

# Primera subasta de largo plazo de energía en México

**Máximo Martín Jiménez**

Socio de G-advisory, Grupo Garrigues

## Introducción

México vive un momento único en la historia de su sector eléctrico. Pocas naciones en el mundo de la dimensión de la República Mexicana mantenían un sistema eléctrico tan cerrado, prácticamente monopolístico. La todopoderosa Comisión Federal de Electricidad (CFE), que controlaba prácticamente toda la generación y transmisión eléctrica del país, se diluye con la reforma energética que está teniendo lugar, se divide en otras empresas y comienza a competir seriamente con generadores privados. Hasta tal punto es ambiciosa la reforma, que fue necesario modificar la Constitución Política de la nación y promulgar dos nuevas leyes fundamentales para el sector, la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Transición Energética.

De este modo, a primeros del presente año 2016 comenzó la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en México, solo con dos compañías de generación ofertando. Los comienzos nunca son fáciles. Pero el mercado *spot* es solo una de las formas que la Ley permita para comprar y vender energía eléctrica. Se definen otras muchas formas de compra-venta, además de otros muchos

productos energéticos, como la potencia o los Certificados de Energía Limpia (CELS). En el presente artículo me voy a enfocar a una de esas formas de compra-venta de productos energéticos, las subastas de largo plazo. Y especialmente a la primera subasta, cuyo fallo se ha publicado hace escasas semanas.

La primera subasta ha llamado la atención del mundo entero, por el volumen de megawatios en juego, por su enfoque a las energías renovables y por la curiosidad sana de observar si un proceso de esta complejidad podría funcionar bien en un país como México, con las características monopolísticas comentadas previamente. Más adelante expondré mi opinión al respecto. Latinoamérica y energías renovables forman un binomio en el que no pueden faltar las empresas españolas, probablemente las más activas en la primera subasta, junto con las mexicanas, estadounidenses y chinas. Los promotores de proyectos de energía renovable, los inversores y las entidades financieras, han seguido de cerca el proceso y han confiado buena parte de sus expectativas de negocio en esta área, en el corto y medio plazo, a los resultados de las subastas.

Mi empresa de consultoría, G-advisory, tiene oficina en México y desde hace 3 años hemos trabajado como asesor técnico, económico y de mercado, en más de 30 proyectos en el sector eléctrico, pre-reforma y post-reforma. Creo honestamente que somos un testigo privilegiado del proceso de cambio, no solo por los proyectos en los que hemos asesorado, sino también por el intercambio continuo de opiniones con nuestros clientes: bancos, inversores y desarrolladores. Sobre la reforma y las subastas hemos impartido ya 4 series de conferencias hasta la fecha, desde mayo de 2015. En México hay actualmente una necesidad continua de formación y de compartir información, y este artículo es una prueba más de ello, dirigido a España, pero apuntando a México y a lo que allí se está viviendo con intensidad.

Este artículo tiene un enfoque práctico y se estructura en 3 capítulos:

- a) Subastas de largo plazo: normativa y funcionamiento.
- b) Aspectos técnico-económicos de las subastas, desde el lado del generador de energía: flujos de caja, garantías de cumplimiento, penalización por rescisión del

contrato y precios máximos de compra de la primera subasta.

c) Resultados de la primera subasta.

### Subastas de largo plazo

De mayor a menor rango, los siguientes documentos definen las subastas de largo plazo:

- Constitución Política.
- Ley de la Industria Eléctrica.
- Bases del Mercado Eléctrico: Base 14.
- Manual de Subastas de Largo Plazo.
- Bases de Licitación de la Primera Subasta de Largo Plazo SLP N° 1/2015.
- Modelo de contrato de cobertura eléctrica para la SLP N° 1/2015.

La Base 14 describe ya con bastante rigor su funcionamiento, el Manual tiene un sentido muy práctico, con ejemplos claros e ilustrativos, y las bases de la primera subasta entran en los detalles y particularidades de esta ronda. Las preguntas y respuestas generadas en las juntas de aclaraciones organizadas por el coordinador de la subasta, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), también tienen un carácter vinculante.

