

---

# RETOS Y OPORTUNIDADES

PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE

# ENERGÍAS RENOVABLES

CON VENTA AL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN MÉXICO

---

CIUDAD DE MÉXICO 2019

El Banco Nacional de Comercio Exterior (Bancomext) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y a la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó en el marco del Programa “Energía Solar a Gran Escala en México” (DKTI Solar), el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y los colaboradores y no necesariamente representan la opinión de Bancomext, BMZ, KfW 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: Bancomext, GIZ, KfW (2019): “Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México”, Ciudad de México.

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Oficina de Representación de la GIZ en México**

Av. Insurgentes Sur No. 826 – PH  
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez  
C.P. 03100, Ciudad de México, México  
[www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)

Edición y Supervisión:

Paula  
Rolffs, Ángel Azamar (GIZ)  
Emiliano Detta (KfW)  
Marian Aguirre, Enrique Lara Di Lauro, Gleb Kouznetsov (Bancomext)

Autores:

Eduardo Reyes, Guillermo Chávez, Luis Becerril, Ángeles Elías, Lizbeth Cortes, Moisés Sevilla, Emilio Monroy (PwC)

Diseño editorial:

Xx

Ciudad de México, noviembre de 2019

**Agradecimientos:**

Abelardo Arroyo (IFC)  
Alberto Merino (Sabadell)  
Arturo Duhart (Sunwise)  
Arturo Gochicoa (NAFIN)  
Bhuvan Jain, Emeric Gourad (Natixis)  
Borja Lopez (Santander)  
Bruno Bernal (Eosol)  
Carlos Carranza (NADB)  
Carlos Lerma (BANOBAS)  
Daniel Chacón (Inicativa Climática de México)  
Emily Puente (First Solar)  
Enrique Giménez (Fisterra)  
Ernesto Machado (NADB)  
Fernando Salinas (FRV)  
Guillaume Fustec (Valeco)

Héctor Olea (Gauss Energía)  
Humberto Alarcón (Suneco)  
Jaime Pérez de Laborda (Balam Fund)  
Jesús Leal (BANOBAS)  
Joana Pascual (IADB)  
Jorge Ochoa (UL Renewables)  
José Buganza (Anergy)  
José Carreto Díaz (Banorte)  
Julio Valle, Ramón Salcedo (Zuma Energía)  
León Valera (SGCIB)  
Lionel Bony (Neoen)  
Luis Dosal (BBVA)  
Mayra Balcazar (Citibanamex)  
Saúl Ramírez (NADB)  
Simón Kueppers (IPEX)

## TABLA DE CONTENIDOS

Tabla de Contenidos	4
Índice de Figuras	5
Acrónimos	8
Resumen Ejecutivo	10
Resultados Clave	10
Nota Conceptual sobre la Metodología	14
Contexto del Reporte	15
1. Diagnóstico de la situación actual de proyectos merchant en el Mercado Eléctrico en México	16
1.1 Entendimiento general del Mercado Eléctrico Mayorista y el mercado de corto plazo	16
1.2 Potencial del mercado de proyectos de generación merchant	19
1.3 Condiciones típicas presentadas en el financiamiento de los proyectos merchant en México	26
1.3.1 Barridos de Caja	29
1.3.2 Break Even Price	30
1.4 Riesgos potenciales para proyectos merchant en México	30
1.4.1 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de energía	31
1.4.2 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de congestión	33
1.4.3 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de pérdidas	35
2. Instrumentos Financieros que fomenten el financiamiento de proyectos de generación merchant	38
2.1 Principales instrumentos identificados a partir de entrevistas y encuestas para gestionar los riesgos merchant	38
2.2 Instrumentos financieros utilizados actualmente o en desarrollo en México	43
2.3 Evaluación del potencial mecanismo/instrumento a implementar por la Banca de Desarrollo	48
3. Otros mecanismos y políticas públicas que podrían impulsar proyectos merchant	55
3.1 Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs	55
3.2 Impulsar el mercado de PPAs físicos y virtuales	56
3.3 Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión	57
3.4 Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento	57
3.5 Impulsar los proyectos de Generación Distribuida con contraprestación merchant	60
3.5.1 Opciones de financiamiento y principales mecanismos para impulsar el desarrollo de proyectos de GD merchant	64
4. Recomendaciones	69
Glosario	72
Referencias	75

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Principales productos y mercados que integran el MEM en México - Fuente: CENACE, CRE.	16	2018 [Fuente: Proveedor Integral de Precios]	45
Figura 2. PMLs históricos y PMLs proyectados con cada una de las Subastas de Largo Plazo (2016, 2017, 2018, 2019) - Fuente: CENACE 17		Figura 28. Estructura general de la emisión de bonos verdes	46
Figura 3. Balance de oferta/demanda (MW), adiciones planeadas (MW), PML histórico y proyectado (USD/MWh) y capacidad de interconexión (MW) por regiones de control en México - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018 19		Figura 29. Estructura general de la emisión de instrumentos de capital	46
Figura 4. Proyectos de generación renovable en operación en México en 2019 - Fuente: SENER, CRE 20		Figura 30. Estructura general de los Futuros de energía	47
Figura 5. Diferencial entre PML y precios promedio adjudicados en Subastas de Largo Plazo (USD/MWh) - Fuente: CENACE/CENACE 21		Figura 31. Estructura general de las opciones financieras	48
Figura 6. Estimación del tamaño de mercado de proyectos fully merchant en México a 2032 - Fuente: SENER, CENACE 21		Figura 32. Estructura general de los Swaps eléctricos	48
Figura 7. Rango de costos de inversión de acuerdo al tipo de tecnología, capacidad esperada a instalarse (MW) e inversión potencial (US\$ millones) - Fuente: Estudio de Energías Limpias CESPEDS, PRODESEN, Lazard, IEA, IRENA 22		Figura 33. Criterios utilizados para determinar viabilidad de instrumentos financieros	49
Figura 8. Costos variables de tecnologías de generación (USD/MWh) y porcentaje de despacho de energía por tipo de tecnología (%) - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018 23		Figura 34. Ponderación definida de los criterios de evaluación de los instrumentos financieros	49
Figura 9. Características de proyectos fully merchant identificados en México - Fuente: Inframationnews 23		Figura 35. Estructura general de la Garantía de precios mínimos o rango de precios	51
Figura 10. Número y Capacidad (MW) de proyectos de generación merchant identificados en países del Benchmark. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now. 25		Figura 36. Principales actores involucrados en la estructura de la Garantía de precios mínimos o rango de precios	51
Figura 11. Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now. 27		Figura 37. Variables clave a considerar en la Garantía de precios mínimos o rango de precios	52
Figura 12. Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now 28		Figura 38. Pros y contras sobre la Garantía de precios mínimos o rango de precios	53
Figura 13. Variables estudiadas por entidades financieras para el financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas con agentes clave 28		Figura 39. Principales riesgos mitigados con la Garantía de precios mínimos o rango de precios	53
Figura 14. Rangos de características de financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas a agentes clave 29		Figura 40. Mapa de proyectos internacionales que utilizan baterías - Fuente: "Interactive map of global energy storage" del Consorcio para la Innovación de la Batería, (2019). 58	
Figura 15. Representación gráfica de mecanismo de barridos de caja contra PMLs 29		Figura 41. Costos asociados a la instalación de una planta de almacenamiento de energía - Fuente: NREL 58	
Figura 16. Análisis de la sensibilidad del costo variable de un Ciclo Combinado (USD/MWh) ante cambios en costo del gas (USD/MMBtu) y heat rate (GJ/MWh) - Fuente: CENACE, EIA. 30		Figura 42. Ejemplo del aumento de horas productivas de una planta solar con el uso de almacenamiento. Elaboración propia 59	
Figura 17. Riesgos identificados para el desarrollo de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas y encuestas 31		Figura 43. Desglose de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida por tipo de contraprestación - Fuentes: CRE 61	
Figura 18. Composición de la matriz de generación en el 2018 en México (%) - Fuente: CENACE 32		Figura 44. Proyección de instalación de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida y contratos de pequeña y mediana escala - Fuente: CRE 61	
Figura 19. Correlación histórica de CTCP y PML con el gas natural y productos derivados del petróleo. Fuente: CENACE, EIA, SIE de SENER 33		Figura 45. Tendencia de costos de instalación por kW de una planta menor a 500 kW en México (USD/W). Fuente: ABM e Iniciativa Climática de México (2017), Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) e Iniciativa Climática de México (2019). 62	
Figura 20. Análisis de la congestión histórica promedio por zonas del SIN entre 2016-2018 (USD/MWh). Fuente: CENACE 34		Figura 46. Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el CAPEX (USD/W) de un proyecto de GD merchant - Fuente: CRE, CENACE 63	
Figura 21. Mapa de congestión promedio 2018 en las regiones de transmisión del SIN. Fuente: CENACE. 35		Figura 47. Sensibilidad del retorno de inversión (años) ante cambios en el crecimiento de los PMLs en el tiempo (%) de un proyecto de GD merchant - Fuente: CRE, CENACE 64	
Figura 22. Saturación de corredores de transmisión 2017 - Fuentes: SENER, CENACE 36		Figura 48. Modelo estandarizado de financiamiento de proyectos de generación distribuida. Fuente: Información recaudada en entrevistas 66	
Figura 23. Capacidad de interconexión y exportación sin prelación por región de control para la 4ta Subasta de Largo Plazo. Fuente: CENACE 37			
Figura 24. Estructura general de la Deuda sindicada a plazo 43			
Figura 25. Estructura general de la Garantía de pago oportuno 44			
Figura 26. Estructura general de seguros y fianzas 45			
Figura 27. Bonos Series "V" y "X" operados en el mercado al 31 de diciembre de			

# ACRÓNIMOS

ABS	Asset Backed Securities	ICE	Intercontinental Exchange
AEMO	Australian Energy Market Operator	IDB	Inter-American Development Bank
ANIQ	Asociación Nacional de la Industria Química	IFC	Corporación Financiera Internacional
BCA	Baja California	IRS	Interest Rate Swap
BCS	Baja California Sur	LIE	Ley de la Industria Eléctrica
CAISO	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región de California	LTE	Ley de Transición Energética
CANACEM	Cámara Nacional del Cemento	MBP	Mercado de Balance de Potencia
CANACERO	Cámara Nacional del Acero	MDA	Mercado de día en adelante
CANACINTRA	Cámara Nacional de la Industria de Transformación	MEM	Mercado eléctrico mayorista
CBFE	Certificados Bursátiles Fiduciarios de Energía e Infraestructura	MexDer	Mercado de Derivados de México
CCGT	Ciclo combinado	MHA	Mercado de hora en adelante
CDS	Credit Default Swap	MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía	MISO	Electric Power Markets –Midcontinent
CERPIS	Certificados de Proyectos de Inversión	MTR	Mercado de tiempo real
CESPEDES	Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable	MXN	Pesos mexicanos
CFE	Comisión Federal de Electricidad	MW	Megawatt
CKD	Certificates of Capital Development	MWh	Megawatt hora
CRE	Comisión Reguladora de Energía	NEM	National Electricity Market de Australia, el operador del mercado
CTCP	Costo Total de Corto Plazo. Precio spot usado antes de la Reforma Energética	OTC	Over The Counter
DSCR	Debt-service coverage ratio, o Ratio de cobertura del servicio de la deuda	RJM	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región este del país
ERCOT	Operador de Sistema de Transmisión en Estados Unidos en la región de Texas	PML	Precio Marginal Local
EEX	European Energy Exchange AG	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
EPEX	European Power Exchange	PPA	Power purchase agreement (contrato de cobertura eléctrica)
FERC	Agencia Reguladora de Energía en Estados Unidos	PRODESEN	Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
Fibras E	Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura	REE	Red Eléctrica de España
FIT	Feed in Tariff	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
GP	Garantía de precios	SENER	Secretaría de Energía
GPO	Garantía de pago oportuno	SGD	Sistema de Generación Solar Distribuida
GD	Generación Solar Distribuida	SIN	Sistema Interconectado Nacional
GW	Gigawatt	SLP	Subasta de Largo Plazo
ICBC	Industrial and Commercial Bank of China	SMP	Subasta de Mediano Plazo
		SPAC	Special Purpose Acquisition Company
		T&D	Transmisión y Distribución
		TBFins	Transacciones bilaterales financieras
		TBPots	Transacciones bilaterales de potencia
		USD	Dólar americano

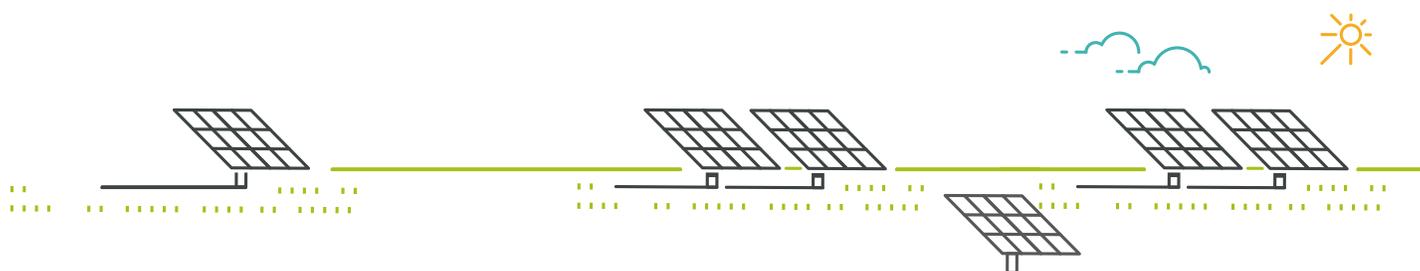
# RESUMEN EJECUTIVO

En 2016 entró en operación el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en México en el cual los generadores y compradores realizan transacciones de energía eléctrica y Servicios Conexos a través de ofertas en un Mercado de Energía de Corto Plazo (también llamado “mercado *spot*”). Al ser un sistema relativamente nuevo y por contar con riesgos de mercado, los proyectos de generación eléctrica con venta al mercado *spot* enfrentan aún barreras para acceder a financiamiento adecuado.

El presente reporte busca servir como una guía sobre los principales riesgos, barreras y oportunidades de proyectos de energías renovables con venta completa o predominantemente al mercado *spot* (proyectos *fully* o *partially merchant*). Para ello se plantea el objetivo de identificar instrumentos financieros y mecanismos que permitan mitigar los riesgos asociados al financia-

miento de proyectos *merchant*. A través de su contenido, se busca brindar mayor información sobre el potencial de los proyectos con venta a mercado para entidades financieras, desarrolladores de proyectos, entidades de gobierno y asesores con el fin de impulsar el mercado de energías renovables en México.

El reporte comienza con un análisis descriptivo de la situación de los proyectos *merchant* en el Mercado Eléctrico en México con el fin de informar sobre el estatus quo del mercado y su financiamiento, así como el potencial de aprovechamiento y los principales riesgos asociados. Posteriormente se identifican y describen los instrumentos financieros pertinentes que podrían atender los principales riesgos en México, y finalmente, se exponen otros mecanismos y políticas públicas que apoyarían al crecimiento del mercado.



# RESULTADOS CLAVE

La situación actual en México muestra que:

- Existen distintos aspectos que pueden impulsar el desarrollo de proyectos merchant como son: Precios marginales locales (PMLs) altos correspondientes al mercado spot (actualmente en torno a 75 USD/MWh y en torno a 40 USD/MWh en proyecciones oficiales), iniciativas del mercado alternativas a las Subastas de Largo Plazo (SLP), escasez de off-takers de calificación crediticia alta en proyectos con contratos de compraventa de energía (conocidos por sus siglas en inglés, - power purchase agreements -PPAs) así como un creciente track record de proyectos merchant ya financiados.
- El impulso a proyectos merchant puede favorecer el crecimiento de energías renovables en México, debido a la competitividad que tienen los proyectos de energías renovables contra los valores del PML. Un mayor despliegue de energías renovables permitiría cerrar la brecha para lograr las metas de generación limpia, pasando de un 21% en 2018 al 35% en 2024.
- Es decir, aún quedan 68 MWh de energía limpia adicionales por generar, los cuales equivalen a alrededor de 25 GW por instalar. Parte de esta capacidad adicional limpia podría ser desarrollada a partir de proyectos merchant. Se estima un pipeline de potencial generación merchant de al menos 2 GW entre 2022 y 2032, equivalentes a 2,200 millones de USD en caso de continuarse una proporción de proyectos merchant similar a la de los últimos años.
- No obstante, el potencial del mercado actualmente no se refleja en el financiamiento disponible para proyectos merchant. Especialmente la participación de la banca comercial ha sido limitada y no se han financiado de manera independiente proyectos fully merchant (i.e. se ha financiado a partir de deuda subordinada en conjunto con la Banca de Desarrollo).
- El principal riesgo identificado a partir de +30 entrevistas y +30 encuestas realizadas con agentes clave del sector (i.e. Banca de Desarrollo, banca privada, desarrolladores, asesores, etc.) para financiar o desarrollar proyectos merchant es la volatilidad de PMLs.
- Por lo tanto, los proyectos merchant han sido financiados bajo condiciones de financiamiento que requirieron un estudio robusto de variables asociadas al desarrollador y al PML en el nodo de interés.
- Debido a la necesidad de mitigar el riesgo de volatilidad en PMLs, las condiciones para el financiamiento de proyectos merchant han respondido en general a plazos cortos (-7 años), apalancamientos en torno al 55%, DSCR de 1.55, barridos de caja y consideran un break even price (alrededor de -20 USD/MWh).
- Para impulsar el financiamiento a proyectos merchant, el riesgo de volatilidad del PML se podría cubrir gestionando el riesgo de cada uno de sus componentes: coberturas como derivados de combustibles para cubrir el componente de energía, Derechos Financieros de Transmisión (DFTs) para cubrir el componente de congestión y expansión de la red para reducir el componente de pérdidas.

En el caso de otros países con un sistema de mercado eléctrico mayorista se puede observar que:

- Los precios spot promedio en el último año en los distintos mercados internacionales han estado como mínimo en valores de 26 USD/MWh y en

general se encuentran en valores por encima de los 50 USD/MWh. Cada mercado eléctrico tiene características intrínsecas, sin embargo, al observar los precios menores en diversos mercados, todos ellos con mayor madurez e historial al mexicano, se observa que los precios mínimos han estado por encima de los valores observados para proyectos renovables en las SLP en México. En cuanto a las coberturas utilizadas por las entidades financieras para gestionar el riesgo, en mercados maduros como el de Estados Unidos existen instrumentos derivados como coberturas a proxys de los ingresos. En México, aún no se cuenta con instrumentos derivados enfocados al sector eléctrico que ya estén en operación. El Mercado de Derivados de México (MexDer) está trabajando en el primer contrato de futuros que se espera esté operando el siguiente año.

- En España se han utilizado garantías a un precio piso, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones de precio de electricidad; el costo de la garantía se paga cuando esta llega a su periodo de madurez. En las entrevistas se identificó que este tipo de instrumento podría ser de mucha utilidad para el desarrollo de proyectos merchant.
- En varios países se están desarrollando proyectos partially merchant que aseguran parte de sus flujos a través de PPAs y otra parte con flujos del mercado spot. Aunque los precios de PPAs sean menores que los precios spot, el PPA es una cobertura con la que las entidades financieras se sienten cómodas siempre y cuando los compradores de energía, mejor conocidos como off-takers, tengan buena calificación crediticia. En el caso de México, los PPAs físicos y virtuales requieren de mayor dinamismo porque i) hay un número limitado de offtakers de calificación crediticia alta, ii) aún no se han asignado DFTs, porque la primera subasta se retrasó y iii) el mercado para transaccionar Certificados de Energías Limpias (CELs) a través de la plataforma S-CEL no ha comenzado y el mercado en general ha tenido cambios en su regulación. Recientemente, en octubre 2019 se hicieron cambios a la regulación para permitir que las Centrales Eléctricas Legadas que generen energía eléctrica limpia con anterioridad al 2014 puedan participar en el mercado de los CELs lo cual ha creado incertidumbre sobre el precio de los CELs.

