

Guía de referencia para interactuar en el nuevo mercado eléctrico

Documento para el desarrollo de proyectos de cogeneración en México



COGENEREA México A.C. 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 COGENEREA México A.C., del BMZ y/o 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: COGENEREA México A.C. / GIZ
Guía de referencia para interactuar en el nuevo mercado eléctrico
México, D.F., 10 de septiembre del 2015

Edición y Supervisión: Jorge Gutiérrez Vera, Jorge Mañón Castro, Nadège Richard, Ricard Vila (COGENEREA México A.C.), Alejandro Tovar Garza, Ana Delia Córdova Pérez, Ernesto Feilbogen. (GIZ).
Autores: Francisco Ibáñez, Eduardo Reyes Bravo, Fernando Torres-Moncayo y Guillermo Canales (PricewaterhouseCoopers México)

COGENEREA México A.C.
Rio Niágara # 11
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
C.P. 06500, México D.F.

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

Agencia de la GIZ en México
Av. Insurgentes Sur No. 826
Torre Hemicor, PH
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, México, D.F.
T +52 55 55 36 23 44
E giz-mexiko@giz.de
I www.giz.de/en/worldwide/33041.html

Glosario

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

Prefacio

Las Reformas estructurales promovidas y logradas por el gobierno de México en sus primeros dos años de gobierno de la presente administración sin duda son un parteaguas que garantizarán el desarrollo armónico del país.

Evidentemente para el caso específico de COGENERA México la más importante de las reformas es la energética. En virtud de lo anterior, los integrantes de nuestra mesa directiva así como del consejo técnico consultivo hemos solicitado apoyo a la Cooperación Alemana al Desarrollo (GIZ), para el análisis técnico, económico y regulatorio de la Reforma Energética, de la Ley de la Industria Eléctrica y de su Reglamento así como de las normas asociadas a la referida Ley.

Es de mencionarse que tanto COGENERA MÉXICO como GIZ participamos activamente en nuestra calidad de miembros del Consejo Consultivo para el Desarrollo de las Energías Renovables y la Cogeneración Eficiente, para externar nuestros puntos de vista respecto del contenido de la iniciativa de la LIE, de su Reglamento así como del proyecto de las reglas de operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

En el caso de la LIE, se tomaron en cuenta nuestras opiniones respecto de la necesidad de que no solamente a los permisionarios con permisos de cogeneración y/o autoabastecimiento se les siguiera aplicando la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica fundamentalmente en lo referente al beneficio del porteo tipo estampilla y del banco de energía, sino que también este beneficio se hiciera extensivo a las personas físicas o morales que hubieran iniciado gestiones ante la Comisión Reguladora de Energía antes del 11 de Agosto de 2014, fecha en que fue promulgada la Ley de la Industria Eléctrica.

Adicionalmente, para el caso de las obras de infraestructura requeridas para la interconexión de esquemas de cogeneración a la red de transmisión o a la de distribución de CFE, se aceptó nuestra solicitud de que siguiera vigente el concepto de “La solución más económica de las técnicamente factibles” contenida en el instructivo de aportaciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Es de destacarse que el pasado 8 de Septiembre de 2015 se dio a conocer el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, así como los nuevos valores del servicio de transmisión de energía (porteo) con vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Lo anterior representa la posibilidad de hacer financiables los proyectos de cogeneración diseñados para satisfacer las cargas térmicas de los usuarios de vapor que generalmente implicarán un superávit de energía eléctrica, mismo que podrá ser enviado a usuarios calificados o socios del desarrollador a través de las redes de transmisión o de distribución de CFE previa firma del convenio de transmisión correspondiente.

Sin lugar a dudas considero que el Gobierno está haciendo su tarea y ahora nos corresponde a nosotros, la iniciativa privada, los desarrolladores, los fabricantes de equipo y los bancos de desarrollo hacer la nuestra.

Ing. Jorge Gutiérrez Vera

Presidente

COGENERA México A.C.

Resumen ejecutivo

Este documento presenta una guía para la interacción con el nuevo mercado eléctrico para desarrolladores e inversionistas de proyectos de cogeneración en México.

El nuevo marco regulatorio implementa una transformación fundamental en la operación del mercado, con el objetivo de conseguir una mayor competitividad en los costos de generación de la electricidad. Los participantes de este nuevo modelo deberán afrontar al mercado con un plan de negocio que se adapte a sus necesidades y reduzca el riesgo al participar en este mercado.

En un ambiente competitivo, la cogeneración presenta una oportunidad para los consumidores de lograr una mayor transparencia en su gasto en el abasto eléctrico y la oportunidad de reducir sus costos. Para un desarrollador, la cogeneración representa un proyecto con bajo riesgo tecnológico, escalable y con bajos costos variables, lo que la hace una oferta económica viable en un mercado competitivo.

Este documento busca detallar las operaciones del nuevo mercado eléctrico mayorista y los componentes que lo conforman, para que los interesados en desarrollar un proyecto de cogeneración tengan un mejor entendimiento del mercado, de las oportunidades y riesgos que este presenta, y de las ventajas que la cogeneración tiene ante otras tecnologías de generación eléctrica.

En la primera sección de este documento se expone un resumen de la reforma energética en materia del sector eléctrico, las facultades y obligaciones de las instituciones regulatorias que rigen el mercado, la estructura de los participantes del mercado y el estado del proceso de implementación de la reforma.

La segunda sección explica los elementos y la operación del nuevo mercado eléctrico, el cual incluye el Mercado de Energía de Corto Plazo, las Subastas de Mediano y Largo Plazo, el Mercado de Balance de Potencia, los Derechos Financieros de Transmisión, y los Certificados de Energía Limpia. También se detalla la interacción de la cogeneración con estos elementos, siendo importante considerar las oportunidades, riesgos, ventajas y debilidades de esta aplicación ante un entorno competitivo.

La tercera sección del documento presenta un análisis de modelos de negocio por medio de los cuáles los proyectos de cogeneración se pueden desarrollar en el mercado. Se explican los conceptos importantes así como los riesgos que se existen al participar en el nuevo mercado eléctrico y las diferencias entre Precios Marginales Locales. Finalmente, se presenta un mapa esquemático de opciones de acuerdo al volumen de excedentes eléctricos de una planta de cogeneración.

Contenido

Glosario	ii
Prefacio.....	iii
Resumen ejecutivo	iv
Breve descripción de la reforma energética.....	1
¿Cómo se transforma el sector eléctrico?.....	1
¿Quiénes son los participantes del sector eléctrico?	3
¿Cuál es el proceso de implementación de la Reforma?	4
Análisis de la participación de los proyectos de cogeneración en los nuevos mercados del MEM.....	6
¿Cuáles son los principales elementos de las Bases del Mercado Eléctrico que un proyecto de cogeneración debe de considerar?	6
¿Qué es el Mercado de Energía de Corto Plazo?.....	6
¿Qué son las Subastas de Mediano y Largo Plazo?.....	8
¿Qué es el Mercado de Balance de Potencia?	10
¿Qué son los Derechos Financieros de Transmisión?.....	10
¿Qué son los Certificados de Energía Limpia?	11
¿Cómo será la participación de los proyectos de cogeneración en el Mercado Eléctrico Mayorista? ..	12
¿Cuál es el atractivo y las barreras de los proyectos de cogeneración para participar en estos mercados?	14
¿Cuáles son las implicaciones en materia de la cogeneración para usuarios, desarrolladores y entidades financieras?	15
¿Cuáles son las ventajas que tiene la cogeneración en el mercado eléctrico?	16
¿Cuáles son las implicaciones de la reforma para los Contratos de Interconexión Legados?	16

Análisis de casos de negocio prácticos de cómo evaluar un proyecto de cogeneración en el nuevo marco	19
Modelos para desarrollar proyectos de Cogeneración bajo el marco de la Reforma Energética	19
Estructura de precios en contratos bilaterales y el mercado eléctrico	20
Caso #1 – Central sin excedentes energéticos	22
Caso #2 – Central con venta de excedentes al MEM	23
Caso #3 – Central con venta de excedentes por contratos bilaterales y venta al MEM	24
Caso #4 – Central con venta de excedente por medio de las subastas del mercado eléctrico	25
Mapa esquemático de opciones	27

Anexo 1. Guía de permisos para interactuar en el mercado eléctrico.....	30
Anexo 2. Elementos clave para un contrato bilateral	31

Breve descripción de la reforma energética

Breve descripción de la reforma energética

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?¹

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.

