producida por el sistema de generación a una tarifa fijada en el contrato, generalmente es un precio menor a la tarifa que estaría pagando en un escenario base (ie. La tarifa de regulada de CFE Suministro Básico).

En cuanto a las opciones, a final del contrato el cliente suele tener el derecho de compra del sistema de generación instalado, o se puede acordar una vez que el generador exento haya recuperado su inversión y generado un margen razonable, los activos pasen a ser posesión del usuario final.

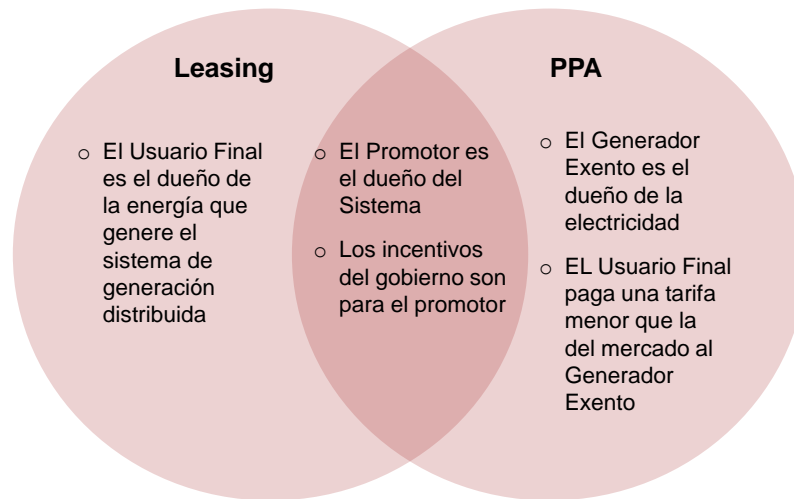


Figura 40. Comparativo del Modelo Leasing vs PPA³² – Fuente: Análisis PwC

Rent the Space

El generador exento del proyecto instala un sistema de generación distribuida en el espacio alquilado.

A cambio del espacio, el generador paga una compensación económica y en algunos casos esta compensación se complementa o se sustituye por el uso de la electricidad generado por el sistema instalado.

El generador exento recibe los ingresos por la venta de electricidad al suministrador y las subvenciones que ofrece el gobierno por la generación distribuida de electricidad.

El Usuario Final puede llegar a convertirse en el propietario del sistema de generación instalado.

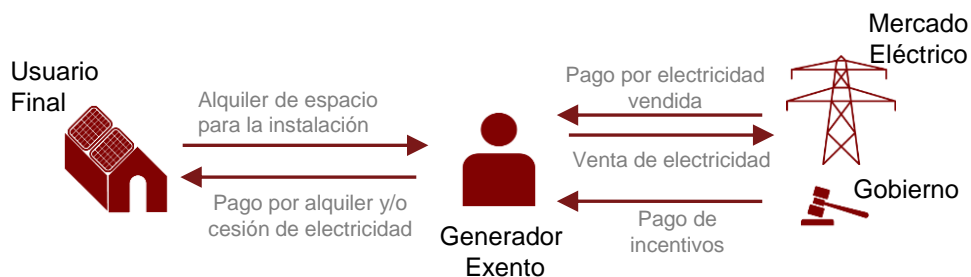


Figura 41. Ilustrativo del modelo *Rent the Space* – Fuente: Análisis PwC

¿Cómo percibirán sus flujos de caja los usuarios finales y generadores exentos bajo cada uno de los modelos de negocio?

Cada uno de los modelos de negocio resultará en flujos de caja distintos para el Usuario Final y para Generador Exento durante la vida útil de los proyectos.

Para el modelo de Venta Directa no existe ningún contrato por lo que el Promotor simplemente recibe el margen de la venta de los paneles solares.

³² En el arrendamiento puro se renta un bien mueble o inmueble y el pago se hace mensual. Cuando termina el contrato, finalizan la obligación y el beneficio del contrato y se tiene que devolver el bien, el gasto es 100% deducible de impuestos. Mientras que el arrendamiento financiero, el arrendador es el propietario legal y el arrendatario el propietario "fiscal". El arrendatario tiene los beneficios fiscales y contables del activo, como la depreciación en función del tipo de activo: inmuebles (5%), transporte (25%), maquinaria y equipo (20%), equipo de cómputo (30%), entre otros.

Por otra parte, en el esquema de *Leasing* hay una tarifa fija, pues el Usuario Final paga un precio fijo por la renta de los paneles solares. El usuario puede recibir distintos niveles de generación de energía, pero, para una mayor seguridad, se fija en el contrato un nivel de producción mensual que el sistema de generación instalado debe de cumplir. En caso de un rendimiento menor a este límite, el Generador Exento honra al Usuario Final con un pago fijado en el contrato y el usuario tiene que comprar energía del mercado a una tarifa variable

Para los PPAs tanto la tarifa como la Cantidad de Energía pactada pueden tener un valor fijo o variable, esto depende de las partes que firmen el contrato.

Finalmente, en el modelo *Rent the Space* la tarifa pactada en el contrato es fija mientras que la cantidad de energía a entregar puede variar, pues el Generador Exento solamente se compromete a un pago fijo por el alquiler de techo y este puede complementar o sustituir el pago por la cesión del uso de la electricidad generada por el sistema instalado. El Generador Exento es quien decide a quien venderle la electricidad generada por el sistema instalado.