A través de un análisis de los instrumentos financieros existentes y potenciales para proyectos de generación merchant que podrían ayudar a fomentar el financiamiento de un mayor número de proyectos e incrementar el apalancamiento de deuda se identificó que:

- Existen diversos mecanismos e instrumentos financieros como potenciales mitigantes de riesgos para el financiamiento de proyectos merchant algunos de ellos ya utilizados o en estudio para el mercado de México: i) Deuda sindicada a plazo, ii) Garantía de Pago Oportuno (BANOBRA), iii) Seguros y fianzas, iv) Bonos Verdes, v) Certificados de Capital (CKDs) y Fibras E, vi) Futuros de energía (MexDer), vii) Opciones financieras (Put o Collar) sobre precio de energía (en estudio) y viii) Swaps eléctricos (Fisterra).
- Se identificaron una garantía de pago oportuno (GPO) y una garantía de precios mínimo o rango de precios como instrumentos potenciales a im-

<sup>1</sup> El Gobierno de México definió metas de energías limpias. Éstas incluyen: energías renovables como hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar fotovoltaica, termosolar y bioenergía, así como nucleoelectrónica, y cogeneración eficiente.

plementar con el respaldo de la **Banca de Desarrollo**<sup>2</sup>, éstas fomentarían el financiamiento en la medida en la que mitigarían ciertos riesgos para las entidades financieras y atendería la principal preocupación y riesgos de los participantes del mercado: fluctuación de los niveles de PML en el futuro.

- En general, la Banca de Desarrollo puede jugar un papel clave en mitigar los riesgos identificados. Los bancos nacionales de desarrollo tienen el mandato de atender mercados prioritarios que promueven el desarrollo sustentable del país e impulsar el financiamiento de nuevas prácticas, tecnologías y proyectos que aún están subatendidos por el sector financiero. Cuentan con dos modalidades principales para brindar este impulso: I) Fungir como “first movers”, es decir, financiar áreas nuevas que aún no reciben financiamiento comercial, para demostrar la viabilidad financiera a otros actores del sector financiero; II) Brindar instrumentos financieros que reduzcan riesgos y que den más certeza a la banca comercial.

Además, se identificaron los siguientes mecanismos y políticas públicas que apoyarían el crecimiento de proyectos de energías renovables merchant:

- Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs: Las asociaciones del sector eléctrico y entidades financieras podrían contratar proyecciones de PMLs con asesores de manera periódica y publicar escenarios con sus insumos con el objeto de brindar una referencia de precios al mercado. En Estados Unidos la Energy Information Administration (EIA), publica precios de mercado de corto plazo (1 año) de los principales mercados como el de California e Illinois. En México, el Sistema de Información de Energía (SIE) podría tomar este rol.
- Impulsar el mercado de PPAs físicos y virtuales. Contar con PPAs físicos y virtuales permite que: i) los socios inversionistas en proyectos merchant logren liberar parte de su equity, ii) el proyecto asegure el precio de parte de sus flujos y iii) se pueda buscar un refinanciamiento que mejore las condiciones del proyecto.
- Mantener el dinamismo de los PPAs. Algunos factores para lograr esto son: i) fomentar capacitación de usuarios calificados y off-takers por parte de asociaciones que representan a usuarios industriales (e.g. CESPEDES y Coparmex); ii) establecer una Cámara de Compensación para fomentar un mercado secundario de transacciones que permita identificar un precio de equilibrio público y volúmenes transaccionados en un período de tiempo, así como colocar excedentes o faltantes de proyectos; iii) la Comisión Reguladora de Energía (CRE), podría fomentar el uso de una plataforma para dar señales de precio de CELs, y señales de volúmenes intercambiados de este mercado; iv) el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), podría desarrollar y convocar la primera Subasta de Derechos Financieros de Transmisión, permitiendo a contrapartes de PPAs, proyectos de generación y a Entidades Responsables de Carga tener mayor certidumbre sobre el costo de inyectar y retirar energía en binomios de nodos.
- Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión:

Para que exista capacidad de evacuación para los proyectos, dar certidumbre sobre el componente de pérdidas y poder reducir el componente de congestión. Para lograr este fin, entre organismos interesados podrían elaborar un estudio de análisis costo-beneficio para la Secretaría de Energía (SENER), y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) Transmisión, que conlleve a realizar una inversión en nuevas obras, a través de Asociaciones Público Privadas (APPs) u Obra Pública Financiada (OPF) reduciendo la exposición a riesgo y el endeudamiento por parte de CFE Transmisión.

- Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento: Para analizar la alternativa de despachar energía en horas en las que las plantas de energías renovables no están generando. Esto permita que los ingresos por la venta de energía sean mayores.
- Impulsar los proyectos de Generación Distribuida (GD) con contraprestación merchant: Para dar mayor dinamismo a la GD merchant (i.e. Venta Total y Net Billing), se podría brindar información sobre cómo se pueden agrupar/empaquetar proyectos para alcanzar los objetivos de financiamiento mínimo de las entidades financieras. Para ello la banca, podría informar sobre el tamaño mínimo de financiamiento de un portafolio de proyectos y las condiciones bajo las cuales financiaría.

Como resultados de este análisis se recomienda que:

- Las asociaciones, tanto del sector de energías renovables como de la banca, junto con asesores e instituciones financieras, podrían emitir una proyección de PML pública consensuada, en la cual se establezca un rango de precios aceptable con base en escenarios de estrés acordados, incrementando la certidumbre de los desarrolladores y bancos sobre dichas proyecciones.
- La Banca de Desarrollo podría favorecer el desarrollo de proyectos merchant a través de la emisión de instrumentos financieros que coadyuven a mitigar ciertos riesgos inherentes a estos proyectos. Estos instrumentos financieros podrían ser derivados (futuros sobre el precio energía, opciones financieras, etc.) o garantías financieras de precios mínimos o rango de precios. Los clientes finales de estos instrumentos podrían ser la banca comercial y/o desarrolladores.
- Se debería facilitar el entendimiento de los distintos conceptos del mercado eléctrico (e.g. componentes del PML, Derechos Financieros de Transmisión, etc.) a los potenciales inversionistas y/o financiadores de proyectos para dar certidumbre sobre los productos, participantes y mercados en el sector eléctrico mexicano.
- Se debería crear certidumbre sobre la congestión con un plan de expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) entre zonas importadoras y consumidoras a través de una planeación vinculante de la ampliación y modernización de la RNT que habilite estructuras de inversión y financiamiento como las licitaciones de Líneas de Alto Voltaje Corriente Directa, esquemas de Obra Pública Financiada, APPs, Propuestas No Solicitadas.

<sup>2</sup> “Banca de Desarrollo” refiere en el caso de este reporte principalmente a la Banca Nacional de Desarrollo. En algunos casos también se refiere a la Banca Bilateral y Multilateral de Desarrollo, como viene especificado.

# NOTA CONCEPTUAL SOBRE LA METODOLOGÍA

---

La metodología utilizada para llevar a cabo el estudio se desarrolló en 4 etapas:

1. Levantamiento de información: En la primera etapa del estudio se definieron los agentes clave del sector eléctrico, así como los agentes con involucramiento directo en el desarrollo de proyectos merchant. Posteriormente, los agentes fueron entrevistados y / o encuestados acerca de los riesgos, esquemas de financiamiento, instrumentos de cobertura y condiciones generales de los proyectos merchant en México<sup>3</sup>.
2. Análisis del mercado merchant en México: Durante la segunda etapa se analizó la información recolectada a través de las entrevistas y encuestas. Al mismo tiempo se realizó un diagnóstico de los proyectos merchant en mercados internacionales. En el análisis se identificaron los mecanismos no financieros y los instrumentos no financieros utilizados en México y en otros mercados para fomentar el desarrollo de proyectos merchant.
3. Evaluación de potenciales instrumentos financieros: Utilizando el diagnóstico de la situación actual en México y la perspectiva de agentes clave del sector, se buscó identificar instrumentos financieros que tendrían potencial en el mercado mexicano a través de la definición de criterios de evaluación (costo, plazo, etc.). Después de la evaluación de los instrumentos potenciales según los criterios propuestos, se definieron los instrumentos financieros con mejor encaje al mercado merchant en México.
4. Elaboración de recomendaciones: Los principales mecanismos no financieros y los instrumentos financieros fueron resumidos y llevados a recomendaciones tangibles para los agentes del sector.

## ANTECEDENTES DEL REPORTE

---

El presente reporte forma parte de la cooperación técnica y financiera entre la Agencia de Cooperación Técnica Alemana GIZ, el Banco Alemán de Desarrollo KfW y Bancomext por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ). El programa DKTI Solar de la GIZ contribuye al fortalecimiento de la capacidad institucional de Bancomext.

En los últimos años, KfW y Bancomext suscribieron varias líneas de crédito concesional para crear incentivos y movilizar los recursos necesarios para impulsar el crecimiento de las energías renovables en México. Bancomext tiene por objeto contribuir al desarrollo y generación de empleo en México. Opera mediante el otorgamiento de créditos y garantías, de forma directa o mediante la banca comercial y los intermediarios financieros no bancarios, a fin de que las empresas mexicanas aumenten su productividad y competitividad.

Actualmente, Bancomext, GIZ y KfW trabajan en la identificación de instrumentos financieros que faciliten la movilización de financiamiento privado para proyectos de energías renovables.

<sup>3</sup> Referirse al Anexo 2 y 3 de la versión digital para revisar las preguntas de las encuestas y resultados de entrevistas y encuestas. [Puede acceder la versión digital con los anexos a través del código QR en la página xy.](#)



# 1 Diagnóstico de la situación actual de proyectos *merchant* en el Mercado Eléctrico en México



ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM) Y DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA QUE TIENEN PARTICIPACIÓN O VENTA COMPLETA DE SU PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD AL MERCADO DE CORTO PLAZO (CONOCIDO TAMBIÉN COMO PROYECTOS “MERCHANT”) A TRAVÉS DE +30 ENTREVISTAS Y +30 ENCUESTAS A ACTORES CLAVE DEL SECTOR, ASÍ COMO INVESTIGACIÓN DE ESCRITORIO. EL OBJETIVO ES DAR A CONOCER LOS MECANISMOS Y CONDICIONES GENERALES DE FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS MERCHANT, ASÍ COMO LAS PRINCIPALES OPORTUNIDADES Y RIESGOS QUE SE DEBEN CONSIDERAR.

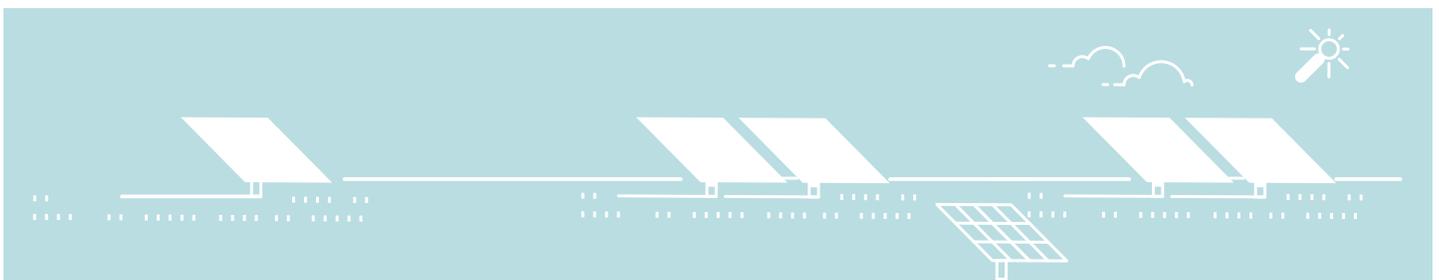
## 1.1 Entendimiento general del Mercado Eléctrico Mayorista y el mercado de corto plazo

El Mercado de Energía de Corto Plazo, o mercado spot es el mercado en el que se realiza la compraventa de la electricidad en México. Este mercado, se encuentra integrado por el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y de Tiempo Real (MTR). En el MDA, se planifica con 24 horas de anticipación la oferta y demanda de energía horaria. En este mercado, el CENACE evalúa las ofertas

de todas las centrales eléctricas disponibles y envía las órdenes de despacho a los generadores más eficientes. Por otra parte, en el MTR, se ofrece energía para su compra o venta inmediata, de acuerdo a las diferencias entre la planeación realizada en el MDA y la atención en tiempo real de la demanda de energía.

PRODUCTOS		MERCADOS	DESCRIPCIÓN
Energía		Mercado de Corto Plazo	Consumo e inyección de electricidad desde / hacia la Red Nacional de Transmisión. Se mide en kWh y su valor corresponde al Precio Marginal Local en la hora y nodo de consumo / inyección correspondiente.
Servicios Conexos			Productos basados en el mercado con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema; incluyen: reserva de potencia reactiva, control de voltaje reservas, entre otros.
Certificados de energía limpia		Mercado de CELs	Certificados de energía limpia, creados con el fin de alcanzar metas de generación limpia y disminuir las emisiones de CO <sub>2</sub> .
Potencia		Mercado de balance potencia	Capacidad instalada requerida por el sistema para garantizar disponibilidad de producción física en las horas de alta demanda y/o poca capacidad de reserva.
Derechos financieros de transmisión		Subastas de derechos financieros de transmisión	Producto financiero creado con el fin de darle valor a la diferencia de precios marginales locales (PMLs) entre nodos de consumo e inyección.

Figura 1 Principales productos y mercados que integran el MEM en México - Fuente: CENACE, CRE.



En el mercado spot, las centrales de generación se despachan bajo un esquema de mérito económico, en el cual el CENACE ordena de menor a mayor a los generadores disponibles según su costo variable de generación hasta llegar al último generador necesario para cubrir la demanda en una hora determinada.

El costo de suministrar la última sección de demanda se denomina el costo marginal de generación.

El Precio Marginal Local (PML) es el precio de compra y venta de electricidad para las 53 zonas de precio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y se determina a través de 3 componentes principales: energía, congestión y pérdidas. El componente de energía se determina a nivel de Sistema Interconectado

Nacional (SIN) con base en el costo marginal de generación, el componente de pérdidas depende de los límites de capacidad que deben respetarse para proteger las líneas de transmisión<sup>4</sup> y el componente de congestión depende del balance oferta/demanda de cada nodo y de su interconexión con otros nodos<sup>5</sup>.

Los proyectos de generación merchant reciben sus ingresos principalmente de considerar el producto de la generación por el PML del nodo en que inyectan su energía<sup>6</sup>. Los PMLs promedio históricos han estado por encima de los 30 USD/MWh y con valores máximos alrededor de los 110 USD/MWh. La SENER ha publicado cuatro proyecciones oficiales de PMLs, las cuales prevén en todos los casos que el PML promedio en los siguientes 15 años se encuentren alrededor de los 40 USD/MWh.



Figura 2. PMLs históricos y PMLs proyectados con cada una de las Subastas de Largo Plazo (2016, 2017, 2018, 2019) - Fuente: CENACE

En cuanto a la dinámica del MEM en las 9 gerencias de control región que componen el SEN, la región con los precios históricos más bajos es la de Baja California (BC) debido a las características generales de la región, como el acceso a ductos de gas natural, importante producción a través de ciclos combinados y excedentes en la oferta contra la demanda.

La región de Baja California Sur (BCS), presenta los PMLs históricos promedio más elevados, principalmente por la falta de acceso de ductos de gas

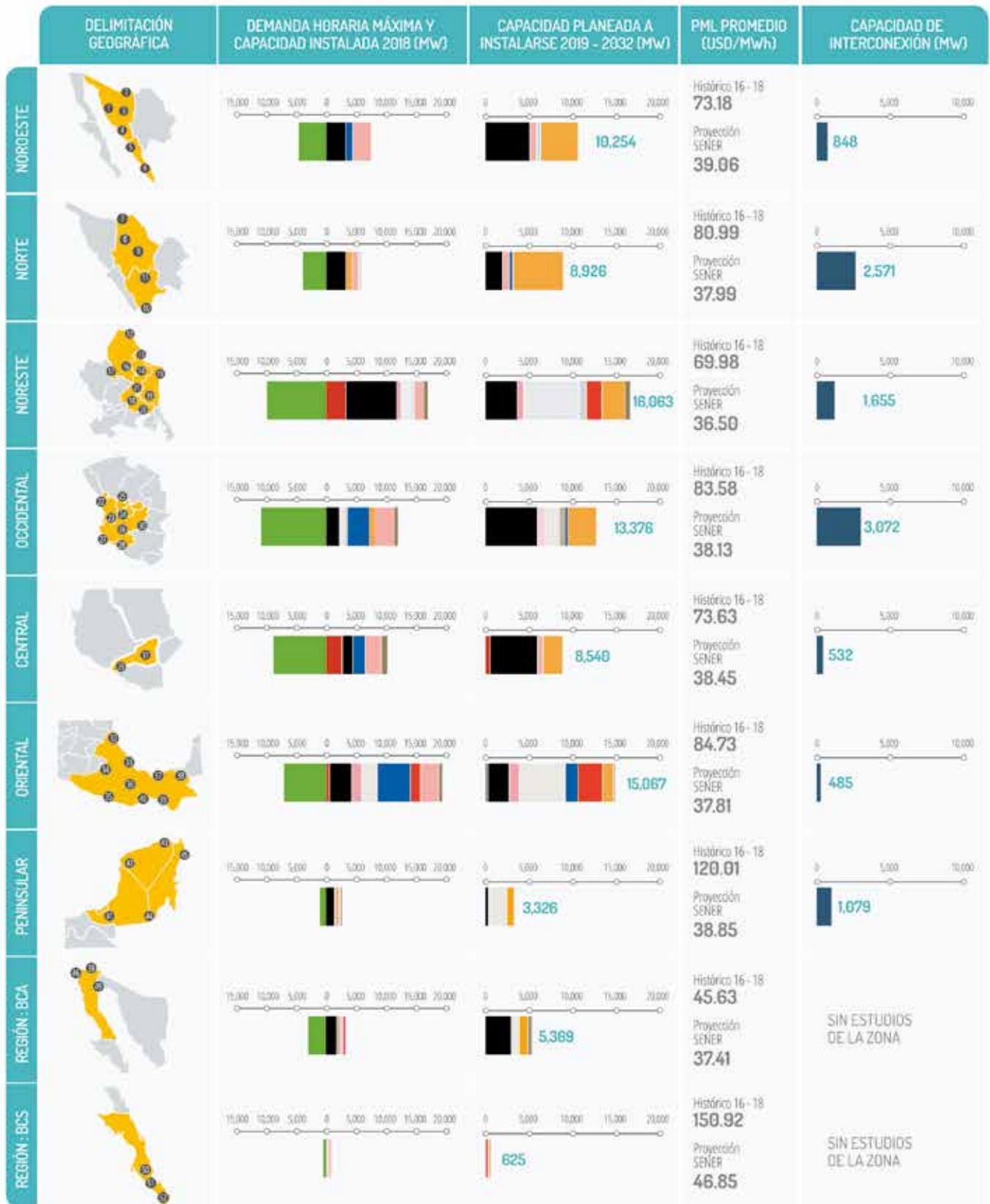
natural, la falta de acceso a las líneas de transmisión del SIN, y la generación con altos costos variables debido al uso de combustibles como el diésel y combustóleo.

Con respecto al balance de oferta y demanda, la región Noreste y Oriental se clasifican como exportadores netos. Las regiones Central, Occidental y Norte, son importadores, debido a que demandan más de lo que generan localmente.

<sup>4</sup> Cuando el despacho económico resulta en la violación de límites, la transmisión se vuelve un recurso escaso y se requiere volver a despachar para mantener el sistema en condiciones de seguridad

<sup>5</sup> La congestión que se deriva de las limitantes físicas de la red de transmisión, es un elemento clave en la búsqueda de un mercado eficiente. Esta congestión se genera al no existir capacidad de transmitir todo el flujo de energía generado por fuentes de bajos costos en hora pico hacia los centros de demanda, que particularmente tienen como característica estar alejados por grandes distancias de los centros de generación.

<sup>6</sup> A los generadores se les paga este PML, con un sistema de doble liquidación, en el cual se les paga lo correspondiente al MDA y posteriormente las diferencias de ventas entre el MTR y el MDA



- BIOENERGÍA
- CICLO COMBINADO
- COMBUSTIÓN INTERNA
- GEOTÉRMICA
- LECHO FLUIDIZADO
- SOLAR FOTOVOLTAICA
- TERMOSOLAR
- DEMANDA
- CARBOELÉCTRICA
- COGENERACIÓN EFICIENTE
- EÓLICA
- HIDROELÉCTRICA
- NUCLEOELÉCTRICA
- TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL
- TURBOGÁS
- CAPACIDAD DE CONEXIÓN SIN PRELACIÓN A SUBESTACIONES

Figura 3 Balance de oferta/demanda (MW), adiciones planeadas (MW), PML histórico y proyectado (USD/MWh) y capacidad de interconexión (MW) por regiones de control en México - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018

## 1.2 Potencial del mercado de proyectos de generación *merchant*

Con base en las entrevistas realizadas con agentes que tienen un papel relevante en la industria eléctrica en México<sup>8</sup>, se identificaron diversas señales que implican un potencial para el desarrollo de proyectos de generación *merchant*:

- La apertura a mecanismos distintos a las Subastas de Largo Plazo (SLP) implica que los generadores y suministradores tienen que identificar nuevos esquemas de desarrollo de proyectos y contratación de productos.