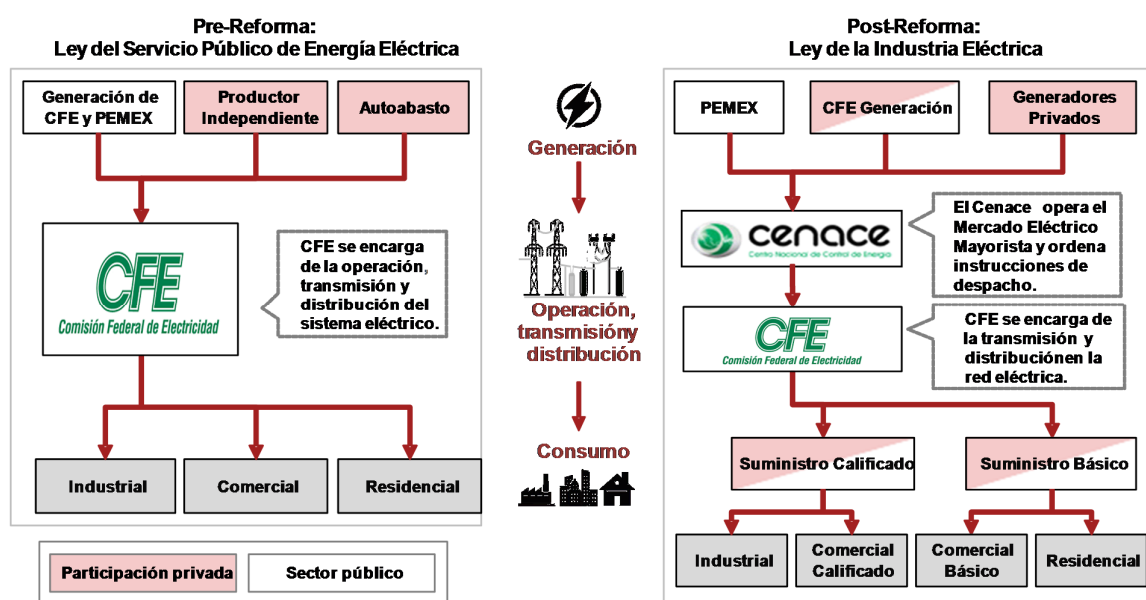


Figura 1. Resumen de la estructura del sistema eléctrico pre y post reforma (no exhaustivo).
Fuente: LIE, SENER, PwC

Durante el proceso de implementación de la Reforma la CFE será dividida en diferentes subsidiarias y filiales de generación, transmisión, distribución y suministro. 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.

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

¹ Este documento está basado en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, y en las Reglas del Mercado emitidas inicialmente por la Secretaría de Energía.

mercado eléctrico. La Figura 2 muestra diversas facultades de la CFE que fueron modificadas o asignadas a instituciones independientes a esta.



Figura 2. 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.

¿Quiénes son los participantes del sector eléctrico?

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**.

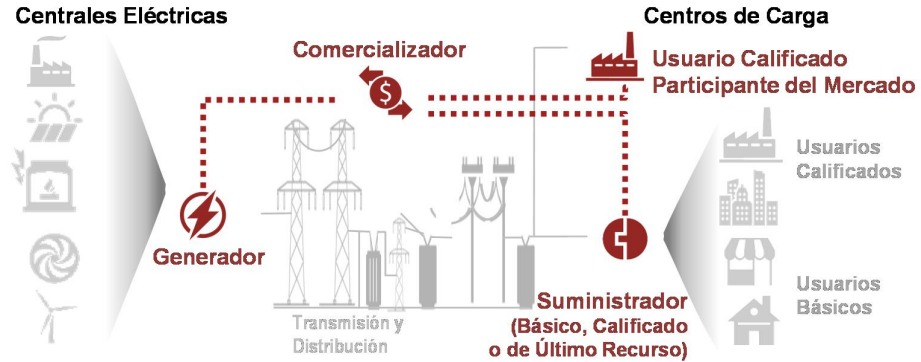


Figura 3. Participantes del Mercado Eléctrico
Fuente: LIE, SENER, PwC

De acuerdo con sus características, estas son representadas en el mercado por diferentes categorías de Participantes del Mercado, representados en la Figura 3.

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.

Suministrador

Representan las cargas de los Usuarios Finales, quienes pueden ser Básicos o Calificados² (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 *traders* en otros mercados).

² 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. 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).

¿Cuál es el proceso de implementación de la Reforma?

La implementación de la reforma ha seguido avanzando durante el 2015. La SENER publicó la versión final de las Bases del Mercado Eléctrico en septiembre, 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.



Figura 4. Proceso de implementación de la reforma energética en el sector eléctrico
Fuente: LIE, PwC

***Análisis de la
participación de los
proyectos de
cogeneración en los
nuevos mercados del
MEM***

Análisis de la participación de los proyectos de cogeneración en los nuevos mercados del MEM

¿Cuáles son los principales elementos de las Bases del Mercado Eléctrico que un proyecto de cogeneración debe de considerar?

La reforma establece el Mercado Eléctrico como instrumento para realizar el despacho eficiente y económico de las Centrales Eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para esto, el Mercado Eléctrico dispone de cinco componentes:

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

Estos componentes permiten lograr un entorno competitivo para el desarrollo de proyectos de energía, siendo la vía para conseguir la remuneración de los costos variables y fijos, facilitar la estabilidad de precios, asignar contratos bilaterales de largo plazo para obtener el financiamiento, y remunerar el excedente necesario para generar la inversión en tecnologías de energía limpia.

¿Qué es el Mercado de Energía de Corto Plazo?

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

(sección 2.5.3 de las Bases de Mercado)

El Mercado de Energía de Corto Plazo es el mercado en el cuál los Participantes hacen ofertas de compra y venta de energía y servicios conexos. El Mercado está integrado por los Mercados de Día en Adelanto (MDA) y de Tiempo Real (MTR). El operador de mercado indica las instrucciones de despacho de energía y servicios conexos de acuerdo a las ofertas más económicas, sujetas a restricciones de confiabilidad del sistema.

Estos mercados serán complementados con un Mercado de Hora en Adelante (MHA) en la segunda etapa del mercado eléctrico en 2018.

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

Las ofertas de compra son presentadas al mercado por las Entidades Responsables de Carga (ERC). Las ofertas se hacen por una cantidad fija de demanda, tomando el Precio Marginal Local (PML) del nodo en donde se hace la oferta como precio a pagar³.

³ La demanda controlable (sensible al precio) podrá ser ofertada al mercado a partir de la segunda etapa de los mercados MDA y MTR.

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

El PML para la energía se establece como el costo unitario de incrementar la demanda en un nodo por 1 MW. El costo puede variar entre nodos debido al balance de oferta y demanda y la congestión y pérdidas en el sistema de transmisión de electricidad entre estos nodos, como se puede observar en el ejemplo de la Figura 5.

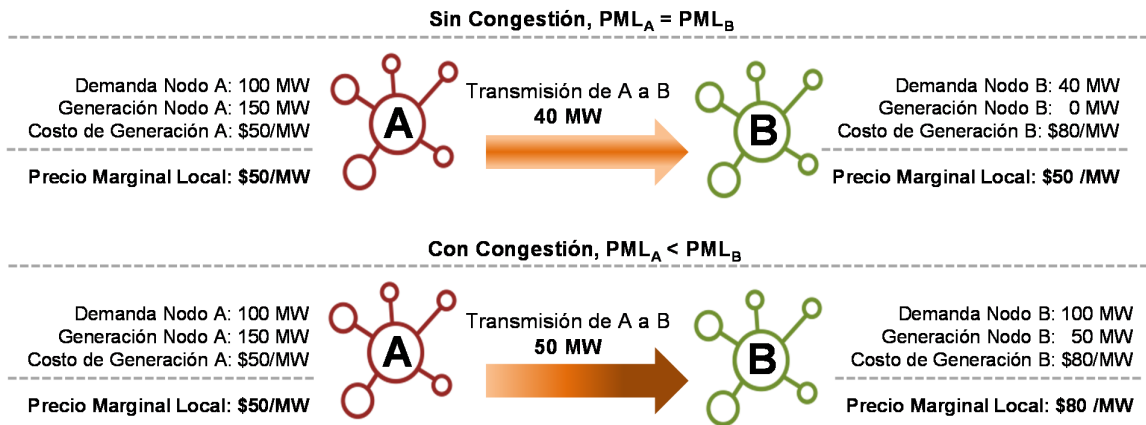


Figura 5. Diferencial entre Precios Marginales Locales
 Fuente: SENER, PwC

Los servicios conexos del mercado son las reservas para la generación de energía, y pueden ser de regulación, rodantes, operativas y suplementarias. El precio de estas reservas se establece como el costo de oportunidad de una Central al no producir energía eléctrica tras la instrucción del CENACE y tener un costo marginal (oferta) por debajo del Precio Marginal Local.

Como se observa en el ejemplo de la Figura 6, el Generador con la Oferta PxQ 3 tiene un costo competitivo, pero tras instrucciones del CENACE en vez de generar energía, el operador lo despacha como reserva (listo para generar). El costo es la diferencia entre el PML y el precio de la oferta.

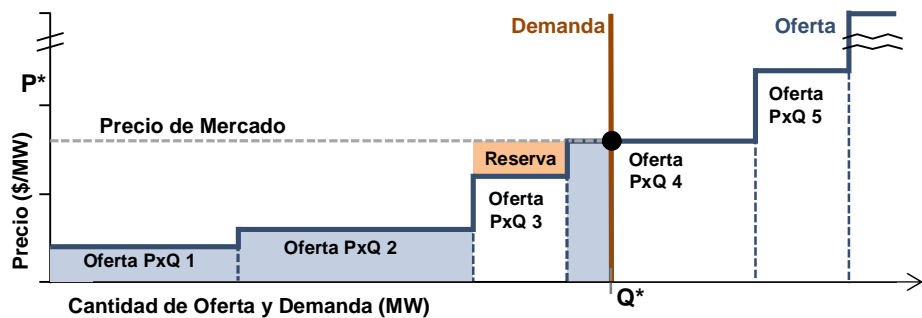


Figura 6. Precio de mercado y costo de servicios conexos
 Fuente: SENER, PwC

También existen servicios conexos que se establecen fuera del mercado, como el control de voltaje, la disponibilidad y despacho para la inyección o absorción de potencia reactiva y el arranque de emergencia. Para estos servicios la CRE determinará las tarifas correspondientes. El CENACE programará estos servicios y efectuará pagos de suficiencia de ingresos (tarifas y garantías) a las Centrales Eléctricas que generen estos servicios.