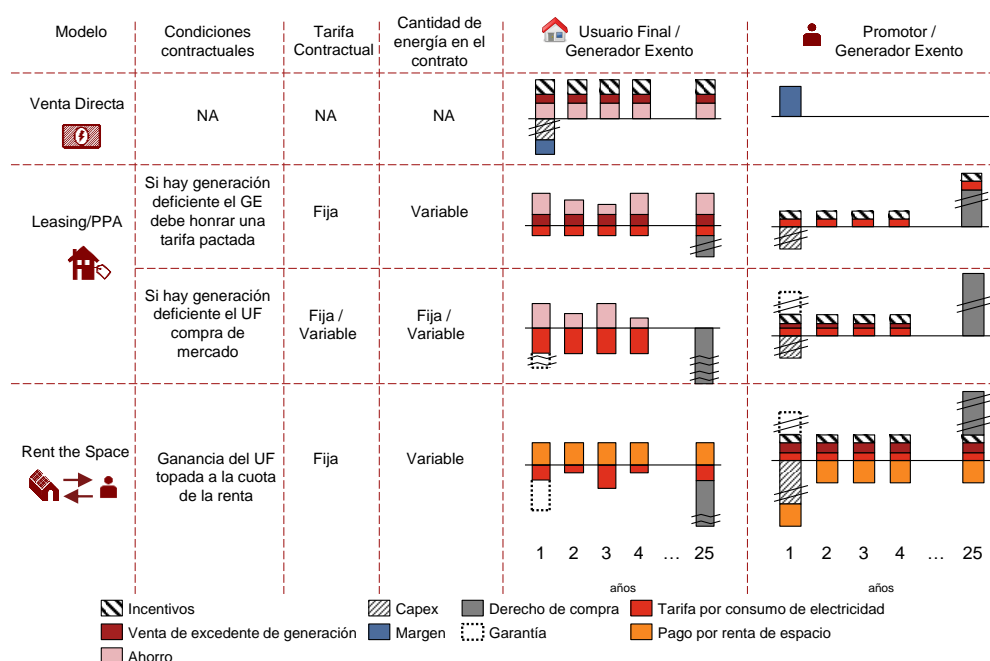


Figura 42. Flujos del UF y GE en cada modelo de negocios de generación distribuida– Fuente: Análisis PwC

Cada uno de estos modelos de negocio de GD presenta distintas ventajas y, tanto para el Generador Exento (GE) como para el Usuario Final.

| | Venta Directa | | Leasing / PPA | | Rent the Space | |
|--------------------|---|---|--|---|---|---|
| Ventajas | Promotor <ul style="list-style-type: none"> ✓ Rentabilidad en el corto plazo para el generador exento | Prosumidor <ul style="list-style-type: none"> ✓ Se puede reinvertir en corto plazo la cantidad obtenida de la venta ✓ La venta se adapta a cada situación individual | GE <ul style="list-style-type: none"> ✓ Recibe los incentivos ya sean CELs o la depreciación acelerada | Usuario Final <ul style="list-style-type: none"> ✓ El UF tiene la posibilidad de tener electricidad a un costo menor al precio de mercado ✓ En Leasing recibe indemnización por el déficit de producción | GE <ul style="list-style-type: none"> ✓ Puede vender a terceros | Usuario Final <ul style="list-style-type: none"> ✓ El UF no realiza ninguna inversión y tiene derecho de compra al final del contrato |
| Desventajas | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Requiere importante esfuerzo de venta ✓ Alto nivel de competencia. Modalidad más observada en el sector de GSD | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Mayor inversión que podría desincentivarle | <ul style="list-style-type: none"> ✓ En Leasing paga indemnización por el déficit de producción | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Tiene que recurrir a su comercializadora de electricidad para cubrir el déficit energético. | <ul style="list-style-type: none"> ✓ Requiere escala y apalancarse ✓ Riesgo de daño/ usurpación/ enajenación de sistema FV por parte del UF | <ul style="list-style-type: none"> ✓ No necesariamente es el que recibe la energía generada por el sistema instalado |

Figura 43. Ventajas y Desventajas de cada modelo de negocios de generación distribuida – Fuente: Análisis PwC

A continuación se presenta un cruce entre los modelos de negocio y los potenciales esquemas de contraprestación para Generación Solar Distribuida:

| | 1 Tarifa - Tarifa | 2 Tarifa - PML | 3 Tarifa – Tarifa / PML | 4 PML - PML |
|-----------------------|--|--|---|---|
| Venta Directa | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Net metering</i> Esquema Pre Reforma (CFE hacia de Banco de Energía • Solo sería rentable si la tarifa de consumo original es alta (DAC, 2,3,5,6,9,OM) | <ul style="list-style-type: none"> • Se busca sobre generar por el hecho del efecto "Feed in tariff" dinámico. | <ul style="list-style-type: none"> • <i>Net metering</i> con reconocimiento de excedentes • La sobredimensión se convierte en mas rentable. De no ser posible, alcanzar una capacidad tal, que disminuya la tarifa del UF | <ul style="list-style-type: none"> • Los ingresos de generación pertenecerán al GE. |
| Leasing | <ul style="list-style-type: none"> • Conviene rentar el sistema justo para lograr menos consumo en la red y disminuir tarifa | <ul style="list-style-type: none"> • Conviene vender toda la energía y consumir de la Red por diferencia de precios | <ul style="list-style-type: none"> • Aunque el pago mensual fijo sea mas alto, se busca un sistema con capacidad mayor a la necesaria para cumplir con el consumo. | <ul style="list-style-type: none"> • Promotor puede vender a abasto aislado si puede ganarar tizar generación. Si no, es mas confiable comprar de la Red directamente. |
| PPA | <ul style="list-style-type: none"> • A UF le conviene comprar energía porque el precio debe ser mas bajo • Difícil de lograr rentabilidad de proyecto por parte de promotor | <ul style="list-style-type: none"> • Promotor no busca vender energía porque sería debajo de PPA. • UF prefiere consumir a precio de tarifa regulada | <ul style="list-style-type: none"> • La búsqueda de la sobredimensión hace que los promotores busquen casas de poco consumo y buen espacio para instalación | <ul style="list-style-type: none"> • Promotor busca firmar PPA's para disminuir su riesgo por volatilidad de PML. |
| Rent the Space | <ul style="list-style-type: none"> • Difícil de lograr rentabilidad de proyecto por parte de promotor • El método <i>Net metering</i> puede dificultar el proceso de interconexión y contrato | <ul style="list-style-type: none"> • Es posible que el proyecto sea muy rentable para el promotor si el precio del espacio es considerablemente bajo | <ul style="list-style-type: none"> • No conviene como promotor vender Energía a PPA; es preferible inyectar a la red. Por esto, se busca la sobredimensión | <ul style="list-style-type: none"> • UF busca PPA con el mismo fin de mitigar el riesgo por alteraciones en el precio. |
| Abasto Aislado | N/A | <ul style="list-style-type: none"> • Este es el esquema en el que se encuentran los generadores con abasto aislado el día de hoy | N/A | <ul style="list-style-type: none"> • A este esquema se podría llegar en un futuro con el desarrollo del MEM. |

Figura 44. Comparativa de Modelos de contraprestación con Modelos de Negocio – Fuente: Análisis PwC

*Tendencias globales de
la Generación Solar
Distribuida*

Tendencias globales de la Generación Solar Distribuida

La Energía solar y la Generación distribuida en el mundo

La tecnología solar FV en el mundo crece de manera exponencial. Anualmente, la capacidad instalada de Generación Distribuida se prevé que va a aumentar de 87.3 GW en el 2014 a 165.5 GW en el 2023. La región Asia Pacífico es la que se mantiene líder en Generación Distribuida con un total de capacidad instalada de 52.3 GW para el 2023. A un nivel global la Generación Distribuida representará 1.3 trillones de dólares de ingresos del año 2014 al 2023.

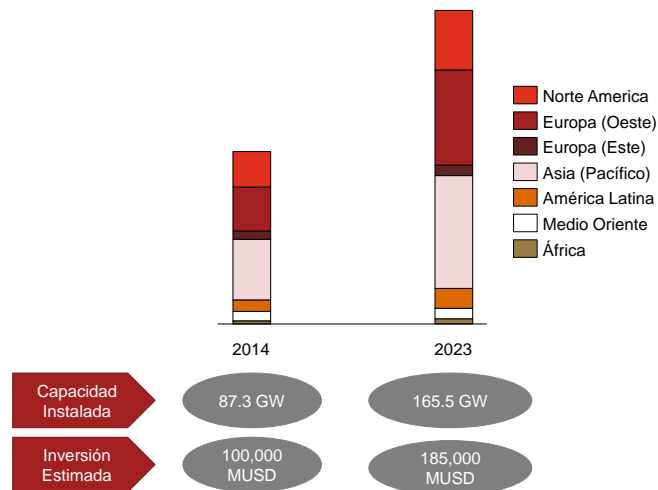


Figura 45. Capacidad Instalada de Generación Distribuida e Ingresos por Región 2014-2023 – Fuente: Navigant Research

Los países con mayor capacidad solar son Alemania, Japón, Italia, China y Estados Unidos, sin embargo países como México, Brasil, India y Argentina cuentan con potencial FV y alta irradiación solar por lo que podrían acumular gran capacidad solar en los próximos años.

En América, Uruguay, Chile, Brasil y Paraguay utilizan el método de *Net Metering* o medidores bidireccionales.