El proceso de las SLP creó un dinamismo para el desarrollo de energías limpias en México, atrayendo una inversión de ~8,600 millones de dólares en energía eólica y solar<sup>9</sup>, alcanzando precios adjudicados muy competitivos con un precio promedio ponderado de 43 USD/MWh en la 1ª SLP, disminuyendo en un 30% en la 2ª SLP para llegar a 33 USD/MWh y disminuyendo en un 40% en la 3ª SLP alcanzando precios de 20 USD/MWh.

México cuenta hoy con +260 centrales de energía limpia que representan 30% de la capacidad instalada<sup>10</sup>, sin embargo, representa el 21% de la generación total (ver Figura 18). Para lograr la meta de 35% de generación limpia a 2024, aún quedan 68 TWh adicionales por generar (alrededor de 25 GW por instalar)<sup>11</sup>.

Los precios adjudicados de SLP son competitivos cuando se contrastan con los PMLs (ver Figura 5). La inercia creada con dichas SLP podría continuar con el despliegue de energías renovables a través de proyectos *merchant*.

SOLAR	EÓLICA	HIDRO	GEOTERMIA	BIOENERGÍA
41 PLANTAS 11 ESTADOS 3,305 MW	53 PLANTAS 13 ESTADOS 5,499 MW	86 PLANTAS 17 ESTADOS 12,642 MW	8 PLANTAS 5 ESTADOS 926 MW	77 PLANTAS 25 ESTADOS 1,011 MW

Figura 4 Proyectos de generación renovable en operación en México en 2019 – Fuente: SENER, CRE

<sup>7</sup>Para realizar la matriz descriptiva de las regiones del SEN, se utilizó como referencia el PRODESEN 2018.

- La demanda consideró el valor horario máximo obtenido en el año 2018, de cada gerencia de control que compone el SEN, con base en la planeación de demanda 2018-2032 del CENACE
- La capacidad instalada se estimó con base en la generación publicada en el PRODESEN 2018 realizando una sumatoria de las centrales presentes en cada gerencia de control
- La capacidad planeada a instalarse fue obtenida de la base de generación del PRODESEN 2018, filtrando las centrales que se planean instalar en el periodo del 2019-2032
- El PML histórica se obtuvo como un promedio por cada gerencia de control, con base en la información publicada por CENACE de los PMLs en el periodo comprendido entre 2016-2018
- El PML proyectado se obtiene como un promedio de los precios indicativos presentados por SENER en los últimos cuatro PRODESEN. Estas proyecciones de precios dependen de combustibles, el mix de generación y las proyecciones de ampliaciones y modernizaciones, de la red de transmisión
- La capacidad de interconexión se obtiene tomando como referencia la sumatoria de la capacidad de interconexión disponible de las subestaciones de cada gerencia de control del SEN publicada por CENACE en la última Subasta de Largo Plazo

<sup>8</sup>En los anexos se presentan los resultados a detalle de las entrevistas con los 13 generadores de energías renovables y convencionales, 5 entidades de la banca comercial mexicana, 4 entidades de la banca comercial extranjera, 6 entidades de la Banca de Desarrollo, 3 fondos de inversión, 2 aseguradoras y 3 asesores.

<sup>9</sup>De acuerdo con CENACE

<sup>10</sup>-50% de esta capacidad corresponde a centrales de CFE

<sup>11</sup>La generación total reportada por CENACE en 2018 fue de 310 TWh, de los cuales 65 TWh fueron limpios (i.e. 21% del total). La generación total estimada a 2024 en el PRODESEN 2018 es de 379 TWh, el 35% de esta generación representa 133 TWh. La diferencia entre la generación limpia en 2024 y 2018 es de 68 TWh. Estos 68 TWh equivalen a ~25 GW considerando un factor de planta de 30%

- Los PMLs son altos en diversos nodos (i.e. el PML promedio Q1-Q3 2019 es de 75 USD/MWh<sup>12</sup>), lo cual resulta atractivo con respecto a los precios

observados en PPAs privados y en PPAs regulados a través de procesos competitivos como subastas.

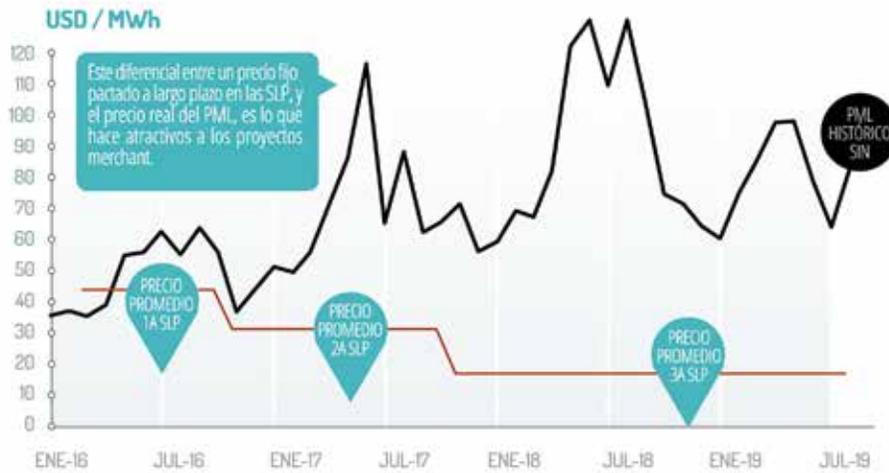


Figura 5 Diferencial entre PML y precios promedio adjudicados en Subastas de Largo Plazo (USD/MWh) - Fuente CENACEENACE.

- Los plazos de recuperación del financiamiento de la deuda en los proyectos *merchant* son menores a los plazos de proyectos con PPAs.
- Se estima un pipeline de potencial generación merchant alrededor de los 2,200 MILLONES DE USD entre 2022 y 2032 considerando i) el porcentaje de los proyectos solares y eólicos en operación y en construcción *fully*

*merchant* (i.e. 504 MW, ver Figura 8), sobre el total de proyectos eólicos y solares en operación y en construcción (i.e. 7,369 MW)<sup>13</sup>, ii) aplicando este porcentaje de proyectos *fully merchant* a las adiciones esperadas entre 2022 y 2032 (se estimó un mercado potencial de ~2 GW) y iii) usando el CAPEX publicado en el estudio de CESPEDES, para proyectos eólicos y solares (ver Figura 6).



Figura 6 Estimación del tamaño de mercado de proyectos *fully merchant* en México a 2032 - Fuente: SENER, CENACE.

<sup>12</sup> PML promedio en todos los nodos del SEN es igual a 1,439 MXN/MWh. Se utiliza un tipo de cambio de 19.5 MXN/USD



Figura 7 Rango de costos de inversión de acuerdo al tipo de tecnología, capacidad esperada a instalarse (MW) e inversión potencial (US\$ millones)  
 – Fuente: Estudio de Energías Limpias CESPEDES, PRODESEN, Lazard, IEA, IRENA

<sup>13</sup> Para la estimación de los proyectos en operación, se consideró la capacidad total eólica y solar publicada por la SENER en el PRODESEN 2019, mientras que, para los proyectos en construcción, se consideraron los proyectos de "Contratos y Convenios" de interconexión de centrales eléctricas, en estatus de "Aceptados", publicados por el SIASIC hasta enero del 2019, de tecnología solar y eólica, que comiencen operaciones con fecha límite al año 2021.

- Hay una escasez de *off-takers* con una calificación crediticia alta para firmar PPAs de largo plazo, debido a que la mayoría de estos agentes ya tienen contratos firmados. En general, estos *off-takers* tienen interés en firmar contratos de corto plazo.
- Los costos de inversión de proyectos solares y eólicos han disminuido gracias a la mejora tecnológica.
- El esquema de despacho por mérito económico de CENACE implica que los proyectos renovables con costos variables cercanos a cero tendrán una operación casi segura en caso de ser despachados.

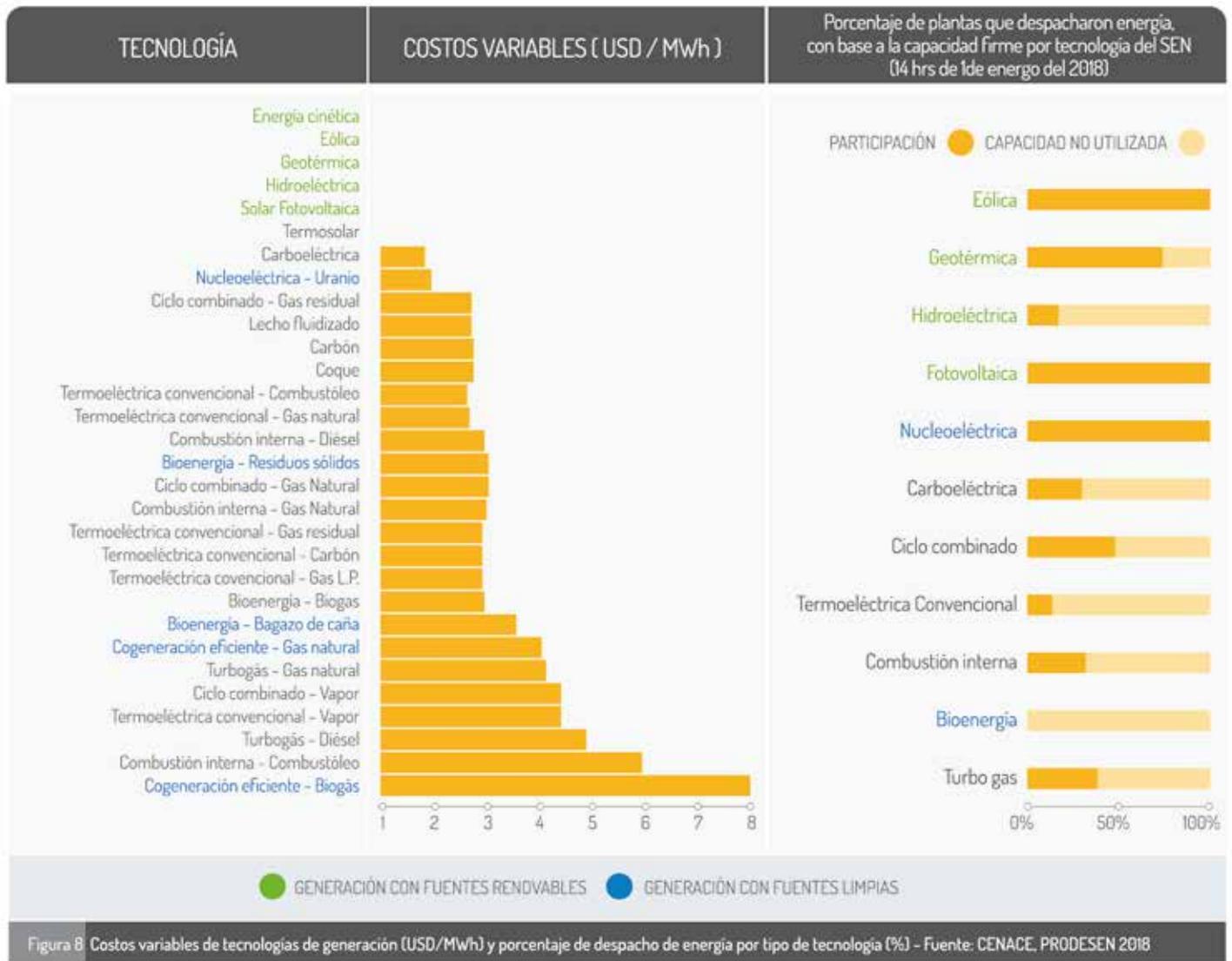


Figura 8. Costos variables de tecnologías de generación (USD/MWh) y porcentaje de despacho de energía por tipo de tecnología (%) - Fuente: CENACE, PRODESEN 2018

<sup>14</sup> Este análisis se realizó con la información de la energía asignada en el SIN, y las ofertas de venta del SIN, publicadas por el CENACE, el día 1 de enero del 2018 a las 2 de la tarde.

- Hay un *track record* en México de varios proyectos *fully* y *partially merchant* que ya cuentan con financiamiento. La Banca de Desarrollo ha tenido un rol importante en un alto porcentaje de éstos, de manera que podría compartir mejores prácticas y resultados del financiamiento de este tipo de proyectos con entidades financieras como la banca comercial que tienen interés en participar en el financiamiento de estos proyectos, pero aún no lo han hecho.
- Algunos bancos comerciales han participado en el financiamiento de proyectos *fully* y *partially merchant* considerando condiciones de apalancamiento adecuadas para el riesgo asumido.

Proyecto	Capacidad	Tecnología	Exposición merchant	Desarrollador	Financiamiento y/o Coberturas	Entidades Financieras	Fecha de Operación Comercial
Aura I	30 MW	Solar	Total	Gauss Energía & Martifer	Term Loan (\$75 M USD)	IFC & NAFIN	2013
Huerto Solar Jalisco I y II	16 MW	Solar	Total	Fortius	NA	NA	2017/2018
Eólica Corumel	50 MW	Eólica	Total	Eurus Energy	NA	NA	2018
Chihuahua	111 MW	Turbogás	Total	Emerging Americas	Term Loan (\$100 M USD)	Banorte & NAFIN	2019
Potrero Solar	270 MW	Solar	Total	FRV	Term Loan (\$140 M USD)	IFC & Bancomext	2020
Celaya	1.,350 MW	Ciclo combinado	Parcial (66%)	Fisterra	NA	Bancos en USA	NA
Planta EOSOL	138 MW	Solar	Total	Eosol	Term Loan (\$55 M USD, 50:50)	Bancomext & Sabadell	NA

Figura 9. . Características de proyectos fully merchant identificados en México - Fuente: Inframationnews

Los proyectos *merchant* son un esquema común en varios países. En Estados Unidos, España, Alemania, Australia y Chile se han desarrollado proyectos merchant renovables y fósiles. Estados Unidos es uno de los mercados más maduros, por lo que se han financiado varios proyectos *merchant*. En el muestro de proyectos de generación merchant en otros países se identificaron un total de + 6 GW de capacidad instalada: 63% de Ciclo Combinado, 16% de Solar FV y 21% de Eólica.

Los mercados estudiados cuentan con un funcionamiento similar al del MEM, en dónde existen mercados de MDA y MTR y se utiliza un mérito económico para determinar el despacho de las centrales. En contraste, los mercados estudiados cuentan con mayor historial de precios de mercado *spot* lo cual, de acuerdo a las entrevistas, influye en el entendimiento general de las instituciones financieras en el sector. En cuanto a rango de precios *spot*, los valores

mínimos en los países estudiados son de ~ 26 USD / MWh en el mercado de ERCOT en Estados Unidos.

En cuanto a las coberturas utilizadas por las entidades financieras para gestionar el riesgo, en mercados maduros como el de Estados Unidos existen instrumentos derivados como coberturas a proxys de los ingresos. En España se han utilizado garantías a un precio piso, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones de precio de electricidad; el costo de la garantía se paga cuando esta llega a su periodo de madurez.

En el Anexo 1 se encuentra un análisis detallado de los proyectos merchant analizados en cada uno de los países anteriores, así como el esquema de financiamiento aplicado para cada uno de ellos, así como un análisis general del funcionamiento de cada uno de los mercados.

País	Proyectos merchant identificados		Capacidad total (MW)
<b>Estados Unidos</b> 		1	18
		4	560
		5	3576
<b>Chile</b> 		5	546
		2	69
		0	0
<b>Australia</b> 		4	254
		2	359
		0	0
<b>España</b> 		1	155
		3	327
		0	0
<b>Alemania</b> 		1	2
		2	540
		0	0
<b>México</b> 		4	454
		1	50
		4	2085
		<b>39 Proyectos</b>	<b>8993 MW</b>

Figura 10. Número y Capacidad (MW) de proyectos de generación merchant identificados en países del Benchmark. Fuentes: Information News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

### 1.3 Condiciones típicas presentadas en el financiamiento de los proyectos *merchant* en México

En México se han financiado proyectos *merchant* principalmente por la Banca de Desarrollo y algunos bancos comerciales. De acuerdo al levantamiento de información, actualmente hay interés de las instituciones financieras privadas para financiar proyectos *merchant*, gestionando el riesgo asociado a la volatilidad de PMLs a través de algún mecanismo no financiero o instrumento financiero.

La estructura de financiamiento más común en México es la de *term loans* también conocidos como préstamos a un plazo definido. Los *term loans* se realizaron a través de deuda sindicada con el fin de disminuir la exposición al riesgo de cada una de las instituciones involucradas. Las instituciones financieras que han participado en el financiamiento de proyectos *merchant* en México han sido:

· Bancomext · Nacional Financiera · Sabadell  
· Corporación Financiera Internacional (IFC) · Banorte

La Banca de Desarrollo (Bancomext, Nacional Financiera) ha sido pionera en el financiamiento de proyectos *merchant* en México, esto gracias a su conocimiento y rol de desarrollador de infraestructura.

En mercados internacionales, los esquemas más comunes por tipo de tecnología también son los *term loans* los cuales se han utilizado para proyectos solares, eólicos y de ciclo combinado. Otros esquemas utilizados han sido VAT (Value Added Tax) *facility* para proyectos solares y eólicos y *revolving credit facility* para proyectos de ciclo combinado y eólicos.

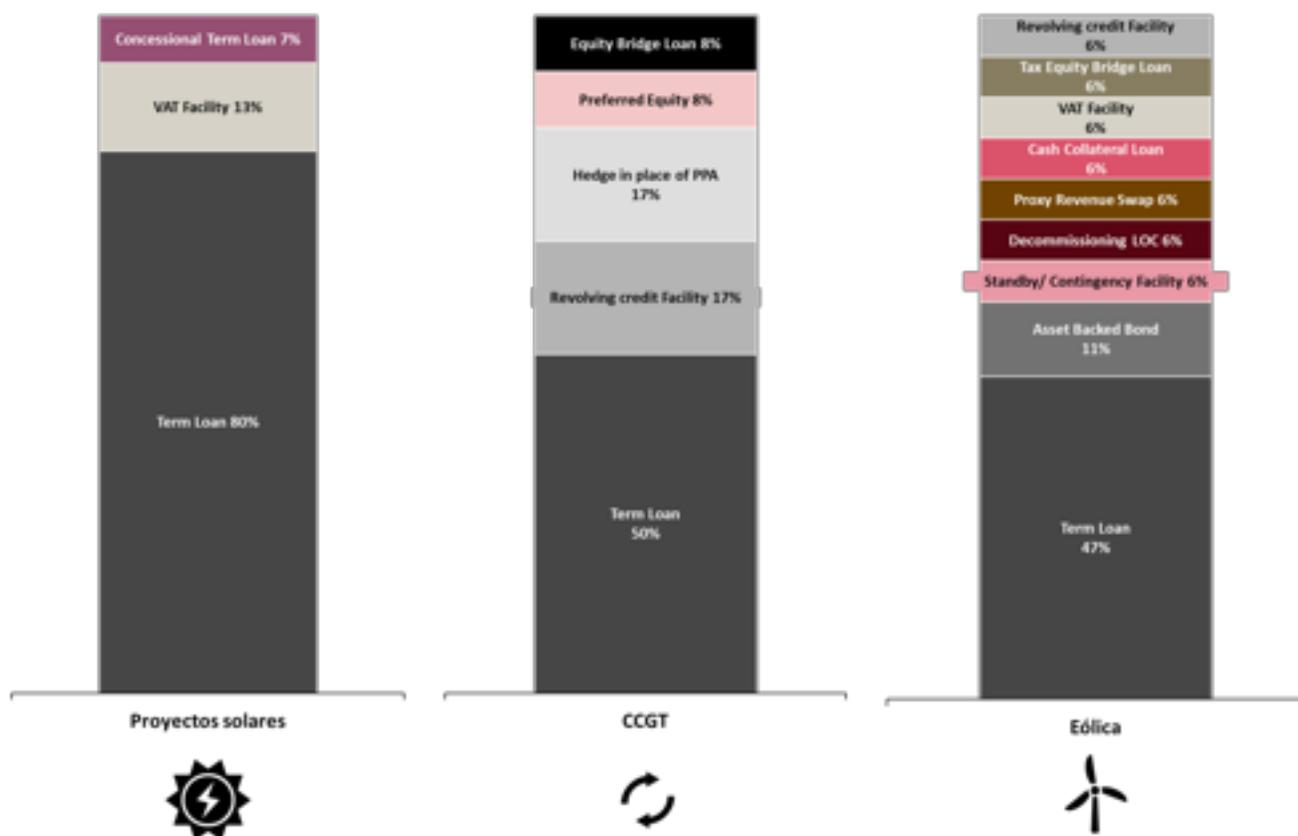


Figura 11. Porcentaje de tipos de financiamiento y coberturas utilizados en los diferentes proyectos del Benchmark Internacional por tipo de energía. Fuentes: Inframation News, PV Magazine, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now.