¿Qué son las Subastas de Mediano y Largo Plazo?

Las subastas de mediano y largo plazo (MP y LP) son organizadas por el CENACE para cubrir los requerimientos de energía, potencia y certificados de energía limpia de los Suministradores de Servicios Básicos, donde podrán también participar otros suministradores. En el caso de energía eléctrica, las subastas de MP pueden ser para cualquier tipo de generación, mientras que las de LP son exclusivamente para energías limpias (incluyendo a la cogeneración eficiente).

Cuando un Generador es seleccionado tras participar en una subasta, ya sea de mediano o largo plazo, se establecen Contratos de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y/o de CEL. Las vigencias de los Contratos de Cobertura se detallan en la siguiente figura.

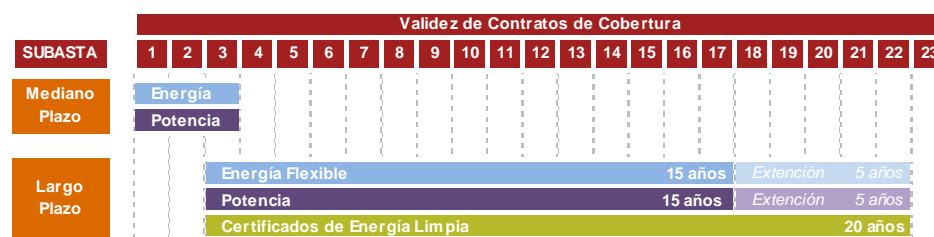


Figura 7. Vigencia de Contratos de Cobertura Eléctrica asignados por Subastas. Fuente: LIE, PwC

Las centrales de cogeneración pueden participar en ambas subastas. Las centrales de mayor tamaño (asociadas a complejos industriales) y con un porcentaje de excedentes alto son las que hacen mayor sentido para este mercado. Adicionalmente, el carácter de energía limpia que la regulación otorga a la Cogeneración Eficiente le permite a estos proyectos participar en las subastas de CELs y Energía Limpia de LP

Las subastas de MP se llevan a cabo anualmente y el Contrato de Cobertura tiene una duración de tres años a partir del 1 de enero del año siguiente al que se llevó a cabo la subasta.

Los productos que se adquieren son energía eléctrica y potencia. Los precios serán los precios de equilibrio de la subasta. Los contratos se establecen entre los Suministradores y Generadores/Comercializadores.

Por su parte, las subastas de LP se llevan a cabo anualmente, y el Contrato de Cobertura tendrá una duración de 15 años para energía eléctrica y potencia y de 20 años para los CEL. La fecha de inicio estándar de los contratos es el 1 de enero, tres años después de la subasta; sin embargo, la fecha de inicio ofertada puede ser hasta un año antes o dos años después de la fecha de inicio estándar.

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

Además de las subastas, los Participantes de Mercado pueden celebrar Contratos de Cobertura bilaterales. Estos pueden ser registrados ante el CENACE para facilitar la interacción en el mercado.

En el caso de la cogeneración (por ser tecnologías usualmente asociadas a Contratos Bilaterales con usuarios finales de manera directa) las TBF son una herramienta eficaz para reducir costos asociados a las garantías (eliminando la duplicidad de garantías del Generador y Usuario ante el CENACE)

¿Qué son las Transacciones Bilaterales Financieras?

Para la interacción con los Mercados de Día en Adelanto y de Tiempo Real, los Contratos de Cobertura Eléctrica se pueden liquidar entre los mismos participantes o bien informando al CENACE. Al informar al CENACE se establece una Transacción Bilateral Financiera (TBF) entre las partes. Estas también pueden ser registradas ante el CENACE como resultado de un contrato bilateral entre participantes *independiente de las subastas*.

La transacción es una forma de disminuir el monto garantizado de pago que ambas partes tienen ante el CENACE. El Monto Garantizado de Pago es el valor monetario de las garantías que los Participantes deben cubrir ante el CENACE⁴.

Las TBF transfieren el derecho de cobro ante el CENACE de la generación eléctrica o servicios conexos emitidos por un Generador a la entidad con quien tiene la transacción (suministrador/usuario).

¿Cuáles son los pasos y utilidad de una TBF?

1. Se acuerda un precio de compraventa entre Generador y el Suministrador/Usuario. Este precio no se le informa al CENACE al ser de carácter comercial y no operativo.
2. Los Participantes interactúan con el MEM tal cual se define en las Reglas. Los Generadores realizan ofertas de venta y realizan las operaciones que el CENACE indica, y los Suministradores/Usuarios realizan ofertas de compra.
3. En el caso de los contratos bilaterales fuera del mercado, cada Participante liquida su posición ante el CENACE a los precios del Mercado.
4. En el caso de los contratos bilaterales, el Generador y el Suministrador/Usuario efectúan las transacciones financieras requeridas para balancear los pagos ante el CENACE con el precio de compraventa acordado. En caso de que el precio de mercado esté por debajo del costo marginal de generación de la Central Eléctrica, el pago bilateral proporciona la utilidad al generador tras adquirir la energía requerida directa del mercado. Cuando el precio del mercado es mayor al precio de contrato, el Suministrador/Usuario recibe la diferencia por el pago bilateral.

Por medio de la TBF (o por un contrato bilateral no reportado ante el CENACE) el Generador y el Suministrador/Usuario se cubren de la volatilidad del precio de mercado, y del riesgo de que este precio se encuentre normalmente por abajo o por encima, respectivamente, del precio necesario para sus operaciones. Cualquier exclusión debe estar especificada en el contrato bilateral.

⁴ La metodología para el cálculo del monto será publicada en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

A diferencia del esquema de autoabastecimiento que contemplaban la entrega de capacidad como algo opcional (a falta de ello se seguía cubriendo con CFE), los Generadores serán responsables de entregar energía y potencia. Este factor es una ventaja competitiva de la Cogeneración frente a las energías limpias intermitentes

¿Qué es el Mercado de Balance de Potencia?

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

Los Contratos de Cobertura para Potencia pueden ser negociados directamente entre las ERC y los Generadores, o bien otorgados por medio de las Subastas de Mediano y Largo Plazo.

Las Transacciones Bilaterales de Potencia (TBP) transfieren la obligación de potencia del comprador al vendedor. La transacción compromete al Generador a colocar en el mercado la potencia acordada con la ERC, por lo que el vendedor asume las obligaciones asociadas con el requerimiento de potencia del comprador ante el CENACE y la CRE.

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

¿Qué son los Derechos Financieros de Transmisión?

En el caso de Plantas de Cogeneración con capacidad excedente (del consumo local) que establezcan Contratos Bilaterales con consumidores en regiones del país distintas al punto de consumo los DFT mitigan el riesgo de mercado por la variación de precios entre nodos, facilitando su financiamiento y certidumbre de precio final

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

Los DFT otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia entre los Precios Marginales Locales (PML) entre los nodos de inyección y retiro de energía. Como se ejemplifica en la Figura 8, cuando un Generador en el Nodo A ha adquirido un DFT, este recibe del administrador del sistema (el CENACE) el pago equivalente al costo de congestión entre el Nodo B y el Nodo A ($PML_B - PML_A$). El DFT puede ser adquirido por cualquiera del Generador o la ERC.

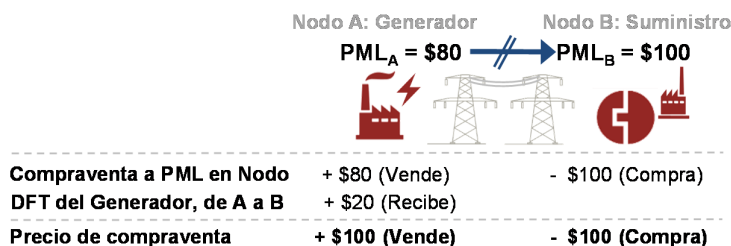


Figura 8. Pago por diferencia entre Precios Marginales Locales con un DFT. Fuente: LIE, PwC

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

Los DFT se asignan por medio de subastas anuales, donde se otorgan derechos con diferentes vigencias de acuerdo con los requerimientos de los Participantes. La Figura 9 muestra las diferentes vigencias: por el remanente del año en el que fueron subastados (punto 1), por un trimestre del año entrante (2), por un año (3) y por tres años (4).



Figura 9. Vigencia de Derechos Financieros de Transmisión. Fuente: LIE

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

¿Qué son los Certificados de Energía Limpia?

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

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

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

Para el 2018, los requisitos de CEL son del 5%⁶ de la demanda anual. Los responsables de presentar CEL ante la CRE tienen la opción de presentar el 25% de su

⁵ Los titulares de Contratos de Interconexión Legados que elijan migrar sus contratos al nuevo marco regulatorio tendrán el derecho a ser asignados los DFTs correspondientes a su contrato.

⁶ Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de CEL en 2018 (DOF 31/03/2015)

requerimiento el año siguiente. La Figura 10 a continuación muestra el volumen de energía que potencialmente estaría asociada a este objetivo.