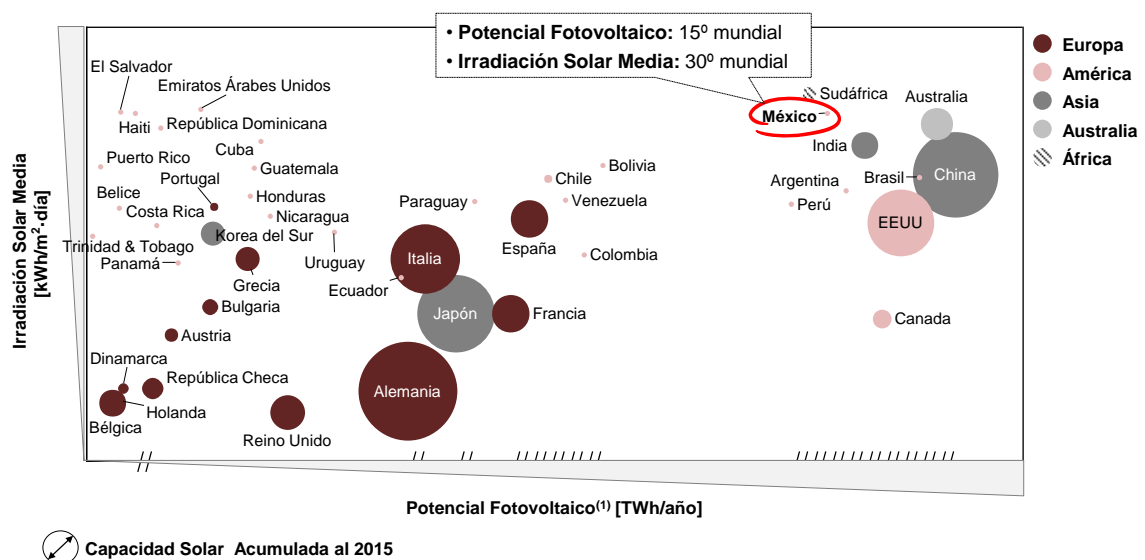


Figura 46. Comparativa internacional del índice de irradiación media del país frente a su potencial de generación solar FV y la capacidad FV instalada en 2015– Fuente: SENER, NREL, Análisis PwC

Costos de la tecnología solar FV y tasas de penetración a nivel internacional

La energía solar FV a nivel residencial ha tenido un gran progreso en la reducción de costos, con el aumento del costo de la energía fósil los precios podrían nivelarse para el año 2020 en regiones con alta irradiación solar.

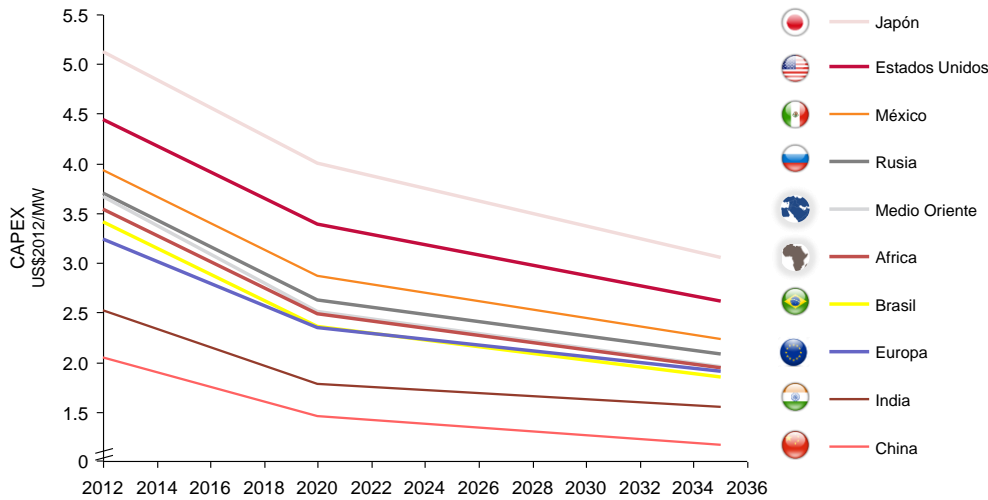


Figura 47. Costo de Capital para Energía Solar Residencial (US\$2012/MW) – Fuente: Agencia Internacional de Energía, Análisis PwC

El costo anual de Operación y Mantenimiento del año 2012 al 2020 en energía solar FV residencial podría reducirse, sin embargo del 2020 al 2035 permanece casi constante, esto podría ser por el avance de tecnología y la necesidad de inversión en los primeros años.

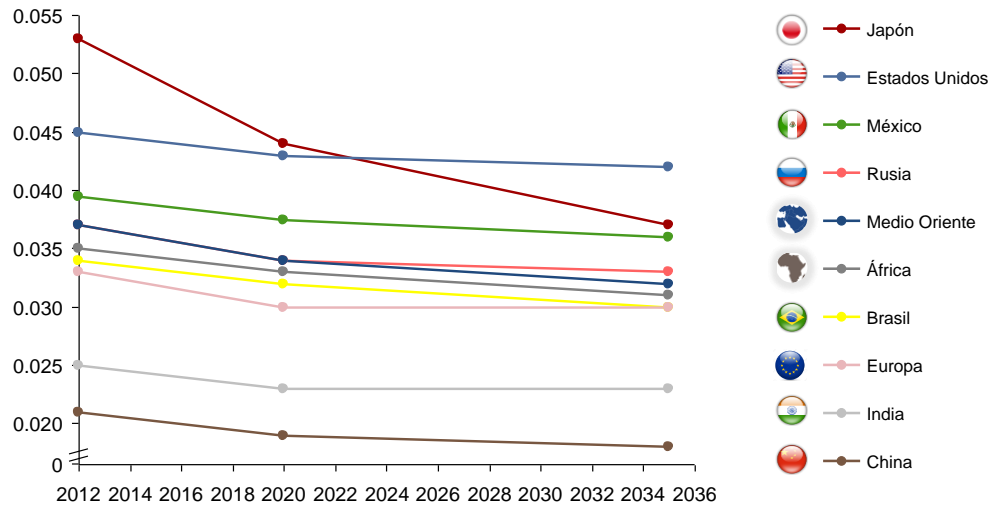


Figura 48. Costo anual de Operación y Mantenimiento para Energía Solar FV Residencial (US\$2012/MW) – Fuente: Agencia Internacional de Energía, Análisis PwC