Alrededor de la mitad de los proyectos que usan *term loans* como tipo de financiamiento usaron deuda sindicada (es decir un préstamo concedido por un grupo de entidades financieras), mientras que la otra mitad usó deuda tradicional.

En el caso de México, los proyectos merchant identificados obtuvieron préstamos a plazo a través de una estructura sindicada. Esto es en parte por la falta de certidumbre de los PMLs en el mercado, impactando en la disposición de las instituciones financieras a asumir el riesgo de financiamiento de manera independiente y optan por dividirlo con otras instituciones.

Estados Unidos	Chile	Australia	España	Alemania	México
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> <li>• Tax Equity Bridge Loan</li> <li>• Cash Collateral Loan</li> <li>• Proxy Revenue Swap</li> <li>• Equity Bridge Loan</li> <li>• Revolving Credit Facility</li> <li>• Preferred Equity</li> <li>• Hedge in place of PPA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> <li>• VAT Facility</li> <li>• Multilateral Facility</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> <li>• Asset Backed Bonds</li> <li>• VAT Facility</li> <li>• Guarantee Facility</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> <li>• Decommissioning LOC</li> <li>• Standby Facility</li> <li>• Revolving Credit Facility</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Term Loans</li> </ul>

Figura 12. Tipo de financiamiento y coberturas identificados en cada uno de los países del benchmark internacional -. Fuentes: Information News, PV Magazine, Clear Grid Alliance, Solar Market Parity Spain, Sojitz, Acciona, Libra Group, Voltiq, Vestas, Renewables Now

Los proyectos merchant fueron financiados después de realizar un estudio de variables asociadas al desarrollador y al nodo de interés.

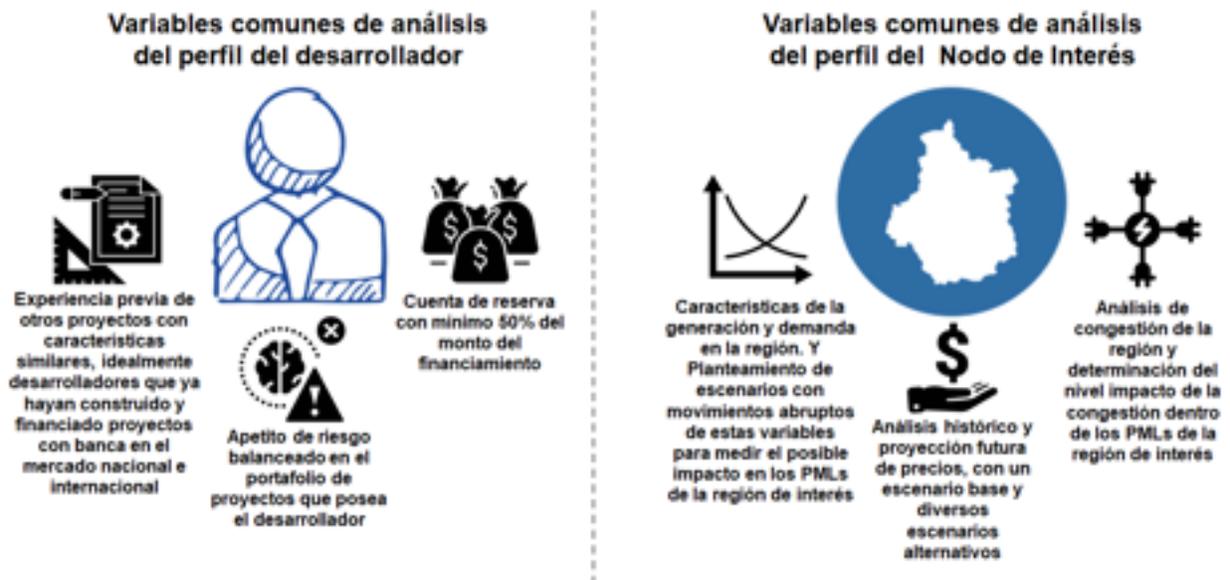


Figura 13. Variables estudiadas por entidades financieras para el financiamiento de proyectos merchant en México - Fuente: Entrevistas realizadas con agentes clave

En cuanto al desarrollador, las principales características que las entidades financieras evalúan son: i) experiencia en el desarrollo de proyectos, ii) portafolio de proyectos del desarrollador y iii) cuenta con mínimo 50% del monto del financiamiento. En cuanto al nodo de interés, las características con mayor relevancia son: i) la demanda y oferta existente en el nodo de generación, ii) el comportamiento esperado del PML a futuro con escenarios de estrés y iii) la congestión esperada en la zona de generación.

Debido a la necesidad de mitigar el riesgo de volatilidad en PMLs, las condiciones presentadas para el financiamiento de proyectos fully merchant responden en promedio a préstamos de corto plazo (7 años), apalancamientos máximos de 60%, DSCR de 1.55, barridos de caja, considerando un break even price de ~20 USD/MWh con base en proyecciones de precios.

Período obtenido o provistos del financiamiento			Nivel de apalancamiento obtenido u otorgado		
Valor Mínimo	Valor Promedio	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Promedio	Valor Máximo
7 años	12 años	20 años	50 %	54%	60%
Nivel de DSCR obtenido u otorgado			Break-even Price previsto en el contrato		
Valor Mínimo	Valor Promedio	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Promedio	Valor Máximo
1.35	1.55	1.65	15 USD/MWh	23.6 USD/MWh	30 USD/MWh

Figura 14. Rangos de características de financiamiento de proyectos merchant en México – Fuente: Entrevistas realizadas a agentes clave

### 1.3.1 Barridos de Caja

Con base en las encuestas, la mayoría de las instituciones realizan un barrido de caja del proyecto, para i) acelerar el repago de la deuda y ii) cubrir el riesgo ante variaciones del PML fuera de un umbral acordado. El mecanismo de barrido de caja se basa en lo siguiente: cuando el PML sobrepasa el límite superior acordado, las instituciones financieras solicitan que se utilicen los rendimientos para el repago de la deuda. En caso similar, si el PML desciende por debajo del umbral mínimo, las instituciones financieras solicitan que se utilice la reserva para el repago de la deuda.

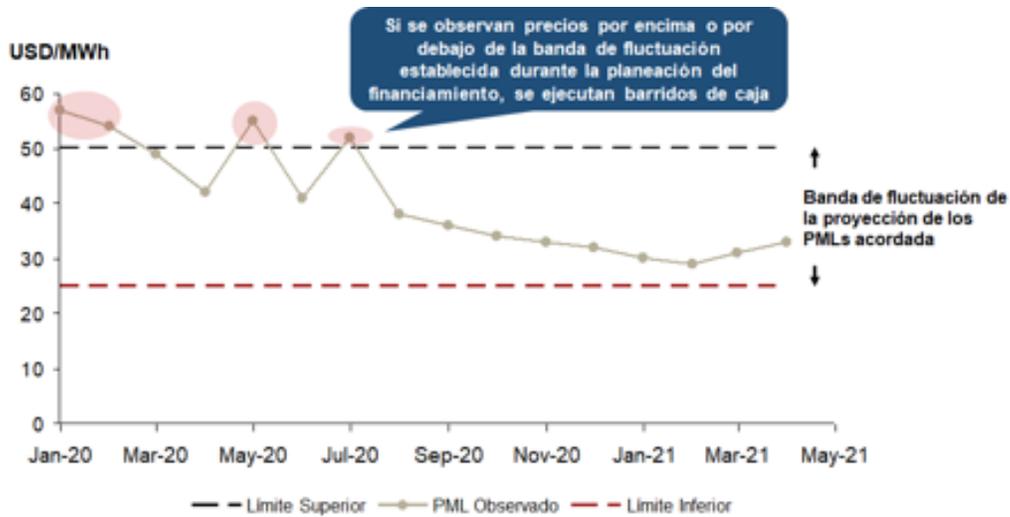


Figura 15. Representación gráfica de mecanismo de barridos de caja contra PMLs

A través del mecanismo de barrido de caja, se realiza una mitigación del riesgo asociado a cambios drásticos en el largo plazo del nivel de los PMLs, así como una minimización del plazo de la deuda.

### 1.3.2 Break Even Price

Otra práctica común utilizada para medir la viabilidad del proyecto con flujos merchant, se basa en el establecimiento de un break even price. Este precio equivale al valor del PML mínimo que tendría que ocurrir en el mercado para que el desarrollador logre cubrir los costos de la deuda con la entidad financiera.

Varias entidades financieras realizan un escenario de estrés a las proyecciones de PMLs bajo el supuesto de que la planta marginal de menor costo variable que determine el PML será un ciclo combinado eficiente.

Como referencia, se realizó un análisis del costo variable de una planta de ciclo combinada con diferentes niveles de eficiencia y costos del combustible de gas natural (ver Figura abajo). En este análisis se encontró que de contar con un ciclo combinado muy eficiente (i.e. heat rate de 4.5 GJ/MWh) y un costo de gas natural (considerando molécula y transporte) de 1.5 USD/MMBTU, el costo variable de este CCGT (Combined Cycle Gas Turbine por las siglas en inglés de ciclo combinado) sería de 10 USD/MWh. El valor mínimo de break even price mencionado en las entrevistas fue de 15 USD/MWh y el promedio fue de \$23 USD/MWh.

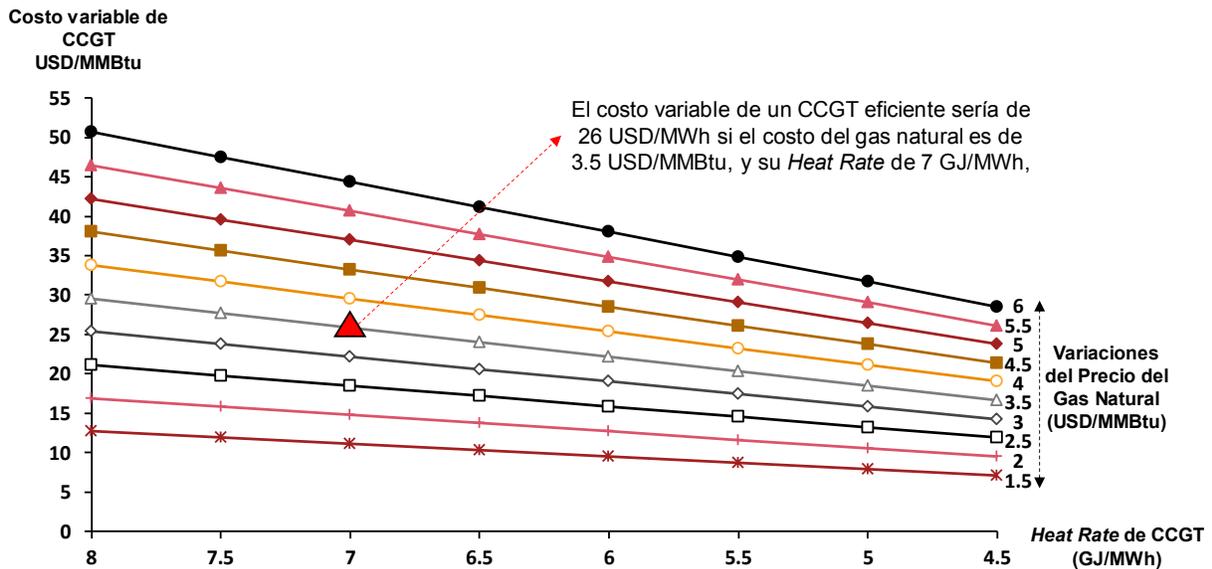


Figura 16. Análisis de la sensibilidad del costo variable de un Ciclo Combinado (USD/MWh) ante cambios en costo del gas (USD/MMBtu) y heat rate (GJ/MWh) - Fuente: CENACE, EIA.

### 1.4 Riesgos potenciales para proyectos merchant en México

Los riesgos percibidos están asociados principalmente a la volatilidad de PMLs y a los cambios ligados a su componente de energía, congestiones y pérdidas.



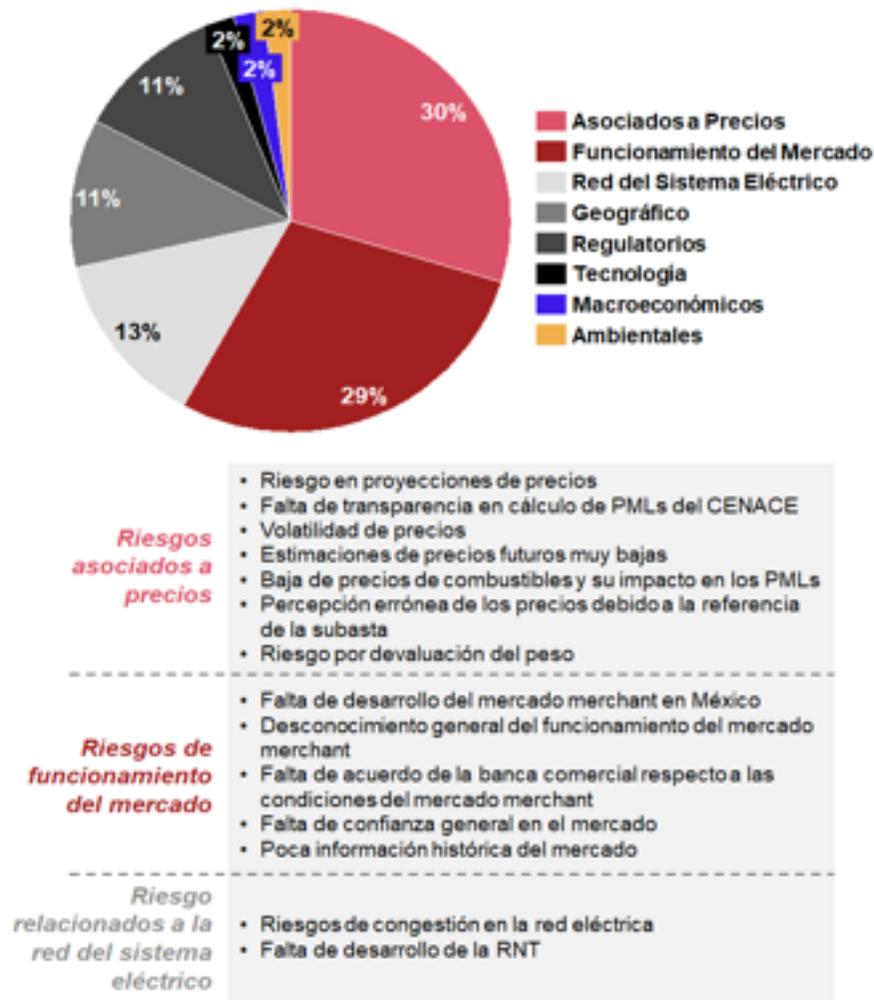


Figura 17. Riesgos identificados para el desarrollo de proyectos merchant en México – Fuente: Entrevistas y encuestas

### 1.4.1 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de energía

El principal riesgo percibido por los agentes entrevistados y encuestados es la incertidumbre por la volatilidad de PMLs.

Existen PMLs históricos desde la apertura del mercado eléctrico en 2016; anteriormente se contaba con el Costo Total de Corto Plazo (CTCP) el cual correspondía al precio de energía calculado con otra metodología. El historial de PML (2016 – hoy) no cumple con los estándares de experien-

cia requeridos por las instituciones financieras y desarrolladores, dificultando los análisis requeridos y desincentivando la inversión en proyectos *merchant*.

El componente de energía del PML depende en gran medida de los costos de combustibles dado que alrededor del 80% de la matriz de generación de México depende de tecnologías convencionales.

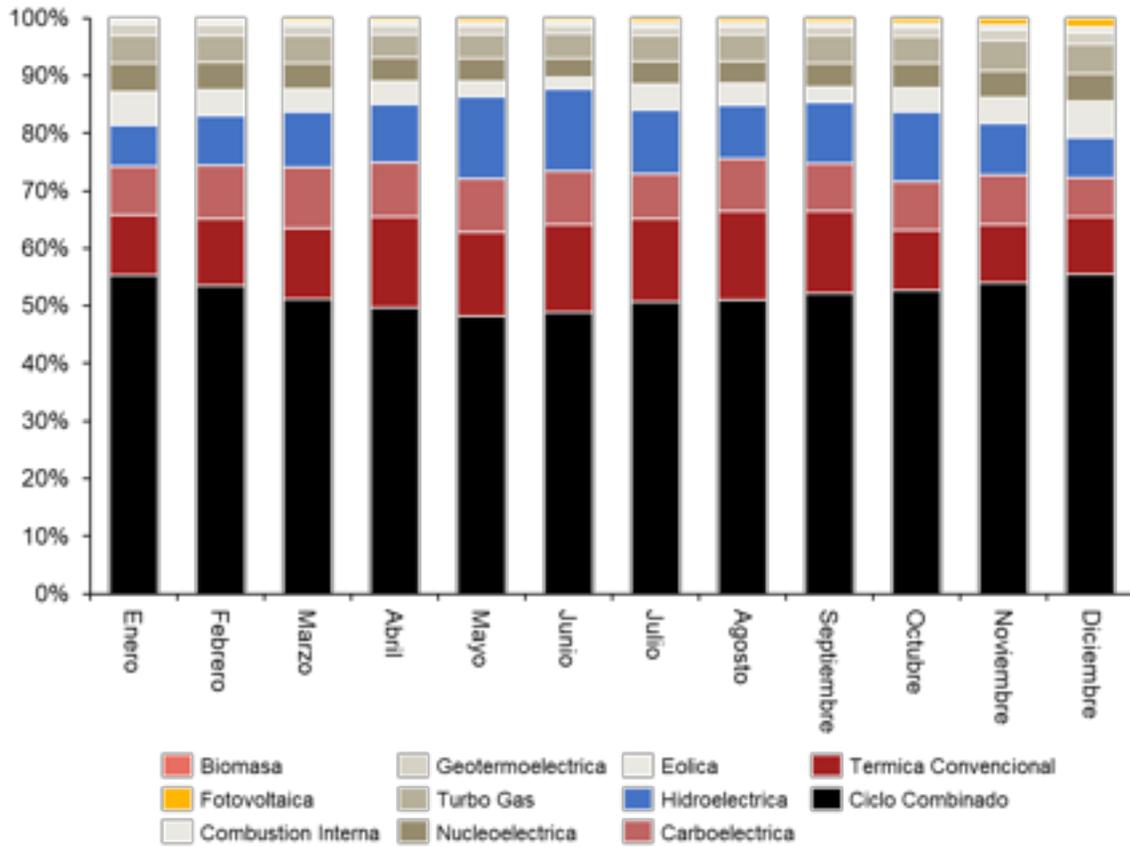
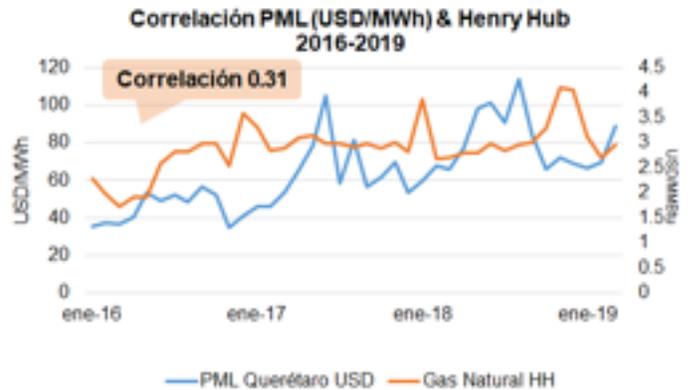
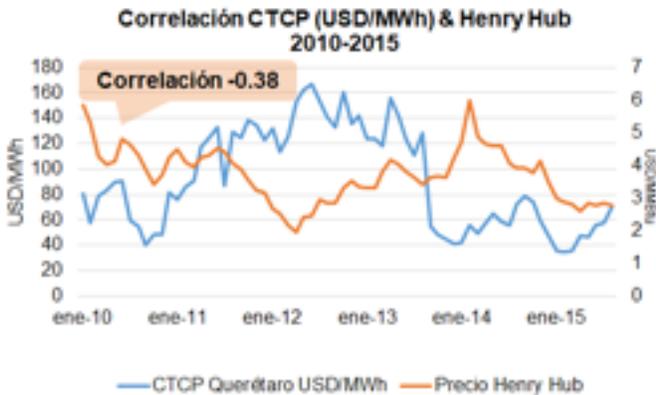


Figura 18. Composición de la matriz de generación en el 2018 en México (%) - Fuente CENACE

Como se puede observar en la gráfica anterior, las plantas que consumen gas natural representan más del 60% del total de plantas que despacharon energía en el país en el 2018. Teniendo como referencia esta

composición de la matriz de energía, se podría asumir que el gas natural mantiene una correlación natural con los precios del PML. Sin embargo, históricamente no se observa este comportamiento.