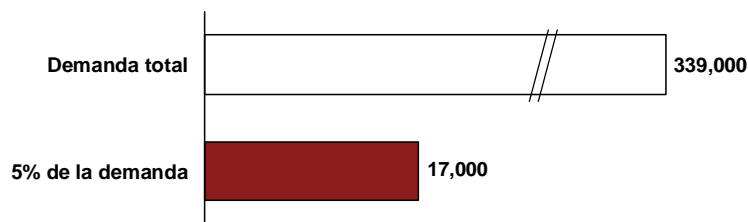


Figura 10. Estimación de la energía (GWh) asociada a los requerimientos de CEL para 2018. Fuente: SENER, PwC

¿Cómo será la participación de los proyectos de cogeneración en el Mercado Eléctrico Mayorista?

La cogeneración tiene como propósito maximizar la eficiencia del proceso de generación de energía eléctrica. Esto se logra mediante el uso de la energía térmica que resulta del proceso de combustión ya sea en el mismo proceso de generación eléctrica o en un proceso industrial, o mediante el aprovechamiento de la energía térmica que deshecha un proceso industrial

En México, la definición de cogeneración es más amplia en comparación con otros países. La actual definición se encuentra en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, sin embargo esta ley fue derogada tras la publicación de la LIE. Se espera que la cogeneración bajo el nuevo marco se defina en la iniciativa de Ley de la Transición Energética. En el marco anterior, la regulación considera la cogeneración cuando el proceso de generación incluye cualquiera de los siguientes procesos⁷:

- La generación conjunta de energía eléctrica y térmica, utilizando la energía térmica completa o parcialmente en procesos industriales y/o comerciales.
- La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos.
- La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de combustibles producidos en los procesos.

Los proyectos que han sido aprobados hasta la fecha por la CRE como plantas de cogeneración utilizan tecnologías de generación y recuperación diversas, así como diferentes combustibles.

Ejemplos de procesos de cogeneración incluyen, entre otros:

Generación de energía eléctrica con turbogenerador a gas, cuyos gases de escape son conducidos a un recuperador de calor para generar vapor para su uso en un proceso industrial.

Generación de energía eléctrica de ciclo combinado con turbogenerador a gas, cuyos gases de escape son enviados a un generador de vapor por recuperación. El vapor se usa para generar electricidad con un turbogenerador a vapor y el vapor de escape de la turbina de vapor se utiliza en un proceso industrial.

Generación de energía eléctrica de ciclo combinado con turbogenerador a gas, cuyos gases de escape son enviados a un recuperador de calor para producir vapor. El vapor es enviado a dos procesos: generación eléctrica con turbogenerador a vapor, y para la utilización en un proceso industrial.

Generación de energía eléctrica con motogenerador, cuyos gases de escape son utilizados para generar vapor o agua caliente, para su uso en un proceso industrial.

⁷ Artículo 36, Fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

Generación de energía eléctrica con un turbogenerador a vapor, donde el vapor es generado a partir de la combustión de combustible obtenido en un proceso industrial. El vapor que sale de la turbina se utiliza en un proceso industrial.

Las plantas de cogeneración que se encuentran actualmente en el sistema eléctrico se han instalado por medio de contratos bilaterales para satisfacer las necesidades térmicas y eléctricas, o bien para el aprovechamiento de calor y combustibles de deshecho, de varios procesos industriales. Entre otros, la cogeneración en México se encuentra en las industrias de papel y pulpa, minera, acerera, automotriz, farmacéutica, petroquímica, textil, universidades y laboratorios y rellenos sanitarios o plantas de tratamiento de aguas municipales.

Los combustibles utilizados en los procesos de cogeneración pueden ser suministrados específicamente para la generación de energía eléctrica, como lo son el gas natural, el combustóleo, y el diésel, o recuperados de procesos industriales como el biogás, el bagazo de caña, y el licor negro. Del mismo modo, la energía térmica para la generación puede originarse de o ser complementada por el calor procedente de un proceso industrial (recuperación térmica, reacción química exotérmica).

La cogeneración tiene la capacidad de participar en los cinco productos del mercado eléctrico, ya que puede proveer capacidad firme, energía despachable, ofrecer reservas e inercia al sistema para la confiabilidad y en caso de ser eficiente, generar Certificados de Energía Limpia.



Figura 11. Participación de la cogeneración en el mercado eléctrico. Fuente: SENER, PwC

¿Cuál es el atractivo y las barreras de los proyectos de cogeneración para participar en estos mercados?

De acuerdo al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (Prodesen), en el periodo 2015 - 2018 podrían instalarse más de 5,200 MW de cogeneración eficiente (~40% del total de capacidad limpia estimada para dicho periodo).

Los proyectos de cogeneración encontrarán la mayor certidumbre en cuanto a ingresos y operaciones mediante contratos bilaterales con plantas industriales y consumidores de energía térmica y eléctrica, en los que establezcan “Transacciones Bilaterales Financieras y de Potencia”.

El mercado de contratos bilaterales para el abastecimiento de energía eléctrica en México tiene un gran potencial, ya que al menos unos 64TWh de demanda (1/3 de la demanda nacional) podrían migrar en los próximos años a estos contratos bajo las nuevas reglas de la reforma.

Dado que la nueva regulación “libera” primero a los clientes de mayor consumo y que éstos suelen estar asociados a industrias con requerimientos térmicos y eléctricos, la cogeneración se puede convertir en una opción eficaz en la entrada de estos clientes en el mercado de Usuarios Calificados

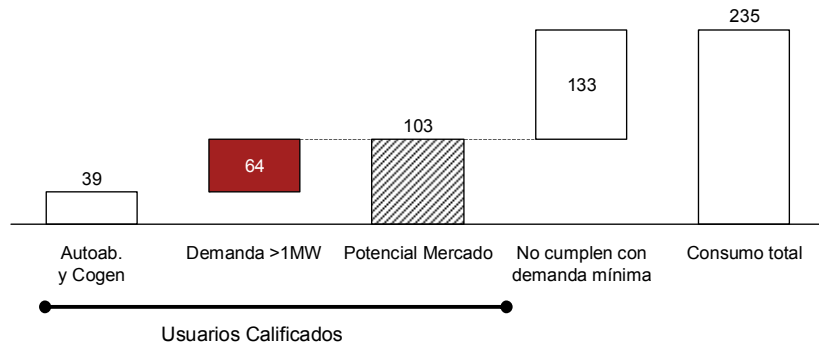


Figura 12. Estimación ilustrativa del tamaño potencial del mercado de usuarios calificados* (TWh), 2013. Fuente: SENER, CONUEE, PwC

La tabla a continuación muestra algunos de las principales oportunidades y riesgos en el nuevo mercado, así como las fortalezas y debilidades de la cogeneración.

	Oportunidades	Riesgos
Mercado	<ul style="list-style-type: none"> Demanda eléctrica en crecimiento. Bajos costos de generación con cogeneración eficiente. Complejos industriales requieren de energía térmica y eléctrica. Fuentes de desperdicio con potencial energético disponibles: rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> Impacto en precio de CEL en caso de una migración importante de cogeneración eficiente de contrato legado a mercado. Disponibilidad y costo del suministro de combustible. Riesgos regulatorios, como podrían ser cambios a las bases del mercado o a la definición de cogeneración eficiente.
Productos	<ul style="list-style-type: none"> Creación de CEL si la cogeneración clasifica como eficiente. Generación en horas y potencia requeridas por el usuario y el mercado. Bajo riesgo tecnológico, con múltiples capacidades de intalación (0.5 ~ 800 MW). Capacidad de proveer servicios conexos. 	<ul style="list-style-type: none"> Procesamiento y almacenamiento de combustible si este proviene del desecho de otro proceso (biogás) Necesidad de coordinar generación térmica y eléctrica con la demanda. Combustibles limitados, no renovables (gas natural, diésel)
	Fortalezas	Debilidades

* Se asume que aquellos usuarios con consumo superior a 6GWh/año tienen más de 1MW de demanda; si bien podría variar este estimado, no se incluyen a usuarios que agreguen sus cargas para convertirse en usuarios calificados

Es importante mencionar que las centrales eléctricas de cogeneración convencional tienen la posibilidad de registrarse como cogeneración eficiente y por ende generar Certificados de Energía Limpia, siempre y cuando cumplan dos requisitos:

1. Certificarse como cogeneración eficiente ante la CRE.
2. Convertir sus contratos existentes de Interconexión Legada a Contratos de Interconexión en términos de la LIE.

¿Cuáles son las implicaciones en materia de la cogeneración para usuarios, desarrolladores y entidades financieras?

La reforma al sector provoca un cambio fundamental en la operación del sistema eléctrico. La transición y nuevo esquema tienen implicaciones importantes para las entidades que participan en la industria.