El costo de la electricidad generada por un sistema solar FV se determina por el costo de inversión, la tasa de descuento, el costo variable, el nivel de irradiación solar y la eficiencia de las celdas solares. Los parámetros más críticos son el costo de inversión, el costo de financiamiento y la eficiencia, los cuales proporcionan las mayores oportunidades de reducción de costos.

El costo de inversión de un sistema solar fotovoltaico está compuesto por el costo del módulo y por el del *Balance of System* (BoS).

El costo de módulo es determinado por el precio de los materiales y el costo del montaje. Mientras que el costo del BoS incluye artículos, como la instalación de la estructura, costos eléctricos y la batería.

El costo del módulo FV generalmente esta entre 30 y 50% del total del costo de inversión de un sistema solar, dependiendo del tamaño del proyecto. Dada la curva de aprendizaje, los costos de los módulos solares han presentado una reducción global de un ~45% del año 2008 al año 2010.

El costo de BoS depende del tipo de instalación, para Utilities puede representar desde un 20% hasta un 70% del costo total del sistema, mientras que para escala residencial el costo BOS comprende un 55% o 60%. El BoS se compone de distintos costos que van desde el cableado de la instalación eléctrica hasta el cumplimiento y garantías.

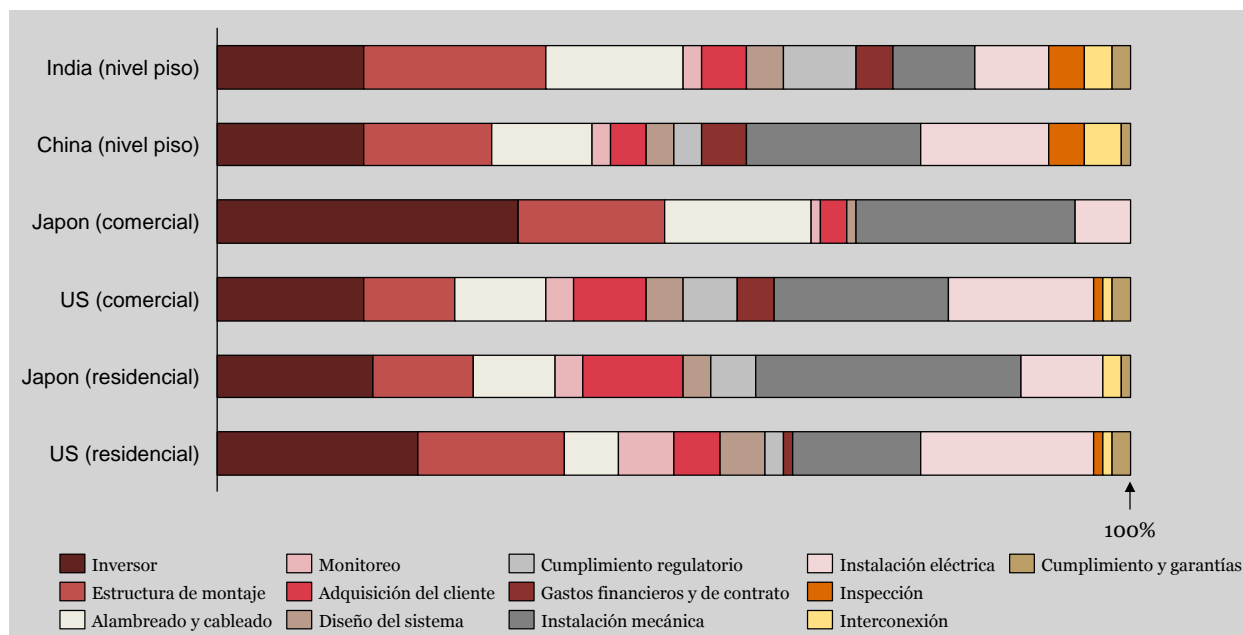


Figura 49. Desglose del Costo del "Balance of System", 2014 – Fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Análisis PwC

Tasas de Penetración

Feed-In Tariff y *Net Metering* son métodos para compensar al cliente por la generación de electricidad con energías renovables. Regiones como California, Alemania y Australia cuentan con tarifas e incentivos en Generación Distribuida.