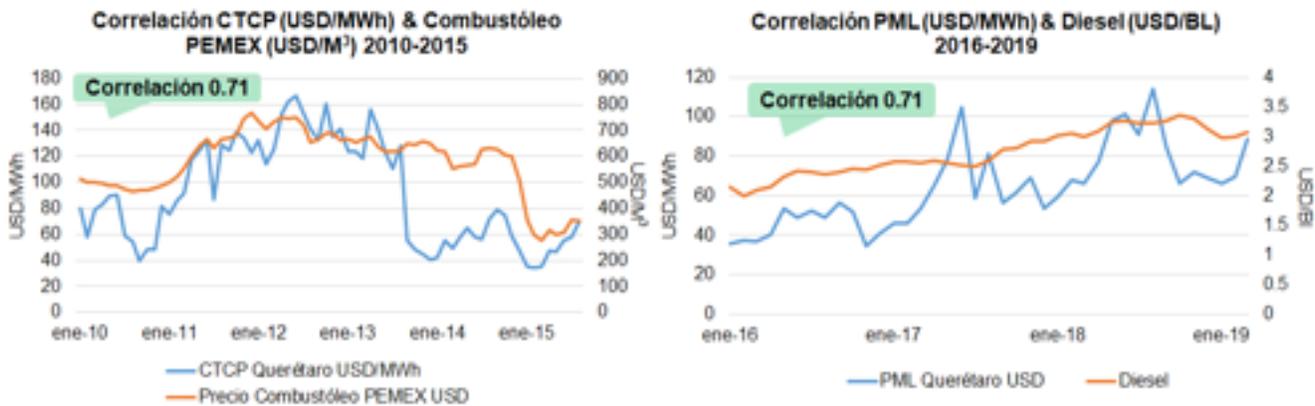


Figura 19. Correlación histórica de CTCP y PML con el gas natural y productos derivados del petróleo.  
Fuente: CENACE, EIA, SIE de SENER

Como se puede observar, históricamente el CTCP<sup>16</sup> se encontró correlacionado en 0.71 con el combustóleo pesado de PEMEX, aproximadamente hasta mediados del año 2015, posteriormente en el PML se encuentra una correlación similar desde el 2016 hasta principios del 2019 con el precio del diésel en el mercado spot (se analizó hasta esta fecha por la disponibilidad de información).

Estas correlaciones se analizaron con el fin de ayudar a tener una determinada certeza en las proyecciones de los PMLs futuros, tomando como referencia en los movimientos esperados del precio de los combustibles

ligados a las tecnologías presentes en la matriz de generación del país que podrían marginar.

Actualmente el PML se encuentra más correlacionado con el costo del diésel que con costo del gas natural. Sin embargo, se espera que ante la instalación de nuevas plantas más eficientes en su mayoría renovables y de ciclos combinados, en un mediano plazo sea el gas natural el combustible que esté más correlacionado con el PML. De hecho, las proyecciones de PML de SENER dejan implícito que se asume que la tecnología marginal sea un ciclo combinado con costos variables en torno a los 40 USD/MWh.

## 1.4.2 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de congestión

Otro de los principales riesgos percibido para los proyectos merchant es la congestión. Este factor afecta directamente en la estimación de los PMLs futuros que se perciben en el mercado, y por ende los ingresos potenciales de la planta.

La congestión resulta del excedente de oferta o demanda y la incapacidad de transmitir los excedentes de energía o importar energía de otros nodos, debido a limitaciones de la red física de transmisión.

De acuerdo a los promedios históricos de las gerencias de control del SIN, las regiones Noreste y Noroeste presentan en promedio un incremento negativo del componente de congestión. Presentaban valores cercanos a cero y en un período de 2 años han llegado a un valor promedio de -6 y -8 USD/MWh, en la zona noreste y noroeste respectivamente.



<sup>16</sup> Los CTCP, son los Costos Totales de Corto Plazo, los cuales, para fines de este estudio, se tomaron como un equivalente del PML, debido a que estos precios al igual que el PML, eran utilizados para pagar la energía entregada por las plantas generadoras en un esquema horario y por nodos, en el esquema anterior a la apertura del mercado

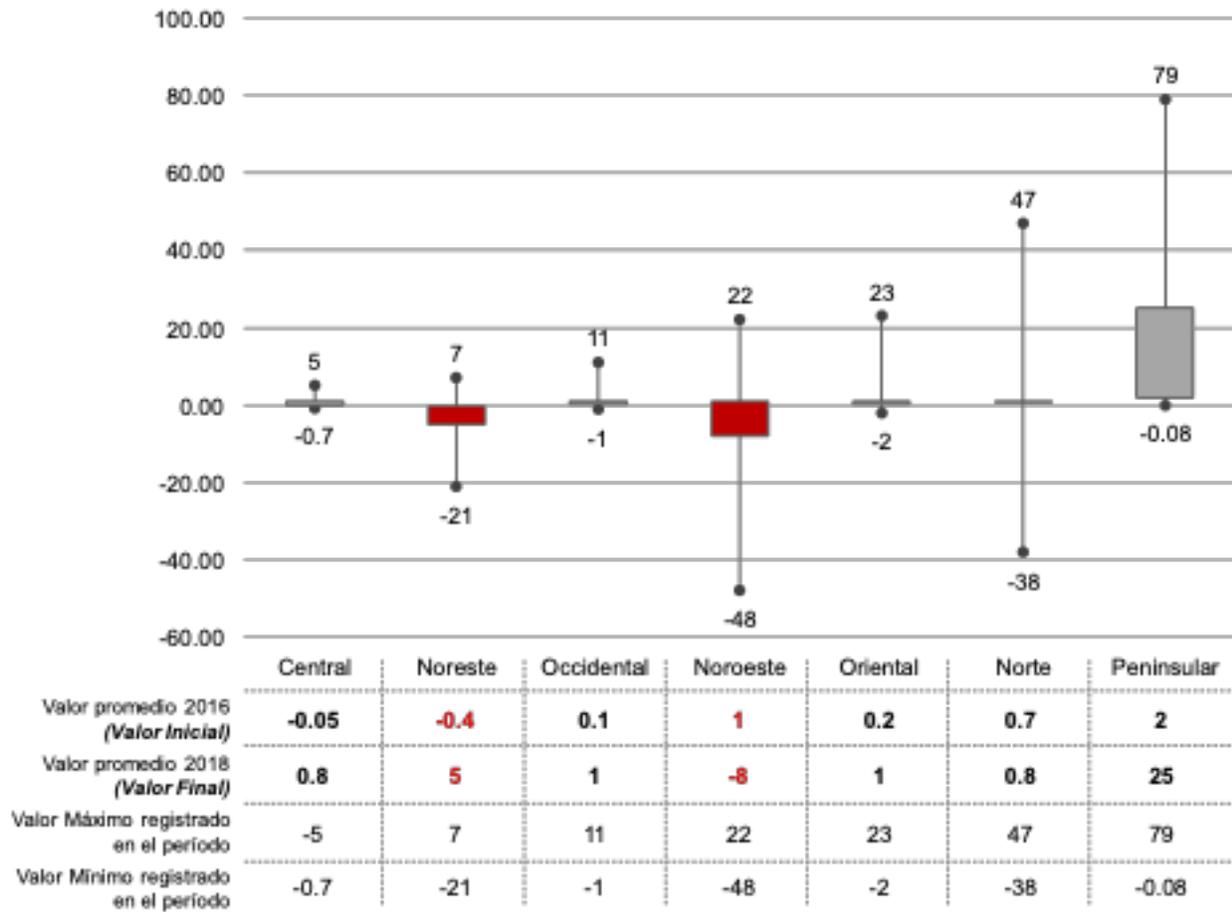


Figura 20. Análisis de la congestión histórica promedio por zonas del SIN entre 2016-2018 (USD/MWh). Fuente: CENACE

Durante el mismo periodo estas regiones han presentado valores máximos cercanos a los 10 y 22 USD/MWh y mínimos de -22 y -48 USD/MWh. Analizando el caso de congestión positiva, encontramos que la zona peninsular presenta un crecimiento positivo de un valor inicial en 2016 cercano a los 3 USD/MWh a más de 20 dólares por MWh en el 2018, alcanzando un valor máximo de hasta 80 USD/MWh.

El resto de las regiones del SIN en promedio se mantienen en valores cercanos a los 0 USD/MWh, lo cual indica que el componente de congestión no representa un componente disruptivo en el PML.

En el financiamiento de proyectos *merchant* a nivel internacional; en Chile algunos bancos proporcionaron apalancamientos entre 30% - 50% con plazos de finan-

ciamiento entre 10 y 15 años. Se dio una caída de precios de mercado, debido a distintas razones:

- **Red de interconexión insuficiente:** Chile contaba con distintos Sistemas Interconectados. Dado el incremento de capacidad instalada de proyectos solares en la región de Atacama, las redes de transmisión se saturaron.
- **Bajo costo de inversión inicial:** La tendencia a la baja de los costos de inversión, impulsó un mayor número de participantes a entrar al mercado bajo un esquema de producción *merchant*.

De acuerdo con lo comentado en las entrevistas, como resultado de esta caída de precios spot en Chile, las entidades financieras buscaron recuperar la deuda otorgada de manera acelerada en los proyectos en los que tenían participación, comenzaron a ser más conservadoras al utilizar las proyecciones de precios de asesores y cuentan con un mayor análisis cuando están considerando financiar nuevos proyectos *fully merchant*

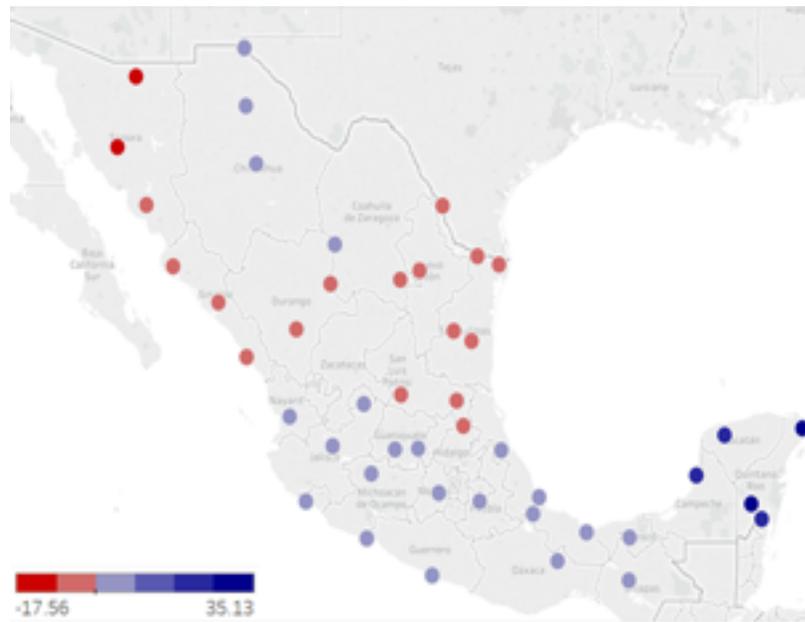


Figura 21. Mapa de congestión promedio 2018 en las regiones de transmisión del SIN. Fuente: CENACE.

En 2018 el componente de congestión presentó valores más altos y más bajos respectivamente en las regiones peninsular y noroeste.

### 1.4.3 Riesgo de volatilidad de PMLs en su componente de pérdidas

Otro de los factores con mayor impacto sobre el PML, así como del desarrollo de la matriz de generación en México, es la Red Nacional de Transmisión. Actualmente la red cuenta con 108,018 km de longitud con una capacidad total de 113,143 MVA. La Ampliación y Modernización de la RNT se realiza entre la entidad responsable de la transmisión y distribución y el operador del siste-

ma, CENACE. Las zonas con mayor necesidad de modernización se identifican y se establecen proyectos para mejorar las condiciones de transmisión y distribución entre las regiones determinadas. De acuerdo al Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, los corredores de transmisión que llegaron al límite máximo operativo fueron los siguientes:

Mazatlán	• Culiacán	Altamira	• Tamos
Nacozari	• Nuevo Casas Grandes	Villa de García	• Ramos Arizpe
Chihuahua	• Moctezuma	Ramos Arizpe	• Primero de Mayo
Camargo	• La Laguna	Tamazunchale	• Querétaro
El Encino	• Río Escondido	Malpaso	• Tabasco
Durango	• Mazatlán	Tabasco Potencia	• Escárcega
Noreste	• Norte	Red de suministro a las zonas Cancún y Riviera Maya	
Champayán	• Güemez		
Durango	• Mazatlán		



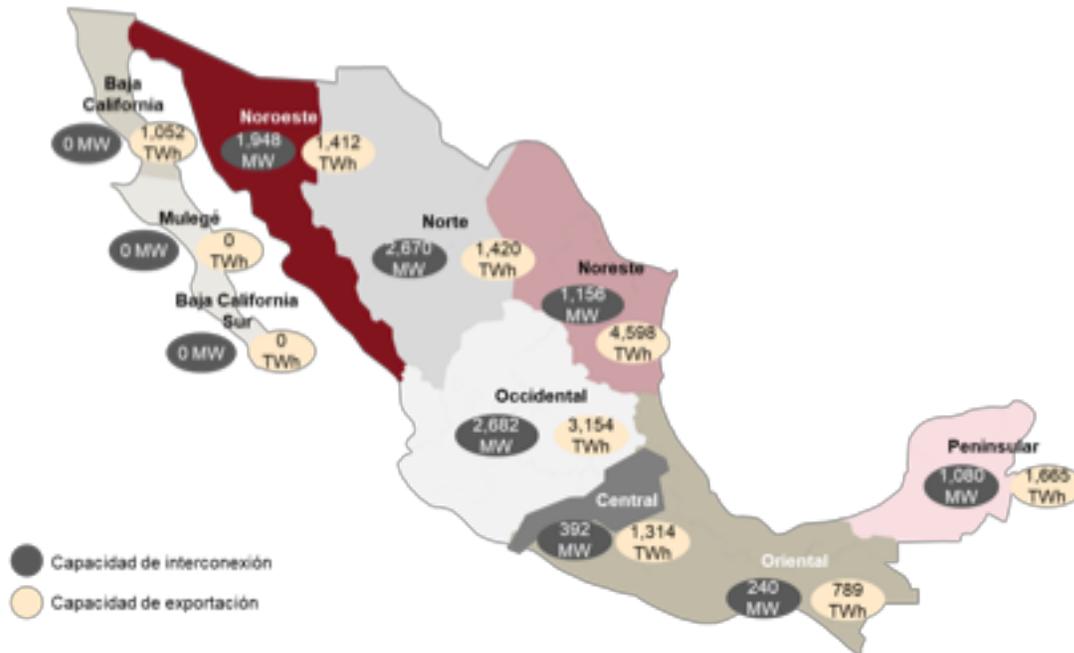


Figura 23. Capacidad de interconexión y exportación sin prelación por región de control para la 4ta Subasta de Largo Plazo. Fuente: CENACE

En la 4ta Subasta de Largo Plazo, las capacidades de interconexión de las regiones fueron publicadas por CENACE con base en la capacidad disponible en la RNT. Las regiones con mayor capacidad disponible eran las regiones: Occidental, Norte y Noroeste. En estas regiones la RNT tiene la capacidad de aumentar la cantidad de energía transportada. Las regiones con menor capacidad de interconexión disponibles eran Baja California, Mulegé y Baja California Sur; dentro del SIN eran Central y Oriental.

Uno de los principales retos que surgen por la RNT para los proyectos de generación *merchant* es la posibilidad de no ser despachados debido a un exceso de oferta y poca capacidad de liberación de líneas de transmisión. Uno de los criterios que se debe utilizar para definir la ubicación de un proyecto de generación *merchant* son las condiciones actuales de la RNT, las ampliaciones o modernizaciones esperadas, los generadores ubicados alrededor de un mismo nodo, la demanda en la región y la capacidad de exportación de energía de la región.

La RNT es uno de los puntos clave para fomentar la inversión y desarrollo de los proyectos *merchant*. La capacidad de transportar la energía entre regiones de alto consumo y altos precios a bajo consumo y bajos precios lograría un precio homogéneo entre los nodos de consumo. Para el desarrollo de proyectos *merchant*, es importante analizar el impacto de la falta de modernización y ampliación de la RNT ya que puede tener repercusiones directas sobre el precio de venta o la energía despachada correspondiente a la central *merchant*.

## 2 Instrumentos Financieros que fomenten el financiamiento de proyectos de *generación merchant*



ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS DE PRINCIPALES INSTRUMENTOS FINANCIEROS QUE ACTUALMENTE EXISTEN O ESTÁN EN DESARROLLO A TRAVÉS DE LOS CUALES, SE PUEDEN DISMINUIR ALGUNOS DE LOS RIESGOS IDENTIFICADOS EN LAS ENTREVISTAS / ENCUESTAS Y DE ESTA FORMA, SE PUEDE MOVILIZAR MAYOR FINANCIAMIENTO. DE IGUAL MANERA SE PRESENTA UN ANÁLISIS DE UN INSTRUMENTO FINANCIERO QUE PODRÍA IMPULSAR AL DESARROLLO DE PROYECTOS MERCHANT, EL CUAL, ES UNA GARANTÍA SOBRE EL NIVEL DE PRECIOS MÍNIMOS.



## 2.1 Principales instrumentos identificados a partir de entrevistas y encuestas para gestionar los riesgos *merchant*

Se han identificado los siguientes mecanismos e instrumentos como parte fundamental en la determinación de los mitigantes de riesgos para el financiamiento de proyectos *merchant*, que podrían ayudar a fomentar el financiamiento de un mayor número de proyectos e incrementar el apalancamiento de deuda:

RIESGOS	POSIBLES MITIGANTES
Riesgo de precio de la energía (PML)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coberturas financieras</li> <li>• Garantías de precios</li> <li>• Derivados sobre <i>commodities</i> (combustibles)</li> <li>• Seguros / fianzas</li> <li>• PPA's corporativos</li> </ul>
Riesgo de liquidez (flujo de efectivo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantías de pago oportuno</li> <li>• Cartas de crédito</li> <li>• Líneas de liquidez</li> <li>• Líneas subordinadas contingentes</li> <li>• <i>Cash sharing</i> y <i>cash sweep</i></li> <li>• Emisión de deuda (bonos)</li> <li>• Emisión de CKDs (Certificates of Capital Development), Fibras E (Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura), CERPIS (Certificados de Proyectos de Inversión)</li> </ul>
Riesgo de contraparte (incumplimiento)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Derivados en mercados estandarizados a través de una Cámara Compensación con llamadas de margen</li> <li>• Derivados del tipo <i>Credit Default Swaps</i> (CDS) de la contraparte</li> </ul>
Riesgo de tasa $i\%$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Derivados de tasa</li> </ul>
Riesgo de moneda	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Derivados de tipo de cambio</li> <li>• Préstamos en tranche en pesos y en moneda extranjera</li> </ul>
Riesgo político / Riesgo país	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantías de incumplimiento por riesgo político/ riesgo país otorgado por organismos multilaterales como el MIGA (<i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i>).</li> </ul>
Riesgo de refinanciamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instrumentos de capital CKDs (<i>Certificates of Capital Development</i>), Fibras E, CERPIS (Certificados de Proyectos de Inversión)</li> <li>• Vehículos de inversión (SPAC- <i>Special Purpose Acquisition Company</i>)</li> <li>• Derivados de tasa</li> </ul>
Riesgos ambientales y responsabilidad social	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bonos Verdes</li> </ul>
Riesgos del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PPA's corporativos</li> <li>• <i>Cash sweep</i> y <i>cash sharing</i></li> <li>• Derivados</li> <li>• Garantías de generación de energía</li> <li>• Garantías de ingresos</li> </ul>

A continuación, se presentan la segmentación y la categorización de los mecanismos e instrumentos identificados que promueven el financiamiento de proyectos de energía:

## GARANTÍAS FINANCIERAS

### Descripción

Estos instrumentos brindan un respaldo a los acreditados para hacer frente a las obligaciones contractuales, ejecutándose solo ante escenarios adversos que impacten los ingresos del proyecto, por ejemplo, ante riesgo de liquidez de flujo de efectivo. En los proyectos merchant, los mecanismos de garantías financieras han brindado certidumbre y respaldo financiero para los riesgos del proyecto como fluctuaciones de PML e incumplimiento de pago.