	Positivas	Negativas
Usuarios	<p>Entorno más competitivo para el suministro de energía: suministradores en entorno competitivo; múltiples ofertas de Abasto Aislado por parte de desarrolladores; participación en el mercado como Usuario Calificado (MEM, subastas, CEL). Esto implica que la cogeneración debe competir para lograr establecer contratos con los usuarios.</p>	<p>Entrar como Participante de Mercado puede tener ventajas, pero requiere de "know-how" del mercado eléctrico y liquidez de productos de cobertura, por lo que aumenta el riesgo. El Abasto Aislado fuerza a participar en el mercado ya sea como UCPM o por medio de un Suministrador.</p> <p>Precio de la electricidad variable de acuerdo con ubicación en el SEN, lo que provoca un incentivo para establecer contratos únicamente con usuarios dentro de un mismo nodo.</p>
	<p>Cambios en Precios Marginales Locales de acuerdo con el balance nodal de oferta y demanda. Dependiendo de la ubicación del centro de Abasto Aislado, el nivel de precios puede tener un impacto positivo o negativo.</p> <p>De no registrarse como Usuario Calificado Participante del Mercado, el usuario puede elegir continuar con el suministro de la CFE o hacer el cambio a un suministrador privado de acuerdo con la oferta competitiva.</p> <p>Registro como Usuario Básico o Calificado de acuerdo con la demanda de sus Centros de Carga. Es posible agregar cargas para establecer un "grupo de interés económico".</p>	
Desarrolladores	<p>Nuevos modelos de negocio para la cogeneración a través del Abasto Aislado: contrato bilateral, subastas, y Mercado Eléctrico Mayorista (ver sección de casos de negocio).</p> <p>Oportunidad de ingresos por la provisión de servicios conexos y Certificados de Energía Limpia al ser cogeneración eficiente.</p>	<p>Entorno más competitivo con un incremento en la actividad de desarrollo y generación, por lo tanto más dificultad en lograr establecer contratos con usuarios.</p> <p>Al establecer un contrato con el usuario, el Generador tiene la obligación de entregar Potencia, Energía y CEL. Debe asumir el riesgo disponibilidad de la Central Eléctrica (falla y suministro de combustible), previamente absorbido por CFE.</p>
Inversionistas y Entidades Financieras	<p>Mayor rentabilidad cuando el modelo de negocio recibe ingresos de múltiples productos: energía, servicios conexos, potencia, y Certificados de Energía Limpia. La cogeneración puede ofrecer todos estos productos, lo que le da una ventaja importante sobre otras fuentes de energía limpia.</p> <p>Coberturas a la volatilidad de precios disponibles por medio de subastas y contratos bilaterales, por lo que al establecer contratos se aumenta la estabilidad de los flujos de efectivo.</p>	<p>Perfiles de riesgo diferentes a pre-reforma: riesgo de precios de los productos de mercado y de operativo (falla no planeada, suministro de combustible). El riesgo de precios se puede mitigar al establecer contratos con usuarios; el riesgo técnico deberá ser gestionado por el operador de la central de cogeneración.</p> <p>Debido al cambio en el perfil de riesgo, los esquemas de préstamos deberán ser adaptados de acuerdo con el riesgo que presenta cada tecnología. La cogeneración presenta una fuente de ingresos y una operación estables.</p>

¿Cuáles son las ventajas que tiene la cogeneración en el mercado eléctrico?

La cogeneración tiene varias ventajas sobre otras tecnologías en cuanto al mercado eléctrico y las limitaciones y oportunidades que provee la tecnología.

Ventaja Tecnológica	Implicación en el Mercado Eléctrico
Al originarse de una fuente de energía almacenada (combustible fósil) la cogeneración puede proveer energía y potencia firme ⁹ , a diferencia de la generación con turbinas eólicas y solar fotovoltaica que generan de modo intermitente.	Participar y hacer ofertas competitivas de Potencia y Energía en las Subastas de Mediano Plazo y de Energía Limpia a Largo Plazo
La cogeneración tiene la posibilidad de ser reconocida como cogeneración eficiente, una de las clasificaciones de Energía Limpia, a diferencia de los ciclos combinados.	Participación en las Subastas de Largo Plazo para Energía Limpia, a diferencia de tecnologías como el ciclo combinado y otras tecnologías fósiles Generación de CELs de acuerdo al porcentaje de energía libre de combustible fósil que genere la Central
Capacidades de plantas desde menos de 1 MW hasta 750 MW en el mercado en México, modalidad de Abasto Aislado ¹⁰	Generación en el nodo y la zona de consumo (distribuida), evitando pérdidas técnicas de transmisión y disminuyendo la congestión del sistema
Tecnología madura con una cadena de suministro establecida en México, más de 80 plantas en operación en el país.	Mantenimientos predecibles y limitados, evitando permanecer fuera del mercado largos periodos de tiempo

¿Cuáles son las implicaciones de la reforma para los Contratos de Interconexión Legados?

Los Centrales Eléctricas y usuarios con contratos establecidos previo a la reforma tienen el derecho de mantener sus operaciones de acuerdo a lo establecido en sus contratos de interconexión. El acuerdo entre estos participantes se conoce como Contrato de Interconexión Legado y tiene las siguientes características:

- Las Centrales deberán estar representadas ante el CENACE por el Generador de Intermediación que asigne la SENER (probablemente CFE).
- El Generador de Intermediación hará ofertas al CENACE con estatus de Operación Obligada de acuerdo con el programa de operación del contrato de la Central Eléctrica.
- Los usuarios (Centros de Carga) mantienen la obligación de obtener los Certificados de Energía Limpia correspondientes a su consumo eléctrico.

⁹ La energía firme tiene la capacidad de controlar su nivel de producción.

¹⁰ El Abasto Aislado es la generación de energía eléctrica para satisfacer las necesidades dentro de una red particular, sin necesidad de transmitir la energía por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- Los Participantes con contratos legados pueden transferir sus contratos existentes al nuevo mercado. Este movimiento los obliga a interactuar con el mercado de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica y las Reglas del Mercado.
- Los Generadores pueden elegir transferir solo una parte de la capacidad de la Central Eléctrica al mercado y mantener la otra parte bajo el Contrato de Interconexión Legado.
- Si los Participantes deciden transferir sus contratos al nuevo mercado, estos tienen la opción de recibir sin costo los Derechos Financieros de Transmisión correspondientes de acuerdo con la ubicación de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga.

Los Participantes que hayan elegido migrar sus contratos al nuevo marco regulatorio tienen la opción de restablecer sus Contrato de Interconexión Legados durante los cinco años siguientes a la migración. El restablecimiento del contrato previo puede ocurrir una sola vez y las operaciones y vigencia del contrato deberán ser las mismas que aquellas establecidas en el contrato original.

***Análisis de casos de
negocio prácticos de
cómo evaluar un
proyecto de
cogeneración en el
nuevo marco***

Análisis de casos de negocio prácticos de cómo evaluar un proyecto de cogeneración en el nuevo marco

Modelos para desarrollar proyectos de Cogeneración bajo el marco de la Reforma Energética

Para llevar a cabo un proyecto de cogeneración, el primer paso para el desarrollador es encontrar a un Usuario Final (usuario) con necesidades de energía eléctrica y/o térmica. El usuario es la contraparte con quién el desarrollador establece un contrato bilateral para la compraventa de energía térmica y de los productos del mercado eléctrico: energía eléctrica, potencia y Certificados de Energía Limpia.

La Central Eléctrica debe ser dimensionada de acuerdo a las necesidades del usuario y el plan de negocios de desarrollador. El desarrollador debe definir el modelo de negocio que resulte más atractivo para colocar los excedentes de los productos en el mercado eléctrico. Estos varían de acuerdo al apetito de riesgo del desarrollador y de los inversionistas.

Existen tres tipos de riesgos a los que un Generador se enfrentará en un proyecto de cogeneración: riesgo de mercado, riesgo operativo y riesgo financiero. La siguiente tabla define estos riesgos y su existencia bajo el marco pre-reforma y en la nueva regulación.

Tipo de Riesgo	Pre-Reforma	Nueva Regulación
Riesgo de mercado es el riesgo que asume el Generador frente a la incertidumbre en los precios y las cantidades de compraventa de energía y potencia en el MEM y en las Subastas en el corto plazo, y a los cambios en el sistema eléctrico a largo plazo.	—	✓
Riesgo operativo se refiere a los cambios inesperados en la operación de la Central Eléctrica para los cuales el Generador asume el riesgo. Estos pueden ser fallas no planeadas, disponibilidad de combustible, entre otros. Dependiendo de los contratos establecidos, el Generador deberá asumir parte de la responsabilidad ante los efectos que estos cambios operativos causen a las contrapartes.	—	✓
Riesgo financiero es el riesgo que tiene el Generador de mantener la viabilidad financiera en su operación, y el riesgo de que la contraparte en un contrato bilateral pierda su solvencia económica.	✓	✓

El modelo de negocio del desarrollador, y los contratos bilaterales que estructure, definirán la medida en la que el Generador asumirá cada uno de estos riesgos.

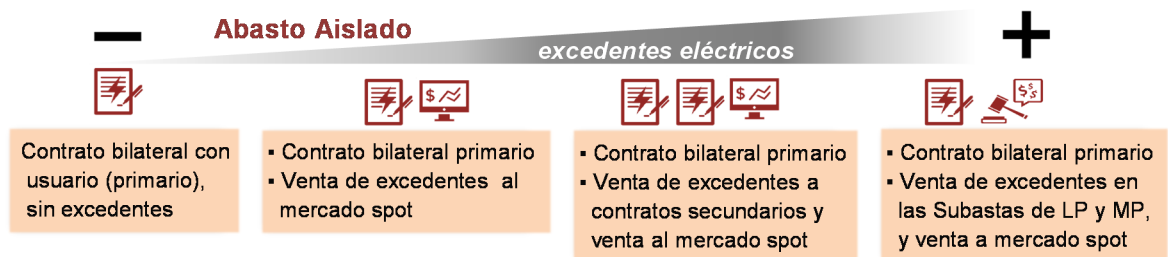


Figura 13. Modelos de Negocio para la Cogeneración. Fuente: Elaboración propia.