| | Feed in Tariff | Net Metering |
|------------|---|---|
| California | La tarifa FIT es un incentivo para proyectos de hasta 3 MW, el productor de energía debe firmar un contrato de 10, 15 o 20 años con las utilities. El incentivo de esta tarifa es US\$0.089/kWh | California tiene 2,400 MW de capacidad solar instalada en Net Metering desde el 2005 a un costo promedio de 5.44 dólares por watt |
| Alemania | Siendo el primero en adoptar este sistema para generación distribuida en 1990 alcanzaron una logro de 35 GW para 2013. En 2014 se controló la política por tasa de penetración tan alta que se obtuvo tras la política | Alemania no utiliza este esquema. Sin embargo, hay discusiones políticas acerca de aceptarlo. |
| Australia | El Acta de Electricidad de Australia dice que los vendedores de energía deben pagar una Feed-In Tariff a los clientes arriba de un precio mínimo que establece la Comisión en ciertos tiempos. Este valor es desde Enero del 2015 de 5.3 centavos de AU por kWh | En Australia existe el Net Metering y el Gross Metering: <ul style="list-style-type: none"> • Net Metering. Mide el excedente de energía que no fue consumida por el usuario o el faltante de energía del sistema. • Gross Metering. Mide el total de la energía generada por los paneles solares y toda la energía consumida por el Usuario ya sea de la red o del sistema. |

Figura 50. Feed-In Tariff vs Net Metering – Fuente: Comisión de California para las Compañías de Servicio Público, Comisión para servicios esenciales de Australia del Sur, Instituto para la construcción eficiente

En Estados Unidos muy pocas regiones tienen implementada la tarifa FIT, sin embargo a nivel estatal el Net Metering ya está implementado en la mayoría de los Estados.

En el 2013, el total de la energía producida por contratos de FIT fue de 83.67 MW en los Estados Unidos.

| Estado | Metas | Política de contraprestación actual | Observaciones |
|------------|---------------------|--------------------------------------|--|
| California | 3,500 MW para 2020 | Net metering con límite de capacidad | La tarifa de contraprestación cambia por tamaño de instalación y por utility |
| Nevada | 250 MW para 2021 | Net-Metering | Tras un estudio realizado por NV Energy, se cambió de NEM 1 a NEM 2 ³³ |
| Colorado | ND | Net-Metering | Net metering se mantiene sin alteraciones en las reglas. Tarifa de contraprestación cambia dependiendo de la utility |
| España | ND | Eliminación de feed-in-tariff fijo | Se eliminó la retribución por energía inyectada a la red. Incluso se habla de un impuesto solar |
| Alemania | 52,000 MW para 2020 | Feed-in tariff | Imposición de una porción aún mayor del pago de feed-in tariff a los propietarios de sistemas fotovoltaicos que autoconsuman |

³³ NEM 1 y NEM 2 son tarifas de contraprestación estipuladas por el gobierno de EEUU con el propósito de cubrir los costos generados a la utility por la Generación Distribuida.

| | | | |
|--------|---------------------|--------------|--|
| Brasil | 87,000 MW para 2024 | Net-Metering | ANEEL ³⁴ tiene previsto aumentar el alcance de los sistemas de generación distribuida hasta 5 MW para ser considerado como net-metering |
|--------|---------------------|--------------|--|

Figura 51. Total de Energía producida por medio de contratos de *Feed-In Tariff* – Fuente: Proyecto de Asistencia Regulatoria (RAP)

El *Net Metering* ha sido muy popular como una opción para los consumidores que son dueños de sistemas FV. Según la Administración de Información de Energía, 97% de los clientes bajo las tarifas de NEM en el 2011 tienen sistemas FV, representando el 93% de la capacidad total de *Net Metering*. Además, en el 2012, 99% de los sistemas FV instalados en los Estados Unidos fueron usando *Net Metering*, con una capacidad total instalada de aproximadamente 3.5 GW.

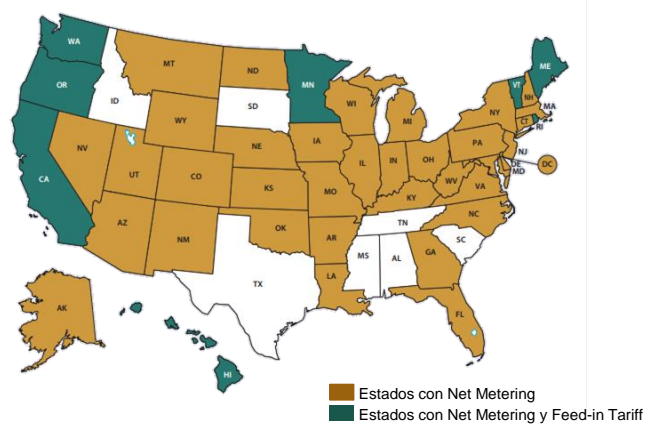


Figura 52. Estados con requerimientos obligatorios de Net Metering y Feed-In Tariff (Julio 2013) - Fuente: Proyecto de Asistencia Regulatoria (RAP)

En cambio, en España y en Alemania, existe la discusión de contraprestación con otro enfoque, o bien desde otro punto de vista regulatorio. Dichos país han optado por sistema de contraprestación distinto, mundialmente conocido como “feed-in-tariff”.

Una de las polémicas del feed-in-tariff es el costo de la red de transmisión y distribución. Los generadores exentos de estos países reciben altos pagos por su generación, tan altos que sobrepasan sus costos respectivos del sistema interconectado. Al ocurrir esto, los costos del sistema caen sobre aquellos usuarios que no tienen instalados estos sistemas y sus tarifas resultan ser mayores e inclusive injustas.