De igual manera, las entidades financieras señalaron que si el proyecto cuenta con un respaldo de la Banca de Desarrollo para el pago oportuno de la deuda a través de una garantía esto se traduciría en una mayor certidumbre al financiar estos proyectos para las entidades financieras. Por otra parte, solicitar una fianza o seguro a la parte acreditada también funciona para mitigar el riesgo por incumplimiento:

### Ejemplos

- Cartas de crédito
- Garantías financieras de precios mínimo o rango del PML
- Garantías de ingresos
- Garantías de pago oportuno – Líneas de liquidez
- Línea subordinada contingente
- Seguros / Fianzas
- Garantías de generación de energía
- Garantías de incumplimiento por riesgo político/ riesgo país otorgado por organismos multilaterales como el MIGA.

### A ser implementado por:

- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial
- Aseguradoras
- Afianzadoras

## TIPO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE DEUDA QUE PODRÍAN IMPULSAR UN MAYOR FINANCIAMIENTO

### Descripción

En esta categoría, se encuentran instrumentos financieros primarios cuyo principal objetivo es obtener recursos de terceros para un fin o proyecto. En el contexto de proyectos merchant, estos instrumentos son la principal fuente de financiamiento representada vía préstamos sindicados (crédito otorgado por varias instituciones) con tasas y comisiones altas debido al riesgo del proyecto, o bien, también se puede emitir deuda en los mercados financieros para la obtención de recursos vía bonos, estos instrumentos son mecanismos que ayudan a movilizar un mayor financiamiento en este tipo de proyectos al estructurarse con incentivos enfocados a ello, por ejemplo la deuda sindicada diversifica el riesgo al contar con varios bancos como acreedores.

### Ejemplos

- Deuda sindicada a plazo
- Préstamos revolventes
- Bonos Verdes, mediante los cuales se obtienen recursos cuyo uso exclusivo es financiar o refinanciar proyectos de energía renovable (generación y transmisión), reducción de emisiones de carbono y eficiencia energética.
- Préstamos tranche en pesos y tranche en dólares para mitigar la paridad peso mexicano (MXN) y dólar americano (USD).
- Bonos garantizados (ABS – Asset Backed Securities)

### A ser implementado por:

- Generadores
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial

## INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

### Descripción

Son aquellos instrumentos financieros que su precio depende de otro instrumento o variable conocido como activo subyacente, son usados para la mitigación de riesgos ante fluctuación de precios de un *commodity*, niveles de tasas de interés o de tipo de cambio, etc. Pueden ser contratados a través de mercados estandarizados a través de una Cámara de Compensación o bien, "over the counter" (OTC) fuera del mercado estandarizado.

### Ejemplos

- Opciones financieras (*call*, *put* y collares) y swaps sobre precio de energía o commodities. Estos instrumentos funcionan como una cobertura financiera del PML, por lo que se están considerando como mecanismo de mitigación.
- Futuros sobre el precio de combustibles (Gas Natural y Brent), debido a que el PML actualmente se encuentra ligado de manera marginal al precio de estos combustibles, estos futuros presentan un mercado con liquidez y volumen en países como Estados Unidos.
- Futuros de electricidad operados en mercados organizados como *Intercontinental Exchange* (ICE) y *European Power Exchange* (EPEX).
- Swaps de tasas de interés (IRS) ante la volatilidad de tasas de interés.
- *FX Forwards* ante la cobertura paridad peso mexicano y dólar americano, ya que el financiamiento otorgado por entidades financieras es basado en esta divisa y el precio de la energía en México está denominado en pesos.
- *Proxy Revenue Swaps*, derivados estructurados para asegurar el intercambio de un ingreso fijo estimado y el ingreso real generado por el proyecto a través del tiempo.

### A ser implementado por:

- Generadores
- Banca Comercial
- Bolsa Mexicana de Valores - MexDer

## INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE CAPITAL

### Descripción

Títulos de valores cotizados en mercado emitidos a través de fideicomisos destinados para el financiamiento de uno o más proyectos, estos instrumentos pagan flujos con base en el rendimiento del proyecto y se transfieren la propiedad o titularidad del bien o derecho al tenedor de los títulos. Normalmente los inversionistas son las Afores, ya que son instrumentos de largo plazo y por los niveles de rentabilidad a ese plazo.

### Ejemplos

- Certificados de Capital y Fiduciarios (CKDs, CERPIS)
- Fibras E
- Vehículos de inversión (SPAC)
- Fondos de Inversión
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial

## MECANISMOS FINANCIEROS

### Descripción

Son aquellos mecanismos que ayudan a mitigar los riesgos involucrados en proyectos que provocarían un incumplimiento en el pago de la deuda, podemos encontrar en este rubro instrumentos tales como barridos de caja (*cash sweep*), reserva de caja (*cash trap*), diversificación de caja (*cash sharing*) o bien, los contratos *PPAs*.

### Ejemplos

- *Cash Sweep* o barridos de caja que, ante excedentes de flujos del proyecto se canaliza ese flujo hacia el pago de la deuda, lo que provoca amortizaciones anticipadas de la deuda reduciendo el plazo de la deuda.
- *Cash Sharing* o capital diversificado y compartido entre varios inversionistas para mitigar el riesgo.
- *Cash trap* o reserva de caja que, ante incumplimiento del índice de cobertura de la deuda establecido, se exige generar una reserva de recursos para prevenir algún posible impago
- Contratos *PPA* corporativos que funcionan como un mecanismo de mitigación de precios de energía al establecer un precio fijo durante la vigencia del contrato.

### A ser implementado por:

- Generadores
- *Sponsors*
- Banca de Desarrollo
- Banca Comercial

## 2.2 Instrumentos financieros utilizados actualmente o en desarrollo en México

Se identificaron los siguientes mecanismos e instrumentos financieros actualmente utilizados o en proceso de desarrollo para el financiamiento de proyectos *merchant*:

### 1. Deuda sindicada a plazo

Préstamos a plazo entre varias entidades financieras utilizado como principal fuente de financiamiento, con plazos promedio de hasta 20 años. Para el otorgamiento de este financiamiento las entidades financieras consideran la evaluación *project finance* considerando el establecimiento de niveles de Índices de Cobertura (DSCR), ratio de apalancamiento, flujo disponible, servicios de deuda, cuentas de reserva, entre otros.

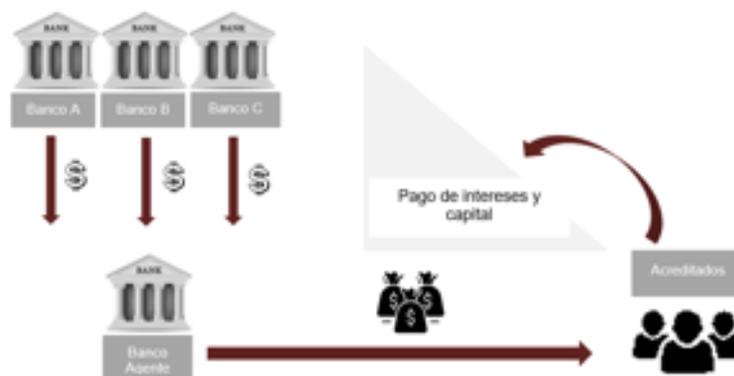


Figura 24. Estructura general de la Deuda sindicada a plazo

## 2. Garantía de Pago Oportuno (GPO)

BANOBRAS actualmente cuenta con esquemas de GPOs implementadas en el sector rural, forestal, pesquero y agropecuario, otorgadas principalmente a estados y municipios; mientras que la Sociedad Hipotecaria Federal también ha implementado GPOs orientadas a emisiones respaldadas por hipotecas o bursatilizaciones hipotecarias, estos esquemas han brindado el respaldo del pago de la deuda oportunamente ante problemas de cumplimiento en tiempo y forma con dicho pago. En estos esquemas debe existir un fideicomiso que cumpla, entre otras, con las siguientes funciones: i) incluir dentro de su patrimonio la fuente de pago, ii) servir como vehículo de pago del Financiamiento u Obligación Garantizada y, en su caso, del crédito derivado del Ejercicio de la Garantía Financiera (FOG), iii) contar con los derechos de Ejercicio de la Garantía Financiera siguiendo el orden de prelación establecido en la cascada de

pagos del fideicomiso. Las garantías financieras deben contar con un Fondo de Reserva que cubra al menos un periodo del servicio del FOG. Esto implica que no es posible llevar a cabo un ejercicio de la Garantía Financiera hasta que no se haya agotado dicho Fondo.

En el contexto de proyectos merchant, BANOBRAS se encuentra evaluando una garantía de pago oportuno de la deuda orientado a dichos proyectos, que busca respaldar el financiamiento otorgado por las entidades financieras con base en el establecimiento de esta garantía para problemas de liquidez en el flujo de efectivo provenientes del precio de la energía, estableciendo de esta manera un precio mínimo de PML con base en dicho mínimo, la garantía sólo se ejecutaría si el PML rompe ese nivel establecido.

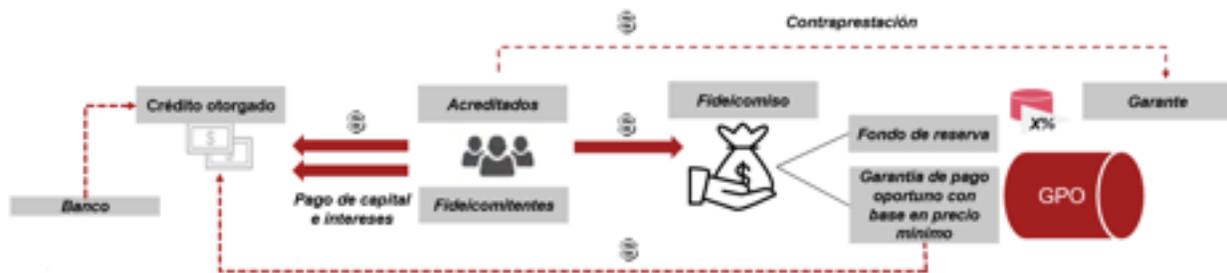


Figura 25. Estructura general de la Garantía de pago oportuno

## 3. Seguros y fianzas

En los contratos de financiamiento se incorporan cláusulas exigiendo la contratación de seguros y fianzas para eventos de incumplimiento de la acreditada y bajo ciertas condiciones dependiendo del proyecto en cuestión. En proyectos con altos riesgos suelen ser muy costosos o incluso, algunos de estos proyec-

tos pueden ser no son sujetos a ser asegurados y en otros casos no existen registros de variables clave (probabilidad de incumplimiento, severidad de la pérdida, etc.) con un historial lo suficientemente largo para hacer proyecciones confiables sobre pérdidas esperadas.



Figura 26. Estructura general de seguros y fianzas

## 4. Bonos Verdes

En el mercado financiero las empresas, gobiernos, instituciones públicas y fondos de inversión pueden emitir bonos de este tipo mediante el cual se obtienen recursos, cuyo uso exclusivo puede ser financiar o refinanciar proyectos de energía renovable (generación y transmisión), eficiencia energética u otros proyectos que cumplan con criterios verdes como generar beneficios ambientales claros y específicos. Debe ser avalado por un Comité de manera sustentable y obtener una certificación de cumplimiento con los principios de bonos verdes: i) uso de los recursos, ii) proceso de evaluación y selección de proyecto (s), iii) administración de los recursos y iv) informes y cumplimiento

de reportes, reporte de las inversiones temporales de los recursos no asignados en cada fecha y los resultados o beneficios ambientales a través de indicadores cualitativos y cuantitativos. Presenta pocos incentivos y poco apetito del mercado por estos bonos debido a la falta de conocimiento de los beneficios de las finanzas verdes, poca liquidez, a la escasa colocación por falta de prácticas de sustentabilidad y responsabilidad social y ambiental de las entidades y en menor medida a las tasas de interés otorgadas comparada con otros bonos corporativos del mismo plazo. Actualmente, se encuentran operando alrededor de 11 bonos verdes y sustentables al cierre de diciembre de 2018:

Tipo de Bono	Emisor	Bono	
Verde	Gobierno de la Ciudad de México	90	GCDMXCB 16V
Verde	Gobierno de la Ciudad de México	90	GCDMXCB 18V
Verde	BBVA Bancomer	94	BACOMER18V
Verde	Nacional Financiera	CD	NAFF 16V
Sustentable	Gobierno de la Ciudad de México	90	GCDMXCB 17X
Sustentable	Grupo Rotoplas	91	AGUA 17-2X
Sustentable	Grupo Rotoplas	91	AGUA 17X
Sustentable	Vinte Viviendas Integrales	91	VINTE 18X
Sustentable	BANOBRAS	CD	BANOB 17-2X
Sustentable	BANOBRAS	CD	BANOB 17X
Sustentable	BANOBRAS	CD	BANOB 18X

Figura 27. Bonos Series "V" y "X" operados en el mercado al 31 de diciembre de 2018 [Fuente: Proveedor Integral de Precios]

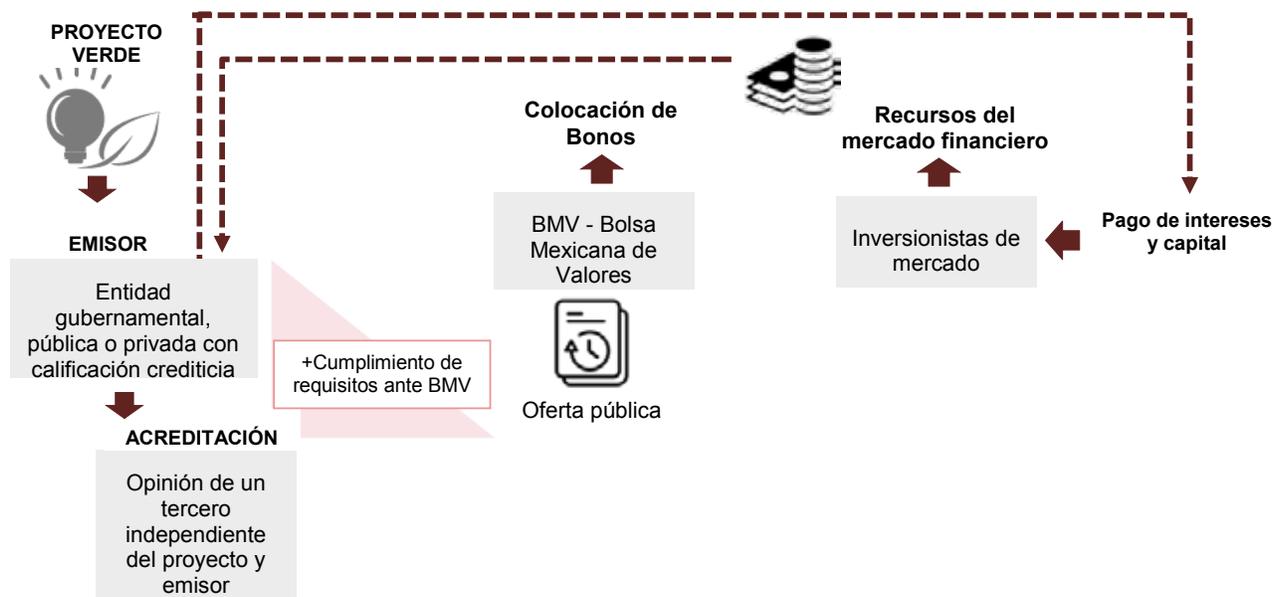


Figura 28.. Estructura general de la emisión de bonos verdes

## 5. Certificados de Capital CKDs y Fibras E

Estos instrumentos se encuentran habilitados por la Bolsa Mexicana de Valores para la obtención de capital a través de fideicomisos destinados para el financiamiento de uno o más proyectos, estos instrumentos pagan flujos con base en el rendimiento del proyecto y se transfieren la propiedad o titularidad del bien o derecho. Las primeras Fibras y certificados de capital colocados en el mercado fueron enfocadas al sector inmobiliario, posteriormente la Bolsa Mexicana en 2015 lanzó al mercado las Fibras E, fideicomisos que invierten en el sector energético e infraestructura y que emiten certificados bursátiles fiduciarios de energía e infraestructura (CBFE) en el

mercado mexicano o en mercados extranjeros regulados, a través de estos vehículos se monetizan activos que ya estén en operación. La emisión más grande ha sido la Fibra E de la Comisión Federal de Electricidad, en el primer trimestre del 2018, tras haber monetizado un porcentaje de la red de transmisión de energía eléctrica del país; mientras que la más reciente emisión fue la de Fibra Estructura, a cargo de Promotora y Desarrolladora Mexicana (Prodemex), que ofreció en su portafolio inicial tres activos: dos cárceles (una en Jalisco y otra en Durango), así como una vialidad en Estado de México

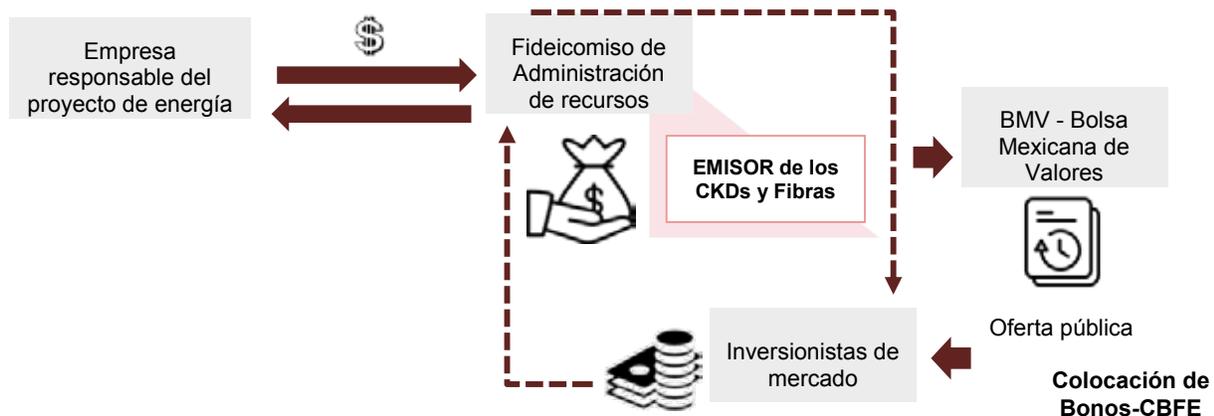


Figura 29. Estructura general de la emisión de instrumentos de capital

## 6. Futuros de energía (MexDer)

El mercado estandarizado de derivados en México (MexDer) ha anunciado el lanzamiento a bolsa de este instrumento a finales de diciembre de 2019 o principios de 2020 de acuerdo al Boletín de AVISO de la Bolsa: Modificaciones de las Condiciones Generales de Contratación (CGCs) Futuro Precio de la Energía Eléctrica. Los costos incluyen honorarios de la Bolsa de Valores, margen inicial, apertura de cuenta propia, o comisiones a Socio Liquidador, etc. No obstante, los recursos al tenedor de este instrumento dependerán del monto operado en los contratos y plazo a cubrir, un mayor porcentaje de cobertura reflejará un mayor costo.