¿Quiénes son los protagonistas de las subastas de largo plazo?

Las subastas están diseñadas para satisfacer las necesidades de los Suministradores de Servicios Básicos (SSB), esto es, los representantes en el mercado de los usuarios básicos o pequeños consumidores. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) impedirá los requisitos de participación en las subastas a los SSB. No obstante, en general, todas las Entidades Responsables de Carga (ERC), esto es, todos los usuarios o representantes de usuarios habilitados para

participar en el mercado, podrán participar opcionalmente en las subastas. En otras palabras, al regulador le interesa que al menos una parte de la energía que compran los pequeños consumidores se negocie en un proceso de subasta, ya que se cerrarán precios a largo plazo y ello aportará estabilidad al coste energético de los consumidores más vulnerables.

La figura 1 define los parámetros básicos de las subastas:

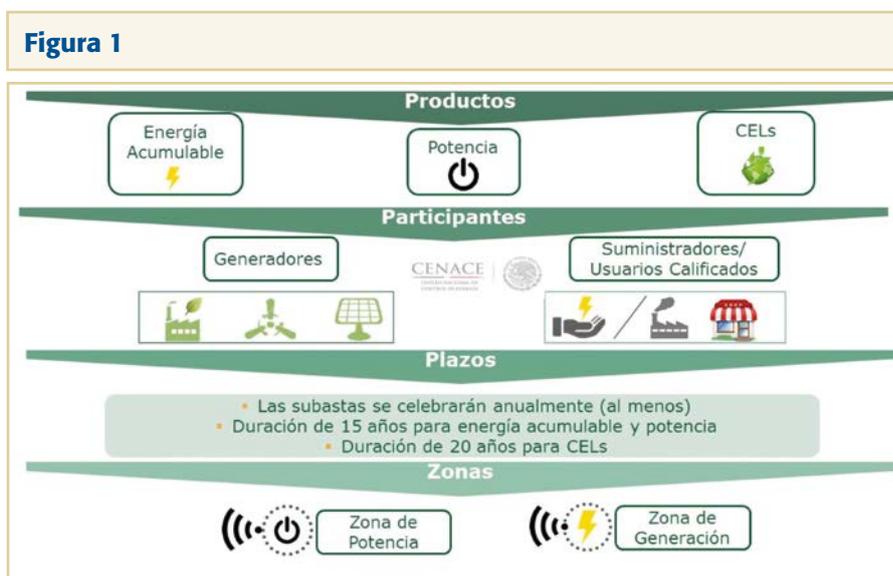
Tres productos pueden comerciarse en una subasta: (i) energía acumulable, denominada así porque es la energía que se acumula de forma anual, (ii) potencia, entendida como la capacidad de la central de generar energía eléctrica en determinados momentos del año y (iii) CELs. Cada generador podrá ofrecer uno o más de estos productos ("paquete" de productos).

Como participantes, de un lado tendremos a los generadores y del otro a los suministradores y a los usuarios calificados (mediana y gran industria o comercio). En la primera subasta solo la CFE ha podido participar en

el lado comprador, como SSB. Y entre ambos lados, el CENACE es el organizador y coordinador de la subasta.

Se celebrarán subastas con una frecuencia mínima anual, aunque pueden ser más. Por ejemplo, en el presente año está previsto que tengan lugar 2 subastas de largo plazo. Los ganadores de la subasta firmarán un contrato, denominado contrato de cobertura eléctrica, con un periodo de vigencia de 15 años para energía y potencia, y 20 años para CELs.

La potencia será entregada en zonas de potencia específicas, y la energía en zonas de generación específicas. Una zona de potencia es un conjunto de nodos eléctricos interconectados. El CENACE propondrá a la CRE las zonas de potencia con anterioridad a cada año. Son zonas con carencia de generación, de modo que la asignación de las zonas de potencia se basará en los valores pronosticados de oferta y demanda para los años siguientes. En la primera subasta se han definido 3 zonas de potencia: Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California (BC) y Baja California Sur (BCS). Por su



parte, las zonas de generación son equiparables a las zonas utilizadas en el modelo de planeación que la Secretaría de Energía (SENER) emplea para realizar el Programa Indicativo de Instalaciones y Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE). En la primera subasta existen 50 zonas de generación.