³⁴ Agencia Nacional de Energía Eléctrica en Brasil

***Puntos pendientes a
definir en la regulación
referente a la Generación
Distribuida***

Puntos pendientes a definir en la regulación referente a la Generación Distribuida

| Regulación pendiente referente a la GD | Relevancia | Entidad responsable de su emisión |
|---|---|-----------------------------------|
| Arancel en sistemas solares FV | Fomentar la instalación de plantas solares, se puede sustituir la aplicación de aranceles a los paneles solares, que impactan en el precio de la energía, por políticas que reduzcan los costos de instalación de nuevas plantas productivas y aprovechen el tejido industrial asociado al BoS que existe en México. | Análisis PwC |
| Contraprestaciones definidas para Generador Exento | Criterios para acreditar energía, potencia y CELs de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, o bien, los criterios de ajuste a los requisitos para adquirir productos por parte de los Usuarios Finales con Generación Distribuida. | CRE |
| Contrato de Suministro regulado | Cuando el Usuario de Suministro Básico tenga la capacidad de operar ya sea como Centro de Carga, retirando energía de la red, o como Generador Exento, inyectando energía a la red, en baja o media tensión, en modalidad individual o colectiva (Generación Distribuida o Generación Limpia Distribuida), deberá firmar 2 contratos con su Suministrador de Servicios Básicos: uno como Usuario Final o Centro de Carga, y otro como Generador Exento. Estos modelos de contrato no se conocen aún | CRE |
| Contratos entre los diferentes participantes del mercado | Con el fin de determinar cómo el Suministrador va a reconocer energía, potencia y CELs | CRE |
| Criterios de eficiencia para calificar como Energías Limpias | Con el fin de determinar qué proyectos califican como Generación Limpia Distribuida y el número de CELs para los que calificarían | CRE |
| Criterios de emisiones para calificar como Energías Limpias | Con el fin de determinar qué proyectos califican como Generación Limpia Distribuida y el número de CELs para los que calificarían | SEMARNAT |

| | | |
|--|---|------------|
| Grupo de interés económico y términos para fines de agregación de carga | Los usuarios en baja tensión como PyMEs (en tarifa 2 y 3) y residenciales (en tarifa 1) podrán agregar cargas para calificar como Usuario Calificado y recibir Suministro Calificado, tan pronto SENER publique los términos bajo los cuales dichos Usuarios Finales que pertenezcan a un grupo de interés económico podrán agregar sus Centros de Carga. Al recibir SSC, los Usuarios Calificados con Generación Distribuida podrían optar por acordar tarifas no reguladas para la venta de energía, potencia, CELs y/o Servicios Conexos | SENER |
| Manual de Mercado para Balance de Potencia | Permitirá entender la manera en la que la Generación Distribuida con Suministrador y los Generadores Exentos que producen energía eléctrica para Abasto Aislado podrán colocar Potencia en mercado, o a través del Participante de Mercado que los represente | SENER, CRE |
| Manual de Servicios Conexos | Permitirá entender si la Generación Distribuida y los Generadores Exentos que producen energía eléctrica para Abasto Aislado podrán colocar estos productos en mercado, o a través del Participante de Mercado que los represente | SENER, CRE |
| Mecanismos para fomentar el desarrollo de capacidades | Fomentar la capacitación de empresas y su personal, así como profesionales y técnicos independientes, para la instalación de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida | CRE |
| Posibilidades de financiamiento³⁵ | Se fomentará el otorgamiento de créditos y otros esquemas para el financiamiento de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida | SENER |
| PRODESEN considerando las | El PRODESEN considerará la expansión y modernización de las Redes Generales | SENER |

³⁵ Art 10 LIE. SENER está facultada para fomentar el otorgamiento de créditos y otros esquemas para el financiamiento de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida;

Artículo 55 LTE.- El Financiamiento para el Aprovechamiento sustentable de la energía tiene por objeto:

- I. Contribuir a la sustitución de equipos y aparatos energéticamente ineficientes;
- II. La realización de mejoras a edificaciones en las que se realice el consumo energético para su acondicionamiento con el fin de que este sea más eficiente, y
- III. La instalación de equipos económicamente viables que permitan aprovechar a los hogares las fuentes de energía renovables para la satisfacción de sus necesidades.

| | | |
|---|---|--------|
| redes necesarias para la GD | de Distribución que se requieran para interconectar la Generación Distribuida | |
| Redes Inteligentes | Las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo en materia de Redes Eléctricas Inteligentes, deberán incluir un componente de GD | CRE |
| Requerimientos de Interconexión para Generación Distribuida | CENACE publicó en junio 2015 los “Criterios mediante los que se establecen las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”. Sin embargo, estos no contemplan el caso de solicitudes para la Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW o que califiquen como Generación Distribuida, para conectarse a las Redes Generales de Distribución. Este documento es entonces esencial para entender los tipos de solicitudes, tiempos de atención de los estudios, ejemplos de cobros de los estudios, garantías financieras, entre otros | CENACE |
| Resolución por la que la CRE expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico | Determinar las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos y cuando vendan su producción a un SSB | CRE |
| Tarifas reguladas | Definir cuáles serán las tarifas consumo para el Suministro Básico y Suministro de Último Recurso, así como la metodología de actualización | CRE |