Puesto que los proyectos de cogeneración en el mercado eléctrico requieren de un usuario que consuma la energía térmica generada (vapor), el desarrollo de estos proyectos suele caracterizarse por la modalidad de Abasto Aislado. El Abasto Aislado es la generación de energía eléctrica para satisfacer las necesidades dentro de una red particular, sin necesidad de transmitir la energía por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La conexión al SEN de la red particular debe ser por un único punto de interconexión, con medidores separados para la generación y el consumo.

Esto implica que la central eléctrica de cogeneración se debe localizar dentro de las instalaciones del usuario primario, con quién se debe establecer una Transacción Bilateral de Potencia. Igualmente se puede establecer una Transacción Bilateral Financiera y de CELs, de acuerdo al contrato bilateral establecido entre las contrapartes.

Estructura de precios en contratos bilaterales y el mercado eléctrico

La estructura óptima entre contratos bilaterales y venta al mercado spot dependerá de las tarifas reguladas con las que compita el desarrollador, y de la competitividad de la cogeneración en comparación a otras tecnologías en el mercado.

Para el usuario, la cogeneración presenta una oportunidad para obtener una mayor transparencia y certidumbre en el precio que paga por energía eléctrica. En el contrato bilateral, el desarrollador debe presentar una oferta al usuario conformada por sus costos fijos, que incluyen operación, financieros, potencia y CELs, y sus costos variables para la generación de energía. La oferta de la tarifa bilateral también incluye el margen de utilidad que el desarrollador busca obtener de la inversión en el proyecto.

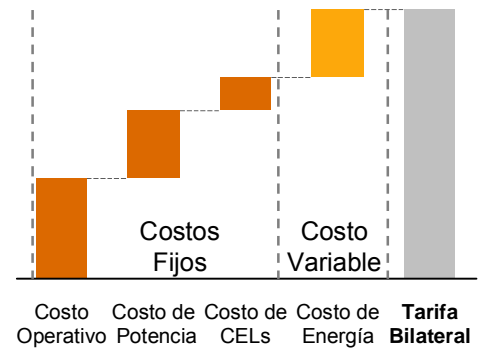


Figura 14. Estructura de Tarifas Bilaterales (Ilustrativo)
Fuente: Elaboración propia

La cogeneración tiene una ventaja competitiva ante estos factores, ya que presenta una oferta más económica que las tarifas basadas en el CTCP de la CFE y un costo nivelado inferior a otras tecnologías limpias.

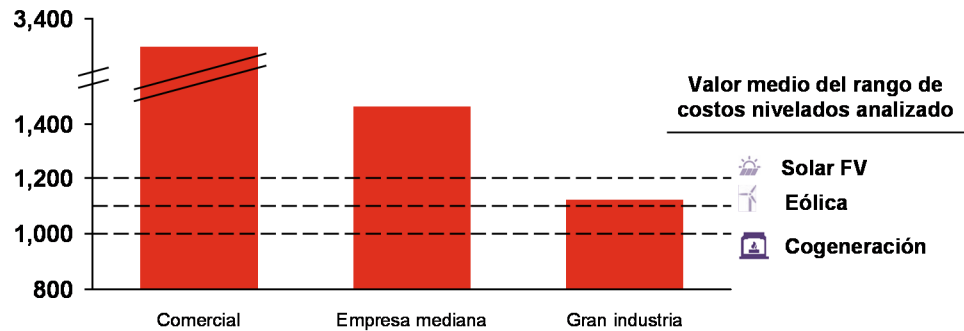


Figura 15. Comparación de la competitividad de las tecnologías limpias con las tarifas de energía, Tipo de cambio conforme a derivados de CME, Agosto 2015[MXN/MWh]
Fuente: SENER, CME, PwC

Entre los factores más importantes para el proyecto también se incluyen la capacidad del sistema de transmisión y distribución donde se instala la Central, ya que el excedente deberá ser transmitido por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el nivel y expectativas de los Precios Marginales Locales (PML) esperados en el nodo de interconexión al SEN. Estos dos factores están interrelacionados, ya que la capacidad para transmitir electricidad permite que la generación con los costos más bajos sea enviada a través del sistema eléctrico.

Con la implementación de la Reforma, la Secretaría de Energía tiene la expectativa de una disminución generalizada en los PMLs en el sistema de casi 14%. Esto significa que la competencia en la generación de electricidad se intensificará debido a la mejora en la capacidad de las redes de transmisión, en combinación a la instalación de capacidad con bajos costos variables de generación eléctrica (sólo los costos variables integran los PML) como lo son las plantas eólicas, solares, hidráulicas, de cogeneración, y de ciclo combinado.

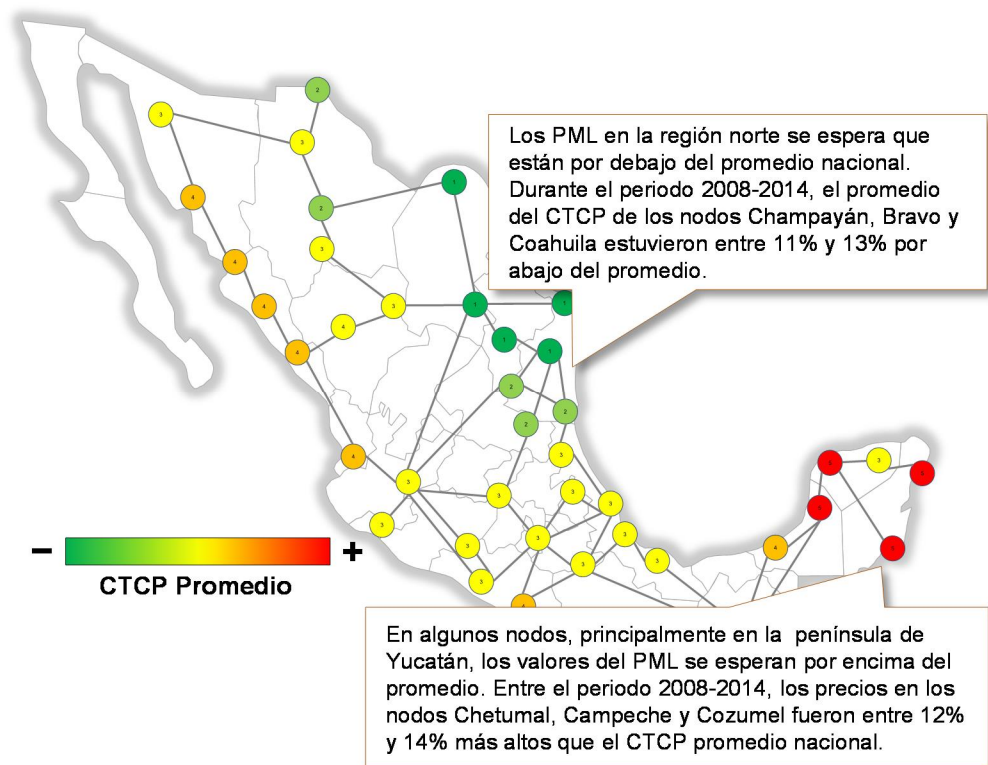


Figura 16. Comparación de Precios Marginales Locales esperados en el SEN, basado en diferencias en el CTCP. Fuente: SENER, PwC

El uso del Costo Total de Corto Plazo de la CFE como base para el análisis de los Precios Marginales Locales está basado en el diferencial entre los nodos. Mientras que el procedimiento para la elaboración del CTCP no es transparente y por lo tanto la magnitud del costo no representa el PML esperado, el diferencial del costo de generación entre zonas permite visualizar el balance de oferta y demanda dentro de la zona y la congestión que ocurre para la transmisión de electricidad con otras zonas.

Esta sección presenta cuatro casos de negocio con diferentes niveles de riesgo de acuerdo a la cantidad de excedentes y la modalidad de venta al mercado eléctrico. Los casos de

negocio que se presentan en esta sección consideran que el desarrollador dispone de la información suficiente para decidir la estructura de contratos que le permiten optimizar sus utilidades.

Caso #1 – Central sin excedentes energéticos

Modelo de negocio #1:

- Participante en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Ofertas de venta por el total de la capacidad disponible al Cenace.
- Contrato Bilateral por Diferencias entre desarrollador y usuario.
 - Registro de Transacciones Bilaterales ante el Cenace y CRE.

El primer caso de negocio se da cuando toda la energía eléctrica y térmica generada por la Central es consumida en el sitio donde es producida bajo el esquema de Abasto Aislado, sin excedentes que colocar en el mercado.

En este caso, el desarrollador celebrará un contrato bilateral por la venta de los productos (vapor y electricidad) con el usuario. Si la red donde se encuentran la Central y la planta del usuario está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ambas partes deben apegarse a las Bases del Mercado y participar en el Mercado Eléctrico Mayorista¹¹. Esto significa que cada parte debe estar registrada ante el CENACE como Participante de Mercado, debe ofrecer la compra y venta de la totalidad de sus productos al mercado, y debe seguir las instrucciones de despacho del CENACE. En caso de que el usuario este representado por un Suministrador, éste llevará a cabo la interacción con el mercado por parte del usuario. Este caso describe un modelo donde la red se encuentra conectada al SEN.