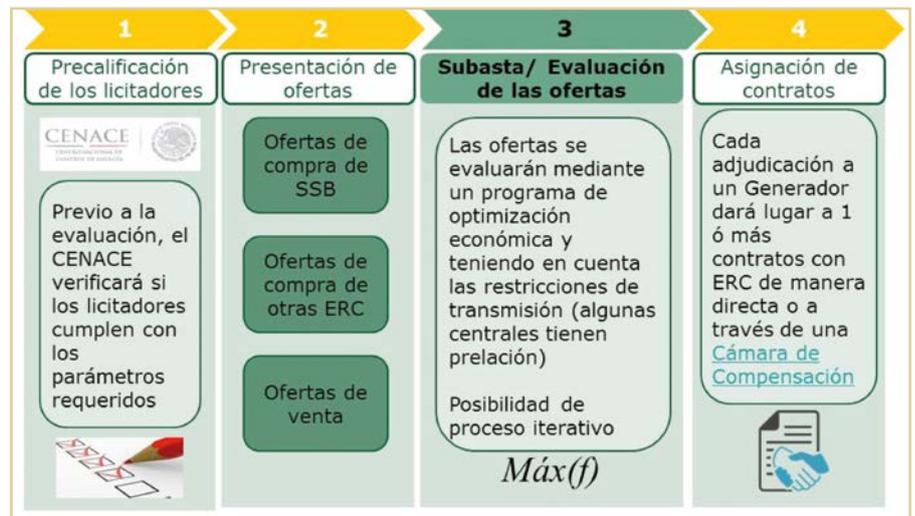
Dicho lo anterior, surge una primera pregunta clave. ¿Para qué generadores están pensadas estas subastas? Para fijar un precio de la energía a 15 años hay que poder estimar razonablemente los costes de explotación a 15 años. Ningún generador que dependa fuertemente del coste del combustible (gas natural, fuelóleo, diésel, carbón, etc.) podrá normalmente predecir dicho coste a 15 años y con ello buscar vender energía en la subasta sin asumir un riesgo enorme. Luego la subasta está pensada especialmente para las plantas de energías renovables, cuyo coste de “combustible” es prácticamente cero: eólica, solar, hidráulica, geotérmica, etc. Que además coincide en México con el tipo de proyectos que generan CELs, a razón de un CEL por MWh. Luego tendremos por un lado a los generadores renovables, ofreciendo energía y CELs, y rara vez potencia (sí por ejemplo en el caso de proyectos de biomasa, con capacidad para gestionar cuándo generan energía). Y por otro lado a generadores convencionales, ofreciendo potencia. Las cogeneraciones calificadas como eficientes podrán ofrecer potencia y también CELs, asociados a parte de la energía que generen.

¿Cuál es el proceso de las subastas de largo plazo?

El proceso puede observarse en la figura 2:

El diagrama es suficientemente autoexplicativo. CENACE define el calendario para cada una de las fases citadas. Tres aspectos son destacables.

**Figura 2**



El primero es la complejidad del programa o algoritmo de optimización económica. El programa está diseñado para permitir comparar “naranjas” con “limones”, si me permiten términos coloquiales; esto es, comparar un generador que presente por ejemplo solo energía a un determinado precio y otro que presente un paquete con energía, CELs y potencia, a otro precio, y decidir cuál es económicamente mejor, en el sentido de que esa oferta de venta se separe lo máximo posible en términos económicos de la oferta de compra con la que se está comparando. Y todo ello adornado además con una serie de ajustes, entre los que destaca el ajuste zonal o geográfico, como veremos posteriormente.

El segundo es la posibilidad de que el proceso sea iterativo. Todos hemos visto subastar una obra de arte en una casa de subastas. ¿Quién da más? A la una, a las dos y a las tres. ¿Qué sucedería si todas o la gran mayoría de las ofertas de compra presentadas son por precios demasiado bajos, inalcanzables para los generadores que presentan las ofertas de venta? Como

no casarían ofertas de compra y de venta, el regulador permite que discrecionalmente el proceso de subasta pueda ser iterativo y se lleve a cabo una segunda vuelta en el marco de la misma subasta.