Fuentes y Referencias

Fuentes y Referencias

- Alfonso Abella, Eloy Álvarez. (2015). Smart Energy: nuevas aplicaciones y modelos de negocio. Boston Consulting Group. Web: <http://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/smart-energy.pdf>
- Beato Paulina (2015). El debate de la Energía Distribuida. El país. Web: http://economia.elpais.com/economia/2015/04/17/actualidad/1429270074_528940.html
- Carl Linvill, John Shenot, Jim Lazar. (2013). Designing Distributed Generation Tariffs Well: Fair Compensation in a Time of Transition. Regulatory Assistance Project (RAP) Web: <http://www.raonline.org/press-release/designing-distributed-generation-tariffs-well-ensuring-fair-compensation-in-a-time-of>
- Craig Morris. (2014). Net-metering not “self-reliant”. Energy Transition. Web: <http://energytransition.de/2014/03/net-metering-not-self-reliant/>
- CRE (2016). Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las condiciones generales para la prestación del Servicio de Suministro Eléctrico. COFEMER. Web: <http://cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/39623>
- CRE (2016). Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de Enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018. CRE. Web: <http://www.cre.gob.mx/documento/5846.pdf>
- DENA. Utilización Económica. Agencia Alemana de Energía. Web: <http://www.renewables-made-in-germany.com/es/renewables-made-in-germany/tecnologias/energia-fotovoltaica/energia-fotovoltaica/utilizacion-economica.html>
- ESE. (2011). El auge de la energía solar en EE.UU. y la financiación de pequeños proyectos para autoconsumo. Energía Solar España. Web: <http://www.energiasolaresp.com/2011/07/el-auge-de-la-energia-solar-en-eeuu-y.html>
- FENERCOM. (2012). Guía Básica de la Generación Distribuida. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Web: <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- Gobierno Federal. (2014). Ley de la Industria Energética. Diario Oficial de la Federación
- Gobierno Federal. (2015). Bases del Mercado Eléctrico. Diario Oficial de la Federación
- Gobierno Federal. (2015). Ley de la CFE. Diario Oficial de la Federación

- Gobierno Federal. (2015). Ley de la Transición Energética. Diario Oficial de la Federación
- Gobierno Federal. (2015). Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Diario Oficial de la Federación
- Gobierno Federal. (2016). Acuerdo de carácter general por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados. Diario Oficial de la Federación
- Inskip, Benjamin. (2015). 50 States of Solar. NC Clean Energy Technology Center. Web: https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/50-States-of-Solar-Q3-FINAL_25.pdf
- Le-Huy Nguyen. (2015). Renewable Energy- Overview. California Energy Commission. Web: http://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf
- Institute for building efficiency. (2010). Feed-In Tariffs: A Brief History. Web: <http://www.institutebe.com/energy-policy/feed-in-tariffs-history.aspx>
- IRENA. (2015). Renewable Energy in Latin America 2015: An Overview of Policies. International Renewable Energy Agency. Web: <http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=601#>
- IRENA (2015). Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency. Web: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf
- Jürgen Weiss, Sara Birmingham. (2014). Solar Energy Support in Germany: A Closer Look. Solar Energy Industries Association. Web: <http://www.seia.org/research-resources/solar-energy-support-germany-closer-look>
- Observatorio Crítico de la Energía. (2015). Autoconsumo marca España: la normativa más restrictiva del mundo. La marea. Web: <http://www.lamarea.com/2015/12/14/autoconsumo-marca-espana-la-normativa-mas-restrictiva-del-mundo/>
- Raúl Zeballos, Mario Vignolo. (2011). La generación distribuida en el mercado eléctrico uruguayo. 2016. IIE. Web: http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/GD_uruguay.pdf
- Rodrigo Gallegos, Saúl Rodríguez. (2015). Hacia la transformación del mercado eléctrico mexicano: generación distribuida. Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO). Web: http://imco.org.mx/wpcontent/uploads/2015/04/2015_Generaci%C3%B3nDistribuida_DocumentoCompleto.pdf

- Rodríguez Salomón. (2011) ¿Arrendamiento puro o financiero? 2016. El Economista. Web: <http://eleconomista.com.mx/finanzas-personales/2011/12/06/arrendamiento-puro-o-financiero>
- Saunders, Michael. (2014). Distributed Solar Energy in Nevada. Web: http://nvbar.org/articles/sites/default/files/NevLawyer_July_2014_Distributed_Solar_Energy.pdf
- Tom Kenning (2015). Net metering reforms to boost Brazil's rooftop solar. PVTech. Web: http://www.pv-tech.org/news/net_metering_policy_to_boost_brazils_rooftop_solar



Oficina de Representación de la GIZ en México
 Torre Hemicor, Piso 11
 Av. Insurgentes Sur No. 826
 Col. Del Valle, Del. Benito Juarez
 C.P. 03100, México, D.F.
 T +52 55 55 36 23 44
 F +52 55 55 36 23 44
 E giz-mexiko@giz.de
 I www.giz.de / www.gtz.de/mexico



PwC México
 Mariano Escobedo 573
 Col. Rincón del Bosque, Del. Miguel Hidalgo
 C.P. 11580, México, D.F.
 T +52 55 52 63 60 00
 F +52 55 52 66 00 10
 I www.pwc.com