Ofrece una cobertura financiera ante movimientos adversos del PML, generando liquidaciones diarias entre el precio de la energía eléctrica publicado por el CENACE del Mercado del Día en Adelanto (MDA) carga base (24 horas), correspondiente al "Nodo de Referencia" del SIN a una potencia constante de 1 MW y el precio del futuro observable de mercado basado en la misma referencia.

La 'compensación/liquidación' en efectivo diaria corresponde a la diferencia entre el precio de energía publicado por CENACE vs precio del futuro (promedio ponderado del precio y volumen respecto a la puja).



Figura 30. Estructura general de los Futuros de energía

## 7. Opciones financieras (Put o Collar) (en estudio)

Ante la búsqueda de cobertura de precios PML y la estrecha relación con el Gas Natural, el mercado está evaluando los instrumentos financieros derivados de opciones financieras tipo put, definida como una cobertura financiera que se otorga al comprador ante bajas del precio del gas natural (Índices Henry Hub), debido a la correlación con el PML con base en el nivel

mínimo establecido (piso) a cambio del pago de una prima. Asimismo, se evalúa también estructuras tipo collar sobre gas natural (combinación de una opción financiera tipo put y call) para optimizar el costo del instrumento (prima). El plazo estimado de estas opciones financieras se estima en 5-10 años y llevar a cabo roll-over.

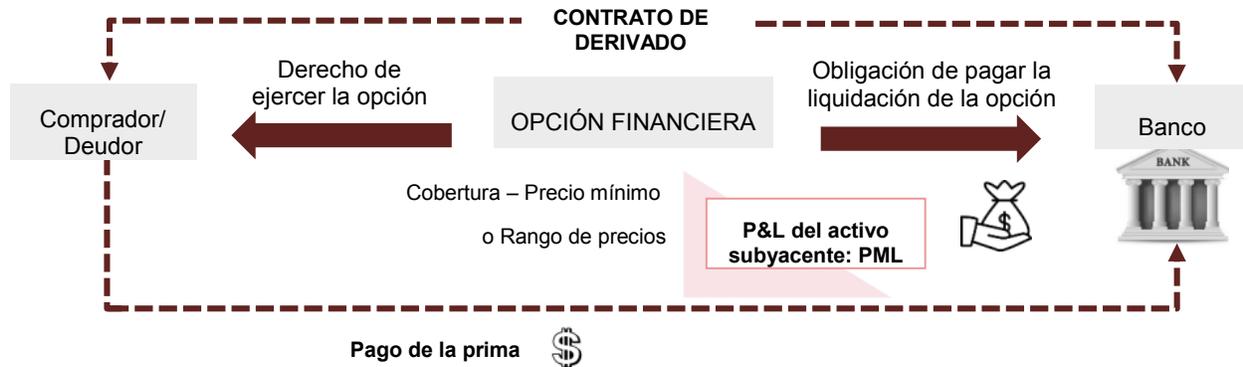


Figura 31. Estructura general de las opciones financieras

## 8. Swaps eléctricos

Instrumento financiero derivado que establece el intercambio de un precio fijo pactado de la energía vs el precio de mercado de la energía, considerando el efecto del clima, precio de gas natural, congestión, prima de riesgo, simulaciones, etc. Fistera implementó este instrumento en mayo de 2017 a través de su marca comercial EKTRIA ofreciendo un swap

base load (carga base 24 horas) con liquidación financiera por diferencia entre el precio fijo pactado y el precio variable publicado por el CENACE para el SIN, con el objetivo de reducir el riesgo de los participantes en las subastas eléctricas, pero se percibió falta de liquidez y participación del mercado.

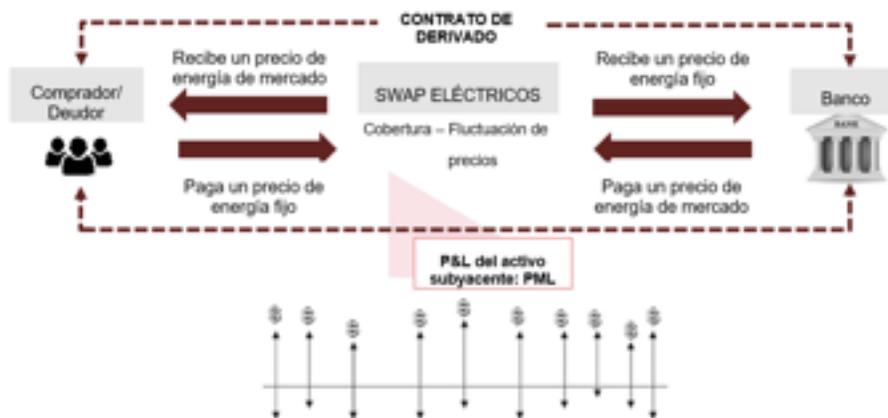


Figura 32. Estructura general de los Swaps eléctricos

## 2.3 Evaluación del potencial mecanismo/instrumento a implementar por la Banca de Desarrollo

Con base en las entrevistas y encuestas realizadas, se identificó la conveniencia de desarrollar una Garantía de precios mínimo o rango de precios como un instrumento potencial a implementar con el respaldo de la Banca de Desarrollo que fomentaría el financiamiento por parte de las entidades financieras y atendería la principal preocupación y riesgos de los participantes del mercado: fluctuación de los niveles de PML en el futuro.

Con el fin de evaluar esta garantía a implementar se consideraron 7 criterios principales para determinar la viabilidad de la misma, estos 7 criterios se basaron en las expectativas del mercado y los componentes clave en su implementación:



Figura 33. Criterios utilizados para determinar viabilidad de instrumentos financieros

Se realizó una estimación de la ponderación de los criterios, de manera cualitativa, desde el punto de vista del mercado priorizando aquellas variables con mayor peso e importancia para los participantes del mercado de acuerdo a sus expectativas en la obtención del financiamiento:

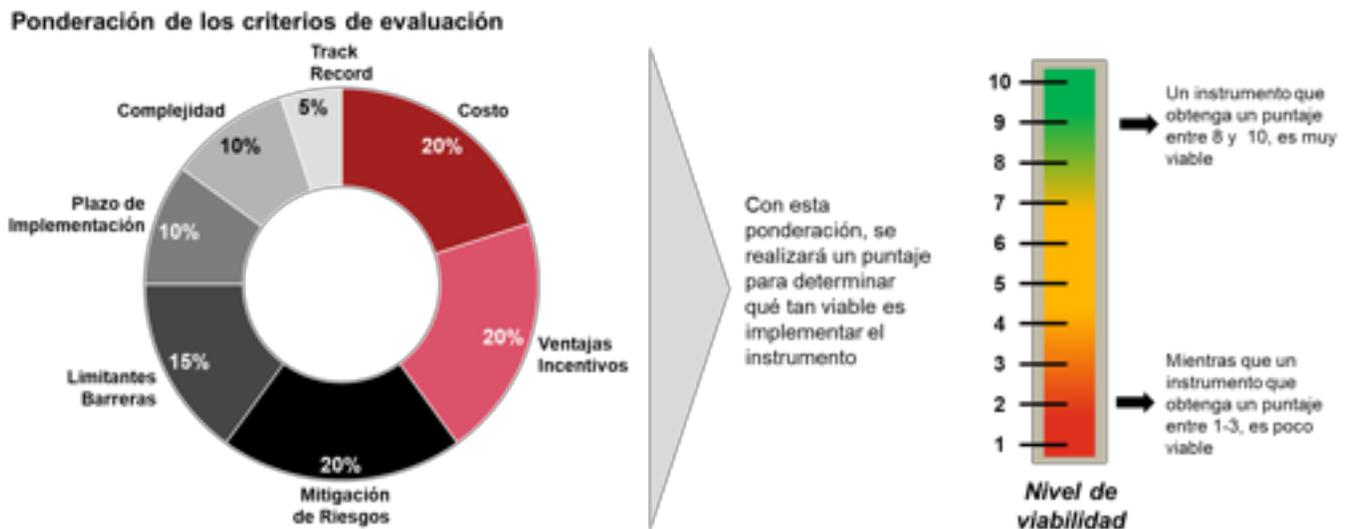


Figura 34. Ponderación definida de los criterios de evaluación de los instrumentos financieros

Dado los criterios y ponderaciones definidas anteriormente, una Garantía de precios mínimos o rango de precios representa una oportunidad del mercado para fomentar el financiamiento de proyectos *merchant*:

#### • Garantía de precio mínimo o rango de precios de energía

Algunas de las principales barreras que presentan este tipo de garantías es la posibilidad de comisiones altas para la parte acreditada que podría encarecer la rentabilidad del proyecto, asimismo se requiere contar con una alta calidad crediticia para el acceso a garantías, poca flexibilidad en algunos parámetros, por ejemplo, nivel de apalancamiento, falta de consenso e incertidumbre en las estimaciones de precios, poca historia y alta volatilidad de precios de la energía.

Por otro lado, entre las ventajas de este mecanismo se encuentran que representa un respaldo/colateral para las entidades financieras lo que les permitiría ofrecer mejores condiciones en tasas de interés, monto y plazo. En algunos casos, se requiere que el garante apalanque la cuenta de reserva con fondos propios y se requiere la contratación de contragarantías, diversificando el riesgo, lo anterior sería incentivos para el acreditado. Finalmente, la expectativa del mercado es percibida como una escasez de garantías por lo que representa una oportunidad de mercado, ya que el riesgo de precio es la principal preocupación del mercado.

Entre los principales riesgos mitigados con este mecanismo se encuentran:

- ✓ Riesgo de precios (PML)
- ✓ Riesgo de nodo
- ✓ Riesgo de liquidez (flujo de efectivo)
- ✓ Riesgo de contraparte (incumplimiento)
- ✓ Riesgo del proyecto

#### • Descripción y estructura

Respaldo financiero ante movimientos adversos del PML, activando las garantías financieras cuando no se cumpla el precio mínimo determinado o el rango, asegurando una gestión de riesgos del precio de la energía durante el financiamiento y garantizando flujos mínimos suficientes para el pago de la deuda.

Se establecería la 'compensación' como la diferencia entre el precio de energía real de mercado vs precio mínimo o rango superior/inferior; dicha compensación sería absorbida en un porcentaje por el banco y recuperable con los ingresos futuros que terminen por arriba del PML establecido (up side).



Figura 35. Estructura general de la Garantía de precios mínimos o rango de precios

### • Actores principales

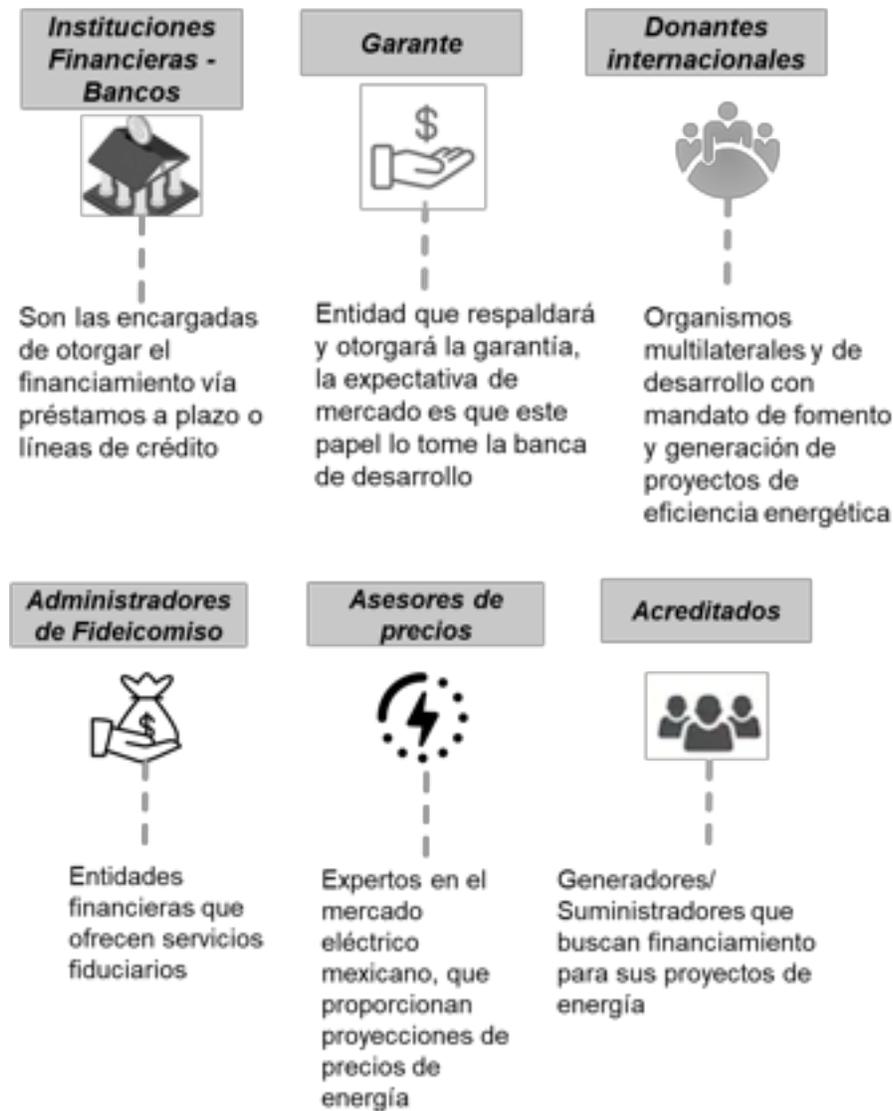


Figura 36. Principales actores involucrados en la estructura de la Garantía de precios mínimos o rango de precios

### • Funcionamiento y parámetros

- La estructura debe contar con una calificación mínima (escala local o interna), antes de considerar el efecto de la garantía.



- La calificación mínima debe ser determinada en función del riesgo de proyecto a través de agencias calificadoras o modelos propios de ratings internos.

- Se establecerá un monto mínimo del crédito a cubrir establecido como un porcentaje, así como el monto máximo de la garantía como un porcentaje de la Compensación, dichos porcentajes son determinados por el Garante.

- El plazo de la disposición de la garantía será menor o igual al plazo de vencimiento del “Crédito Garantizado o Inducido”.
- La tasa de la contraprestación depende de la tasa de interés otorgada en el crédito, los niveles establecidos de precios y la calidad crediticia.

El costo recurrente en mercado se encuentra en rango de 1% al 5%. El nivel de comisiones se cobra buscando preservar la neutralidad en los cargos financieros entre préstamos y garantías.



- Índices de cobertura de servicio de la deuda (DSCR) y ratio de apalancamiento. Puede obtenerse un apalancamiento importante mediante las garantías de precios, porque los fondos sólo garantizan una porción de la inversión inicial, y a menudo tienen la posibilidad de ser revolvente.
- Se crea un Fideicomiso de Administración como fuente de pago dentro del patrimonio que sirva de vehículo para el pago de obligaciones y un Fondo de Reserva que será utilizado, antes de cualquier disposición de la garantía.
- Se puede considerar contragarantías para compensar el costo de las estructuras.
- Estimación de tasas de recuperación para la determinación del monto de la garantía y riesgo asociado bajo probabilidades de ocurrencia

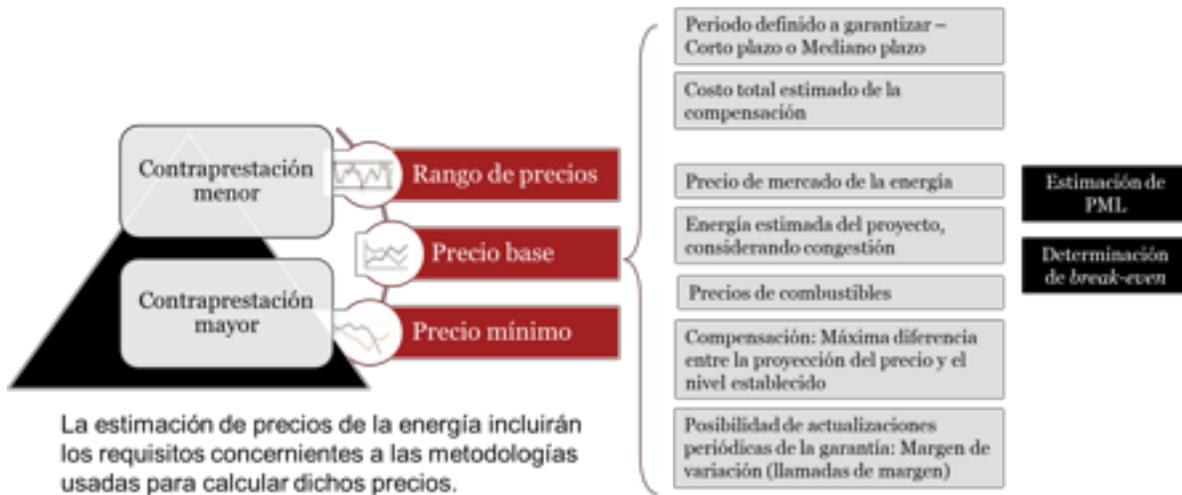


Figura 37. Variables clave a considerar en la Garantía de precios mínimos o rango de precios

- Barreras en incentivos

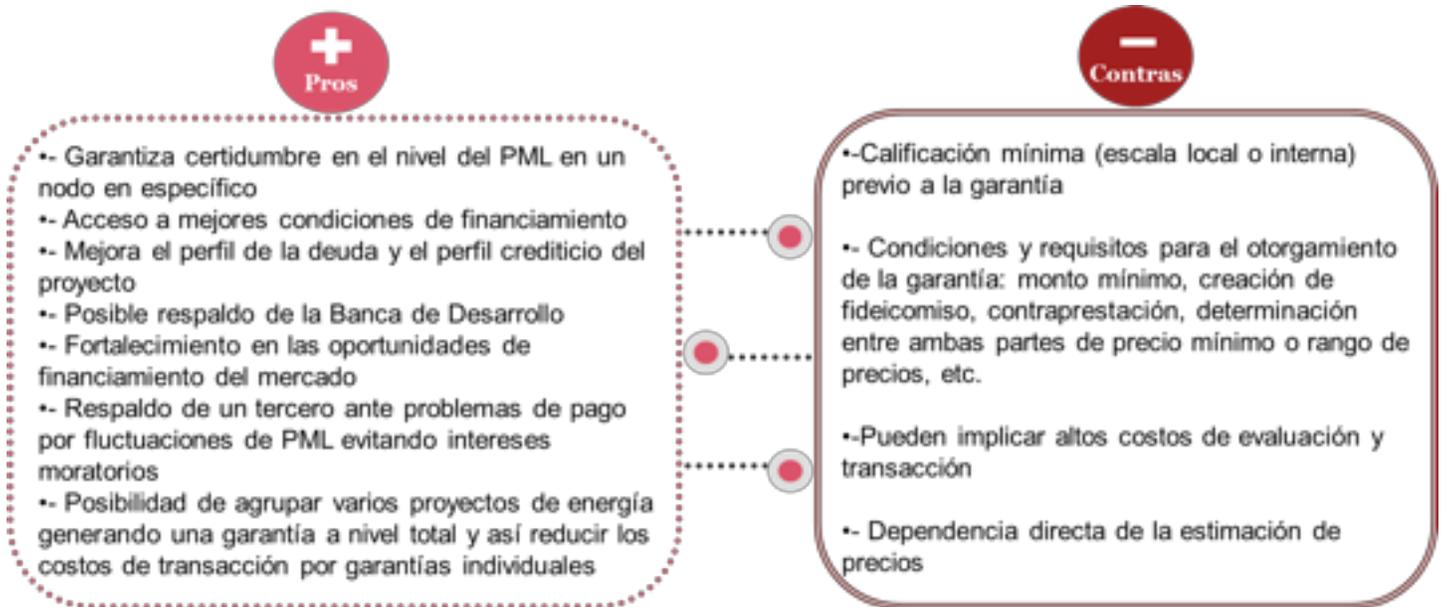


Figura 38. Pros y contras sobre la Garantía de precios mínimos o rango de precios

- Mitigación de riesgos



Figura 39. Principales riesgos mitigados con la Garantía de precios mínimos o rango de precios

- **Riesgos de precios y nodo (PML)**

La garantía se ejecuta cuando la parte acreditada no puede cumplir con el pago de la deuda, tanto amortización al capital como intereses, debido a que el precio de la energía en un nodo puntual, termina por debajo del precio mínimo o fuera del rango.

- **Riesgo de liquidez (flujo de efectivo)**

La garantía se ejecuta cuando la parte acreditada no puede cumplir con el pago de la deuda, tanto amortización al capital como intereses, debido a falte de flujo de efectivo como resultado de fluctuaciones del PML.