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

La mayor ventaja al desarrollar un proyecto con esta estructura es la certeza de precio y cantidad de venta, ya que toda la producción se coloca con un mismo cliente a un precio conocido y usualmente bajo un contrato de largo plazo. No se hace necesario, por ello, realizar un esfuerzo comercial de búsqueda de clientes adicionales, o gestionar nuevos productos en el Mercado como los DFT.

Para el usuario, establecer un contrato bilateral para generación con una planta de cogeneración presenta la oportunidad de cubrir su obligación de CELs que la CRE dictamina. Una cogeneración con eficiencia de 80% generará aproximadamente 0.36 CELs por cada MWh de generación eléctrica¹², por lo que el usuario puede contratar su requerimiento de CELs desde el 2018 (5%) hasta el 2024 (35%) directamente con el desarrollador.

¿Cuáles son los riesgos para el Generador y las Entidades Responsables de Carga (UCPMs y Suministradores) en este modelo de negocio?

Para el Generador este modelo de negocio tiene un perfil de riesgo bajo, ya que toda la generación de la Central será absorbida por el usuario. Al no participar en el mercado, el riesgo de mercado que asume el Generador disminuye. El riesgo de mercado se limita a que en caso de que el Generador no entregue la energía contratada al usuario (o Suministrador) éste debe adquirirla en el MEM. El Generador deberá administrar los riesgos operativos de la Central y los riesgos financieros en cuanto a sus operaciones.

Para el usuario, el riesgo depende de la modalidad de Participante de Mercado bajo la cual se registre, y la asignación de riesgos en el contrato bilateral. De ser UCPM, el usuario asume el riesgo operativo y de mercado si se da el caso en que la Central Eléctrica tenga

¹¹ Si la red no tiene conexión con el SEN, la Central y el usuario no requieren cumplir los requisitos que establecen las Bases del Mercado.

¹² Sener 2015, “Requisitos de CELs 2018”.

una falla no planeada, a menos que el contrato especifique quién tiene la responsabilidad de procurar la energía eléctrica durante el periodo de la falla.

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

Al estar conectados al SEN, las contrapartes de este modelo deben cumplir con las Reglas del Mercado. Los siguientes elementos forman la base para estructurar el negocio.

1. El contrato bilateral tomará la forma de Contrato de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs. Estos pueden ser reportados al CENACE.
2. La Central Eléctrica debe estar representadas ante el CENACE por un Generador con permiso de generación otorgado por la CRE.
3. Los Centros de Carga (usuario) deben estar representados por una Entidad Responsable de Carga, que puede ser el mismo usuario como un Usuario Calificado Participante del Mercado, o por medio de un Suministrador.
4. Toda la energía y servicios conexos del Generador y la demanda del usuario deben ser ofertadas al Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador debe seguir las instrucciones de despacho del CENACE.
5. Al iniciar operaciones las contrapartes pueden establecer Transacciones Bilaterales Financieras ante el CENACE, y de CELs ante la CRE. La cobertura de potencia deber ser registrada ante el CENACE bajo una Transacción Bilateral de Potencia.
6. Puesto que la generación y la demanda se encuentran en el mismo nodo con un único Precio Marginal Local, los Participantes no requieren Derechos Financieros de Transmisión.

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

Caso #2 – Central con venta de excedentes al MEM

Modelo de negocio #2:

- Participante en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Ofertas de venta por el total de la capacidad disponible al Cenace.
- Contrato Bilateral por Diferencias entre desarrollador y usuario.
 - Registro de Transacciones Bilaterales ante el Cenace y CRE.
- Venta de excedentes al Mercado Eléctrico Mayorista al precio spot.

El segundo caso de negocio se da cuando la capacidad de generación eléctrica de la central es superior al requerimiento del usuario con el cuál se celebra el contrato de Abasto Aislado. En este caso la cantidad de excedente eléctrico es bajo y variable, por lo que se considera que el retorno de la inversión en un esfuerzo comercial para establecer un segundo contrato bilateral es limitado.

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

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

La mayor ventaja de este modelo es que con el mismo esfuerzo comercial que se requiere para el caso anterior, existe la oportunidad de ingresos y utilidad adicionales de la venta al mercado eléctrico.

¿Cuáles son los riesgos para el Generador y las Entidades Responsables de Carga (UCPMs y Suministradores) en este modelo de negocio?

Para el Generador los riesgos son similares a aquellos establecidos en el caso previo. Sin embargo, el riesgo de mercado incrementa ya que el costo del dimensionamiento de planta mayor al requerido por el usuario deberá ser recuperado del MEM y los mercados de potencia y CELs.

Los riesgos operativos y financieros para el Generador y el usuario tienen un perfil similar a los riesgos bajo el modelo de Abasto Aislado.

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

De manera similar a los pasos descritos para el Caso #1, los siguientes elementos forman la base para estructurar el negocio.

1. El contrato bilateral tomará la forma de Contrato de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs. Estos pueden ser reportados al CENACE.
2. La Central Eléctrica debe estar representadas ante el CENACE por un Generador con permiso de generación otorgado por la CRE. Los Centros de Carga (usuario) deben estar representados por una Entidad Responsable de Carga, que puede ser el mismo usuario como un Usuario Calificado Participante del Mercado, o por medio de un Suministrador.
3. Toda la energía y servicios conexos del Generador y la demanda del usuario deben ser ofertadas al Mercado Eléctrico Mayorista. El Generador debe seguir las instrucciones de despacho del CENACE.
4. Al iniciar operaciones las contrapartes pueden establecer Transacciones Bilaterales Financieras ante el CENACE, y de CELs ante la CRE. La cobertura de potencia deber ser registrada ante el CENACE bajo una Transacción Bilateral de Potencia.
5. Puesto que la generación y la demanda de Abasto Aislado se encuentran en el mismo nodo con un único Precio Marginal Local, los Participantes no requieren Derechos Financieros de Transmisión.
6. Al finalizar cada año, el CENACE llevará a cabo el cálculo del mercado de balance de potencia de acuerdo a las obligaciones y coberturas de potencia de cada participante.

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

Caso #3 – Central con venta de excedentes por contratos bilaterales y venta al MEM

El tercer caso de negocio representa un conjunto de contratos bilaterales y venta al MEM que busca optimizar los ingresos esperados. El caso ocurre cuando la capacidad de generación eléctrica de la central es superior al requerimiento del usuario con el cuál se celebra el contrato de Abasto Aislado (Caso #1), y la cantidad excedente eléctrico es suficiente para considerar que existe un retorno positivo de la inversión en un esfuerzo comercial para establecer contratos bilaterales secundarios. Sin embargo, el excedente no es suficiente para participar en una subasta

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

La ventaja de este modelo es que el balance entre el excedente vendido por medio de contratos bilaterales y aquel vendido al mercado eléctrico se puede ajustar de acuerdo al apetito por el riesgo que busca el Generador. La colocación de la energía puede minimizar el riesgo por medio de la maximización de contratos, o maximizar la ganancia esperada por medio de la venta al MEM.

Modelo de negocio #3:

- Participante en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Ofertas de venta por el total de la capacidad disponible al Cenace.
- Contrato Bilateral por Diferencias primario entre desarrollador y usuario.
- Contratos Bilaterales por Diferencia secundarios para la venta de excedentes.
 - Registro de Transacciones Bilaterales ante el Cenace y CRE.
- Venta de excedentes al Mercado Eléctrico Mayorista al precio spot.

¿Cuáles son los riesgos para el Generador y las Entidades Responsables de Carga (UCPMs y Suministradores) en este modelo de negocio?

Para el Generador el riesgo de mercado podrá ser ajustado de acuerdo a sus necesidades. En la manera en que se incremente el porcentaje de capacidad cubierto por contratos bilaterales secundarios, el riesgo será similar al Caso #1. En este caso los riesgos operativos y financieros para el Generador y el usuario tienen un perfil similar a los riesgos bajo el modelo de Abasto Aislado.

De maximizar la venta al mercado eléctrico, el riesgo de mercado aumenta para el Generador, mientras que el riesgo operativo disminuye. Esto ocurre ya que el Generador tiene una menor obligación de provisión de potencia, donde existe la posibilidad de requerir comprarla en el mercado eléctrico a precios mayores a su costo de producción.

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

Los pasos para llevar a cabo este modelo son similares a los de los Casos #1 y #2. El desarrollador deberá decidir cuál es el riesgo que está dispuesto a aceptar, y de acuerdo a esto buscar colocar la cantidad de excedente eléctrico necesaria por medio de contratos bilaterales secundarios.

1. Firmar Contrato de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs con el usuario de Abasto Aislado.
2. Definir cuál es la estructura de contratos bilaterales secundarios y venta al mercado eléctrico óptima para las necesidades del Generador.
3. Representación de Central Eléctrica ante CENACE por un Generador.
4. Representación de Centros de Carga ante CENACE por un UCPM o un Suministrador.
5. Establecer Transacciones Bilaterales Financieras, de Potencia y de CELs.
6. El Generador y las contrapartes de los contratos bilaterales secundarios deberán especificar el mecanismo para cubrir el riesgo de congestión¹³, o bien incluir la proporción acordada del costo de la compra de Derechos Financieros de Transmisión en las subastas correspondientes.
7. Al finalizar cada año, el CENACE llevará a cabo el cálculo del mercado de balance de potencia de acuerdo a las obligaciones y coberturas de potencia de cada participante.