- **Riesgo de contraparte (incumplimiento)**

Con el respaldo de un tercero, el pago oportuno de las obligaciones de la deuda queda garantizado evitando caer en eventos de incumplimiento, por lo que se mitiga los covenants en estos casos.

- **Riesgos del proyecto**

Al tener un Fondo de Reserva, garantía financiera de precios y posibilidad de contragarantía, estos colaterales funcionan como mitigantes ante cualquier eventualidad adversa del proyecto en precios de la energía.

- **Análisis en México y en mercados internacionales (en caso de aplicar)**

## MÉXICO

Gobierno Federal. Precios de garantía a productores de frijol, arroz y trigo (subsidio gubernamental)

ASERCA. Incentivos a agricultores a través de cobertura de precios (agricultura por contrato a través de instrumentos derivados sobre el precio futuro del maíz opciones financieras put y call)

BANOBRAS. Actualmente, se prospecta una GPO para proyectos de energía con precio mínimo de energía.

## OTROS

Brasil. En desarrollo mecanismo de garantía parcial de desempeño a través de Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) donde si el proyecto tiene un desempeño inferior y los ahorros de energía caigan por debajo del 10% de los ahorros garantizados, la garantía paga al Banco la diferencia entre los ahorros reales y los contratados. (Tasa costo: 0.75%)

España. Ha desarrollado garantías a un precio piso, mitigando el riesgo de ingresos por fluctuaciones del precio de electricidad.



# 3 Otros mecanismos y políticas públicas que podrían impulsar proyectos merchant



ESTE CAPÍTULO CONTIENE EL ANÁLISIS DE MECANISMOS NO FINANCIEROS CON POTENCIAL DE IMPULSAR EL DESARROLLO Y FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS MERCHANT CONSIDERANDO LA PERSPECTIVA DE DESARROLLADORES Y BANCOS SOBRE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LOS PROYECTOS *MERCHANT*.



### 3.1 Acceso a proyecciones públicas y consensuadas de PMLs

Uno de los principales mecanismos no financieros que podrían impulsar el desarrollo de proyectos merchant identificado en entrevistas es contar con proyecciones de precios robustas que den certidumbre y transparencia en los insumos y supuestos utilizados para calcular las proyecciones y sus respectivos escenarios de sensibilidad. Esto resulta importante porque actualmente cada desarrollador evaluando regiones o proyectos y cada entidad financiera en un proceso de Due Dilligence realiza proyecciones de PML, a veces múltiples veces al año. Adicionalmente, la única proyección oficial es la que se publica a la par del PRODESEN, la cual es indicativa<sup>18</sup>.

Por lo tanto, este mecanismo propuesto facilitaría el acceso a información pública congruente y homogénea sobre la situación actual y esperada de los PMLs, publicada por un organismo reconocido e imparcial, considerando escenarios de sensibilidad/estrés que tomen en cuenta insumos y supuestos consensuados entre distintos agentes de la industria. Por ejemplo, las Asociaciones industriales y de entidades financieras podría contratar pro-

yecciones de PMLs con asesores como un servicio recurrente, promediar los escenarios bajistas y hacer pública esa proyección con los supuestos e insumos respectivos, a aquellos desarrolladores y co-financiadores que deseen realizar proyectos *merchant*.

En Estados Unidos la EIA, publica precios de mercado de corto plazo (1 año) de los principales mercados como el de California (CAISO), Illinois (MISO), entre otros.

También se identificó que CENACE podría impulsar mayor certidumbre y fomentar el desarrollo de proyectos merchant a través de la publicación de reportes con estadísticas de los valores de PML históricos y sus componentes de energía, pérdidas y congestión; información sobre PMLs negativos; horas y nodos con mayor congestión; estadísticas de curtailment a proyectos de generación; así como información estadística sobre los servicios conexos de mercado.

### 3.2 Impulsar el mercado de PPAs físicos y virtuales

Otro tema importante identificado en las entrevistas es que aunque los proyectos logren financiarse en gran medida con equity para ser merchant, por lo general buscan asignar parte de la capacidad total del proyecto en PPAs físicos (e.g. con Entidades Responsables de Carga como Suministradores Calificados) y virtuales (e.g. a través de Concursos Eléctricos o México Eléctrico<sup>19</sup>). Esto permitiría que i) los socios inversionistas en proyectos merchant logren liberar parte de su equity, ii) el proyecto asegure el precio de parte de sus flujos y iii) se pueda buscar un refinanciamiento que mejore las condiciones del proyecto.

Para que los PPAs físicos y virtuales tengan mayor dinamismo se identificó que es clave fomentar educación, capacitación y conocimiento del mercado eléctrico y sus implicaciones para usuarios calificados y *off-takers*. Este tipo de educación a usuarios finales podría realizarse a través de talleres, cursos, conferencias por ejemplo por parte de asociaciones que representan a usuarios industriales (e.g. CESPEDES, Coparmex, CANACINTRA, ANIQ, CANACERO, CANACEM, Cámara del Papel, etc.).

Estas sesiones de capacitación podrían enfocarse en atender principales tipos de esquemas de contratación, habilitadores y barreras para este tipo de contrataciones, participantes en el mercado, señales de precio históricas y esperadas (e.g. tarifas y PMLs), entre otros.

En la misma línea de impulsar el mercado de PPAs, en varias entrevistas se mencionó que establecer una Cámara de Compensación para fomentar un mercado secundario de transacciones permitiría identificar un precio de equilibrio público y volúmenes transaccionados en un período de tiempo. Esto fomentaría la información de mercado, daría señales de precio y permitiría colocar excedentes o faltantes de proyectos como sucede en otros mercados internacionales.

La implementación de un mecanismo como la Cámara de Compensación para PPAs financieros requiere de la participación de una, o varias entidades financieras y de Participantes de Mercado sofisticados. Podría tomar como base la regulación ya establecida para gestionar contratos y garantías en las Subastas de Largo Plazo, buscar mejoras con respecto a esta Cámara de Compensación específica para subastas y construir sobre la experiencia que ya se tiene.

Otro mecanismo identificado para impulsar los PPAs físicos y virtuales y por consecuencia a los proyectos merchant que están buscando contratar, sería que la CRE fomente el uso de la plataforma S-CEL y de un mercado secundario de CELs a través de talleres, conferencias sobre el mecanismo de acreditación / requisitos, mecanismo de diferimiento, etc. Esto daría señales de precio de CELs, y señales de volúmenes intercambiados de este mercado que muestren liquidez y den certidumbre a proyectos de generación limpia y a compradores de CELs. Para algunos PPAs, los CELs son uno de los principales impulsores para que los *off-takers* busquen contratar un aprovisionamiento de energía limpio, por distintas razones: i) buscar cumplir políticas internas de sustentabilidad, ii) evitar cambios en la tarifa que pagan, y/o iii) utilizarlo como estrategia para posicionar su marca.

Otro mecanismo identificado que sería de mucho valor para mitigar la volatilidad del componente de congestión del PML es que CENACE desarrolle y convoque la primera Subasta de Derechos Financieros de Transmisión. Adquirir DFTs entre nodos permitiría a proyectos de generación y a Entidades Responsables de Carga tener mayor certidumbre sobre el costo de inyectar y retirar energía en binomios de nodos.

<sup>18</sup> En línea con que el PRODESEN sea indicativo, también se mencionó en diversas entrevistas que debería haber políticas públicas y regulaciones que brinden confiabilidad y transparencia sobre i) el cálculo de los PMLs que se publica con el PRODESEN y ii) buscar que los planes de desarrollo de la matriz de generación y de la red de transmisión sean vinculantes.

<sup>19</sup> <http://www.concursoselectricos.com/> <https://mexicoelectrico.com/>

### 3.3 Impulsar la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión

Aunado a la volatilidad del PML, un tema que se mencionó en la totalidad de las entrevistas como un mecanismo que sería indispensable para el desarrollo de más proyectos merchant es la expansión de la capacidad de red, porque i) permite tener capacidad de evacuación para los proyectos, ii) da certidumbre sobre el componente de pérdidas y iii) puede reducir el componente de congestión.

La expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión a través de Asociaciones Público Privadas (APPs) u Obra Pública Financiada (OPF) (de acuerdo con lo permitido en el Artículo 30 de la Ley de la Industria Eléctrica), reduciría la exposición a riesgo y el endeudamiento por parte de CFE Transmisión. Los organismos que buscan el desarrollo del sector eléctrico podrían realizar un estudio análisis costo-beneficio que sea de utilidad para SENER, para CFE Transmisión y para transportistas privados en el cual se analicen regiones en las que serviría expandir y modernizar la red (e.g. atendiendo

la falta de capacidad de interconexión, PMLs altos, necesidad de evacuación renovable, etc.) y definir los esquemas ideales de participación para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

Como resultado de este estudio se podría impulsar una licitación de APP, o un esquema de OPF, u otro y construir sobre los elementos parcialmente desarrollados de las licitaciones Líneas de Alto Voltaje Corriente Directa de 2018.

En paralelo, CENACE podría publicar información y actualizaciones mensuales sobre los límites de capacidad en la red a nivel de subestaciones, de sub-zonas de exportación, de zonas de exportación y de enlaces. Esto permitiría a los generadores merchant tener mayor certidumbre de las zonas saturadas y las zonas con capacidad disponible.

### 3.4 Desarrollar proyectos renovables piloto con almacenamiento

Siguiendo las tendencias internacionales, el almacenamiento ha sido identificado como un posible potenciador, para los proyectos renovables *merchant*; esto debido a las ventajas de despacho.



Figura 40. Mapa de proyectos internacionales que utilizan baterías - Fuente: "Interactive map of global energy storage" del Consorcio para la Innovación de la Batería, (2019).

Con base en las encuestas y entrevistas realizadas, varios stakeholders consideran que el almacenamiento podrá jugar un papel importante en la determinación de PMLs en el mediano plazo. La rentabilidad de proyectos renovables se podría ver beneficiada con base en la instalación de sistemas de almacenamiento.

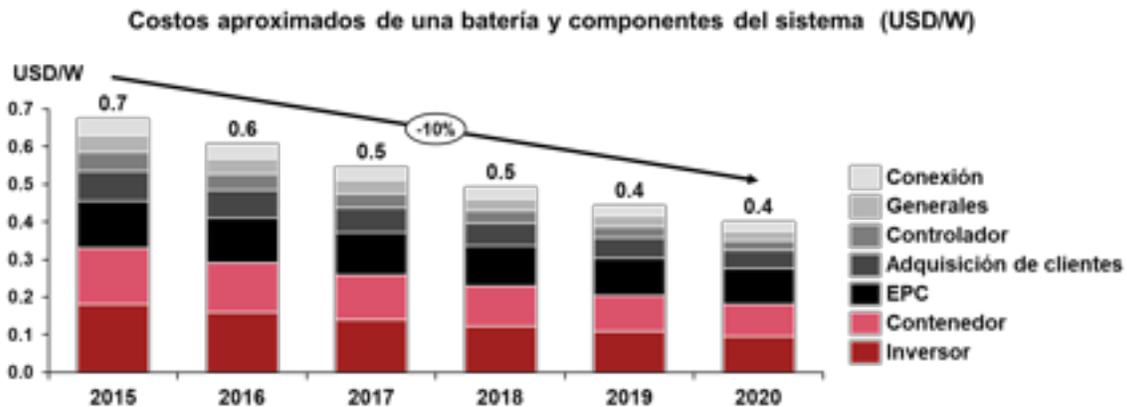


Figura 41. Costos asociados a la instalación de una planta de almacenamiento de energía - Fuente NREL

Por una parte, como lo muestra la gráfica anterior, para el caso específico de México, de acuerdo a un estudio publicado por NREL<sup>20</sup>, los costos asociados a los sistemas de almacenamiento han presentado una tendencia a la baja desde el año 2015 hasta el 2018 (una cantidad cercana al 10% sobre todo el sistema de completo de almacenamiento), por lo que se espera que esta tendencia se mantenga hasta el año 2020.

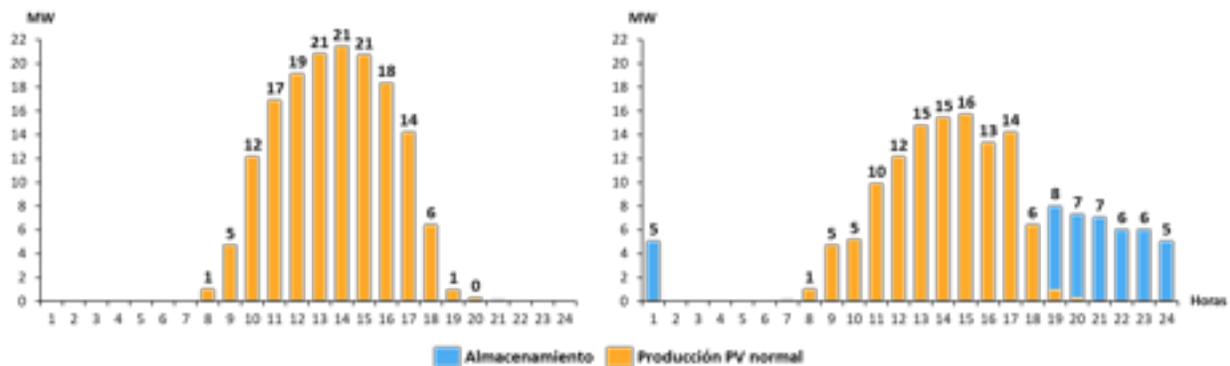


Figura 42. Ejemplo del aumento de horas productivas de una planta solar con el uso de almacenamiento. Elaboración propia

Por otra parte, el uso de las baterías en la industria eléctrica de renovables, y en particular para los proyectos *merchant*, es la inyección de energía al sistema en horas con PMLs altos.

Con base en los proyectos pilotos de almacenamiento de energía en México, las baterías tienen la capacidad de almacenar hasta un tercio de la energía pico producida por una central solar.

Los principales beneficios de instalar un sistema de almacenamiento en una central renovable *merchant* son:

- Inyección de energía a PMLs más altos
- Disminución del riesgo de *curtailment*, a través de la distribución de la energía a horarios adicionales a los que produce los generadores renovables.

Adicionalmente a los beneficios para el proyecto, un sistema de almacenamiento mitigaría la intermitencia en la red de transmisión y distribución e incrementaría la capacidad instalada.

Por último, con respecto al potencial de instalación de baterías en México y tomando como base la información proporcionada por Fluence (compañía perteneciente a Siemens) y la CRE, se prevé que aproximadamente el 6% de los proyectos de generación renovable que se instalen hacia el 2031, tendrán plantas de almacenamiento, es decir se instalarán 2.3 GW de almacenamiento de los 36.8 GW de energía renovable, que se espera, se instalen hacia el 2031.

SENER y CRE podrían fomentar el uso de sistemas de almacenamiento de energía en proyectos piloto y demostración, crear casos de estudio públicos al respecto de sus costos y beneficios, y buscar fomentar el desarrollo de proyectos *merchant* acoplados con sistemas de almacenamiento.

<sup>20</sup>Para realizar la obtención de estos valores, se tomó una gráfica sin valores totales del documento "Opportunities for Battery Storage Technologies in Mexico", por lo que los datos presentados son una aproximación de los precios totales y de las partes de 2020 y 2015, y se calculó un CAGR de cada uno, con lo que se estimó la tasa de crecimiento de los precios intermedios entre estos años

### 3.5 Impulsar los proyectos de Generación Distribuida con contraprestación *merchant*

La generación distribuida (GD) es una forma de generación de energía eléctrica con la lógica de estar cerca de los puntos de consumo, en el concepto amplio se incluye la generación descentralizada. En México, la ley define la GD como centrales eléctricas con capacidad inferior a 0.5 MW interconectadas a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga; sin embargo, sistemas de mayor capacidad, 3, 5 o 10 MW representan una oportunidad interesante a la generación descentralizada de electricidad con fuentes renovables, pero tienen sus propios retos económicos y administrativos (por ejemplo, no son generadores exentos del permiso de generación de la CRE)<sup>21</sup>.

Las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (DAG) emitidas por la CRE en el 2017 establecen tres mecanismos de contraprestación, dos de ellos consistentes en el contexto *merchant*, es decir con venta al mercado de energía (Venta Total y Net Billing) y tienen potencial en las zonas de PMLs altos. Sin embargo, el tercer mecanismo de contraprestación (Net Metering) que tiene la mayor cantidad de capacidad instalada a la fecha, no contempla la venta *merchant*.

Los modelos de negocios a través de los cuáles los proyectos de GD reciben ingresos, son los siguientes:

1. **Venta Total:** En este modelo de negocio, el generador vende toda su producción al mercado *merchant*, al PML correspondiente al nodo de generación.
2. **Net Billing:** La energía generada se vende a PML correspondiente a la zona de generación y su consumo es a tarifa regulada (la tarifa contratada por el usuario-generador). El generador consume energía eléctrica, por lo que cuenta con un doble medidor; uno de consumo y otro de generación.
3. **Net Metering:** En este modelo el generador exento también consume, pero a diferencia del *net billing*, el generador consume la energía que produce, y solo vende el excedente<sup>w</sup>. Entonces toda la generación compensa un pago de tarifa.

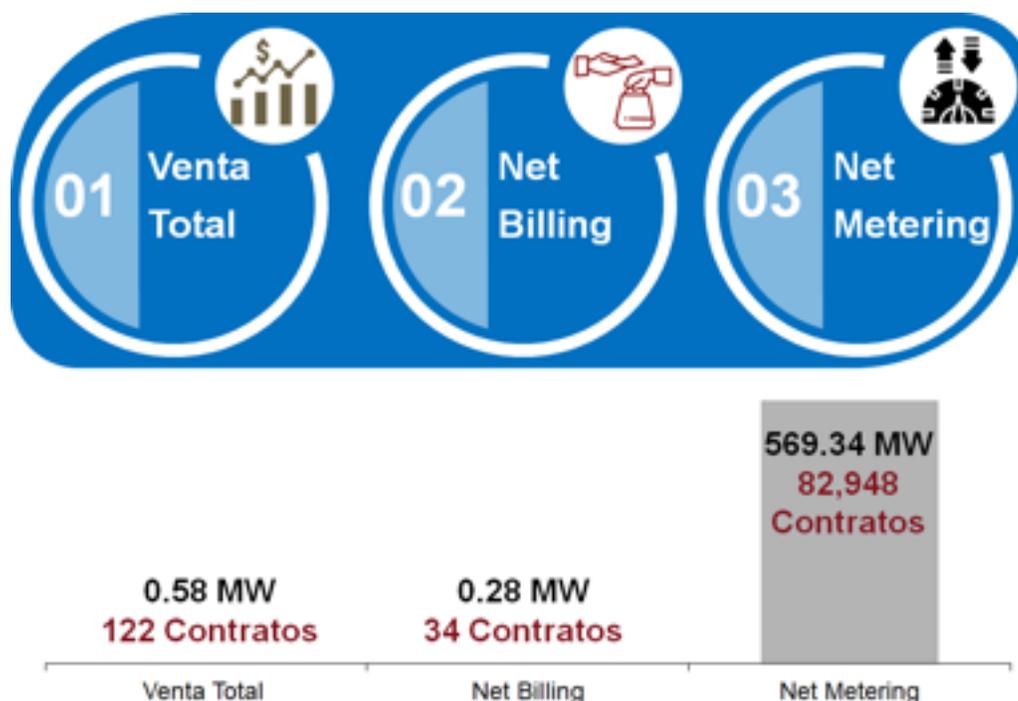


Figura 43. Desglose de capacidad (MW) y contratos de generación distribuida por tipo de contraprestación – Fuentes: CRE

<sup>21</sup> Este reporte se refiere con Generación Distribuida tanto a la generación distribuida (hasta 500 kW) como a la generación descentralizada (hasta 10 MW).

<sup>22</sup> En el caso en el que existan excedentes, éstos se compensan a tarifa con faltantes en los 12 meses subsiguientes. Es decir, CFE Suministro Básico lleva la cuenta y cuando se consume más de lo que se genera, determina el consumo neto a cobrar, primero restando los excedentes anteriores. Cuando el crédito es a favor del generador transcurridos los 12 meses siguientes al mes en que se generó, el generador exento podrá exigir la liquidación del crédito vencido (no compensado tras 12 meses) al valor promedio del PML durante el intervalo de tiempo en el que se generó el crédito.