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

Caso #4 – Central con venta de excedente por medio de las subastas del mercado eléctrico

El tercer caso de negocio ocurre cuando el excedente de capacidad de generación es significativo en términos de la demanda del mercado. Debido a esto, el Generador busca colocar sus productos por medio de las Subastas de Mediano y Largo Plazo administradas por el CENACE.

Modelo de negocio #4:

- Participante en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Ofertas de venta por el total de la capacidad disponible al CENACE.
- Contrato Bilateral por Diferencias entre desarrollador y usuario.
 - Participación en subastas de largo y mediano plazo para la venta de excedente; Contratos de Cobertura con usuarios asignados en la subasta.
- Venta de excedentes al MEM a precio spot.

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

¿Cuál es el atractivo de este modelo de negocio?

En este modelo se puede ofrecer una cantidad en las subastas por la totalidad del excedente o por una parte de este, reservando una cantidad para ofertar al MEM. El Generador busca minimizar su exposición a la volatilidad del MEM por medio de Contratos de Cobertura asignados en las subastas. De modo similar al Caso #3, el Generador puede optimizar la estructura de sus ventas conforme a su apetito de riesgo.

Adicionalmente, la estructuración de las ventas por medio de subastas de mediano plazo permite al Generador evaluar los contratos cada tres años, por lo que el Generador puede tomar la decisión de diferir un nuevo contrato si los precios esperados en el mercado son elevados.

¿Cuáles son los riesgos para el Generador y las Entidades Responsables de Carga (UCPMs y Suministradores) en este modelo de negocio?

Como se vio en el Caso #3, el riesgo de mercado puede ser ajustado de acuerdo a las necesidades del Generador. Los riesgos de mercado, operativo y financieros son similares a aquellos encontrados en los casos de negocio anteriores.

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

Debido a la participación en la subasta, los pasos cambian ligeramente con respecto a los pasos de los ejemplos anteriores.

1. Firmar Contrato de Cobertura Eléctrica, de Potencia, y de CELs con el usuario de Abasto Aislado.
2. Representación de Central Eléctrica ante CENACE por un Generador.
3. Representación de Centros de Carga ante CENACE por un UCPM o un Suministrador.
4. Definir cuál es la cantidad de excedente que se busca colocar en las Subastas de Mediano y Largo Plazo.
5. Participar en las subastas.
6. De ser necesario, el Generador puede adquirir los Derechos Financieros de Transmisión en las subastas correspondientes que corresponden a sus necesidades de cobertura.
7. Al finalizar cada año, el CENACE llevará a cabo el cálculo del mercado de balance de potencia de acuerdo a las obligaciones y coberturas de potencia de cada participante.

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

Mapa esquemático de opciones



^A Cualquier acuerdo comercial entre participantes de mercado se denomina **Contrato de Cobertura**. Este puede ser declarado ante el CENACE para facilitar transacciones en el mercado. En caso de que la contraparte del contrato sea un Suministrador de Servicio Básico, el Contrato de Cobertura debe de ser registrado.

Figura 17. Mapa esquemático de opciones para participar en el mercado eléctrico.
Fuente: Elaboración propia

La Visión de los Financieros

La transformación del sistema eléctrico y la implementación del modelo de mercado traen consigo nuevas cuestiones que impactan la viabilidad económica de los proyectos de cogeneración. Algunas de las entidades financieras más importantes del país afirman que bajo el nuevo marco regulatorio el riesgo más importante es la exposición a los precios y la dinámica del mercado eléctrico.

En el corto plazo los riesgos que consideran los financieros son el regulatorio y el combustible. El riesgo regulatorio se percibe por la falta de claridad al día de hoy en cuanto al estado de la implementación y el desarrollo futuro del mercado, lo que puede llevar a modificaciones en las Reglas del Mercado Eléctrico para fomentar la competitividad y el desarrollo de energías limpias. El riesgo de combustible existe debido a la incertidumbre en los precios del petróleo y del gas, por lo que resulta difícil firmar un contrato con precios firmes a mediano y largo plazo para el suministro de gas.

Una ventaja competitiva de la cogeneración que es muy clara para los financieros es la facultad de participar en el mercado de potencia en el mediano y largo plazo, y en el mercado de energía de largo plazo como energía limpia. Esto le da una ventaja sobre la energía renovable intermitente al poder ofrecer capacidad firme, a la par de otras tecnologías de generación fósiles. Mientras esto no representa una ventaja tangible desde el punto de vista económico, la participación en las subastas da la oportunidad de ser asignado contratos de larga duración que satisfacen las necesidades de los financieros. Es importante resaltar que por ahora la capacidad de generación de CELs no es vista como una ventaja pues el mercado no ha sido probado y el valor de estos certificados es incierto.

En cuanto al nivel de apalancamiento, el costo de la deuda y la gestión de la capacidad de pago del desarrollador u operador del proyecto, al tener contratos bilaterales sólidos y desarrollar proyectos de cogeneración con tecnología madura se prevé que estos se modifiquen muy poco bajo el nuevo marco regulatorio. Esto cambiaría de acuerdo a la exposición al Mercado Eléctrico Mayorista; los financieros están dispuestos a asumir riesgos de proyecto, pero no de mercado.

Las entidades financieras contactadas comentan que no tienen mandato en cuanto a volumen de inversión en energías limpias, sin embargo hay interés por parte del sector privado y políticas específicas para banca de desarrollo, y ambos reconocen la cogeneración como parte de un portafolio de generación limpia.

Finalmente se considera que los proyectos que presentan una mejor oferta para el financiador presentan contratos bilaterales sólidos, utilizan tecnologías probadas (a excepción de banca de desarrollo), garantizan la operación por medio de contratos de suministro, venta y derecho de vía, y presentan una dimensión de apoyo y comunicación con la comunidad donde se llevará a cabo el proyecto.

Anexos

Anexo 1. Guía de permisos para interactuar en el mercado eléctrico

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



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

Figura A1. Diagrama de proceso para el registro y la participación en el mercado eléctrico.
Fuente: SENER, PwC

Anexo 2. Elementos clave para un contrato bilateral

Los contratos bilaterales deberán especificar cada una de las variables clave indicada a continuación:

- **Duración**, los precios pueden ser más competitivos si los contratos son a largo plazo, y **extensiones opcionales de la duración**, que dan mayor flexibilidad al contrato.
- **Precio de energía y demanda de la electricidad**, información detallada sobre la estructura de precios para los componentes de demanda facturable y energía, incluido si el riesgo del costo de combustible es asumido por el vendedor o el comprador.
- **Definición de entrega (Nodo) y volumen de consumo**, los contratos deben de considerar que el usuario comprará una cantidad específica de energía por año en un nodo específico.
- **Fecha de entrega de la energía**, esta conlleva a penalidades, si es que la planta en operación no está terminada o no puede suministrar la energía pactada.
- **Obligaciones previas al inicio de la operación** comercial del proyecto por cada una de las contrapartes.
- **Penalización por la entrega insuficiente y/o tarde de energía**, tiene que existir una clausula donde se pueda asegurar que efectivamente el proveedor puede suministrar la energía pactada y que si no es el caso el proveedor será el responsable del diferencial entre el precio pactado y el costo de comprar la energía del Mercado Eléctrico Mayorista.
- **Penalización para el usuario por no consumir el porcentaje pactado de energía**, (“Take or Pay”) en algunos casos existe una obligación de consumo por parte del usuario
- **Certificados de Energía Limpia**, se debe establecer qué porcentaje de los CELs se asigna al comprador de la energía, y el precio de cada certificado.
- **Terminación anticipada por el proveedor o el usuario**, se establece si existe o no penalidad y de existir de cuanto es el monto, también se establece si existe la posibilidad de transferir el contrato a un tercero.
- **Transmisión y distribución**, estos costos deberán ser pagados al CENCA, y es importante definir cuál de las partes va a ser el responsable por este costo.
- **Otros gastos de conexión incluyendo la operación del CENACE**, al igual que los otros costos se espera que estos costos se incluyan en la oferta
- **Actualización del proyecto**, se espera que los proveedores de energía proporcionen una actualización sobre el progreso del proyecto en forma trimestral. La actualización debe contener información sobre el estado actual del acuerdo de financiamiento, los permisos necesarios y la construcción del proyecto
- **Moneda**, los contratos deben de incluir claramente qué tipo de moneda se está considerando.
- **Indexación**, se debe incluir que mecanismo de indexación se está considerando, siendo la inflación el mecanismo más usado.
- **Medidores eléctricos e instalaciones u otros costos adicionales** deben ser incluidos en el precio o fijar claramente quien es el responsable de estos.
- **Información adicional** requerida del proveedor de energía.
- **Características de la planta generadora de energía** asociada al PPA



COGENERER
MÉXICO

COGENERER México A.C.
Rio Niágara # 11
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
C.P. 06500, México D.F.
T + 52 55 50 62 1380 Ext. 1361
E contacto@cogeneramexico.org.mx
I www.cogeneramexico.org.mx



**cooperación
alemana**

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Agencia de la GIZ en México
Av. Insurgentes Sur No. 826
Torre Hemicor, PH
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, México, D.F.
+52 55 55 36 23 44
giz-mexiko@giz.de
www.giz.de/en/worldwide/33041.html