El tercero es la cámara de compensación. Suelo explicar que cuando dos partes deciden firmar libremente un contrato de compra-venta de energía (denominados habitualmente por sus siglas en inglés, PPAs = *Power Purchase Agreement*), lo hacen conociéndose bien el uno al otro, como un matrimonio tras un periodo de noviazgo. En una subasta, un tercero (CENACE en este caso) decide que tu proyecto de generación debe casarse con un suministrador determinado, porque así lo han determinado las reglas de la subasta y los resultados del algoritmo de optimización económica. En este matrimonio de conveniencia, ¿y si la otra parte, a pesar de haber superado un proceso de precalificación, no es muy convincente y temo que en el futuro pueda no pagarme? Surge la figura de la cámara de compensación, que intermedia entre las partes.

¿Cuáles son los plazos para los generadores?

Los generadores ganadores en la subasta tendrán cierta flexibilidad para la construcción y puesta en operación comercial de los proyectos. En general, se define como Fecha de Operación Comercial Estándar (FOCE) el 1 de enero del tercer año calendario siguiente a la fecha de convocatoria de la subasta. Esto da un margen suficiente al generador para capitalizarse y terminar de desarrollar y construir su proyecto. La Fecha de Operación Comercial (FOC) deberá señalarse en la oferta de forma inequívoca y podrá ser hasta 1 año antes o hasta 2 años después de la FOCE, pero solo se considerará "regular" si se encuentra en el rango de más / menos 6 meses respecto a la FOCE. El tratamiento de las ofertas regulares es distinto y así por ejemplo, en la primera subasta solo se permitieron ofertas regulares. La normativa establece qué sucede en caso de adelanto de la operación comercial del proyecto respecto a la FOC y en caso de retraso. En caso de algún retraso ajeno al generador, se le permitirá ajustar su FOC.

¿Cómo se elaboran las ofertas de compra de las ERC?

Las ofertas de compra deberán incluir:

- Para potencia: cantidad en MW por año para 15 años que se desea contratar en una zona de potencia. Y precio máximo por MW que se está dispuesto a pagar.
- Para energía eléctrica acumulada: cantidad en MWh por año para 15 años que se desea contratar. Y precio máximo por MWh que se está dispuesto a pagar.
- Para CELs: cantidad de CELs por año para 20 años que se desea contratar. Y precio máximo por CEL que se está dispuesto a pagar.

Las ERC podrán presentar más de una oferta por el mismo producto, con precios diferentes.

Si la ERC es un SSB, esta podrá determinar las cantidades de cada producto a comprar en cada subasta, pero deberá apegarse a los requisitos determinados por la CRE. Para esos requisitos, los SSB no pueden celebrar otros contratos de cobertura eléctrica por fuera de las subastas. Además, de nuevo como protección de los usuarios básicos, la CRE podrá establecer los precios máximos que no podrán superar los SSB, para cada producto incluido en las subastas.

¿Cómo se elaboran las ofertas de venta?

Por su parte, las ofertas de venta deberán incluir básicamente lo siguiente:

- Para potencia: zona de potencia de la central eléctrica. Solo una. Cantidad fija de potencia que se obliga a entregar, en MW, en cada año durante 15 años.
- Para energía eléctrica acumulable: zona de generación en la que se proveerá la energía. Solo una. Qué central (1 ó más) específica producirá la energía y porcentaje exacto de energía que se dedicará a energía eléctrica acumulable. No se permiten posiciones virtuales. Cantidad fija de energía, en MWh, en cada año durante 15 años.
- Para CELs: cantidad fija de CELs por año que se obliga a entregar, durante 20 años.
- FOC.
- Oferta económica, con un precio fijo por paquete de productos, por año y durante 15 años.

Cada paquete de productos ofrecido podrá dividirse en diferentes contratos con diferentes compradores, pero con la misma proporción de productos por cada contrato. En concreto, cada paquete de productos se asignará entre las ERC de manera proporcional a la cantidad de CELs que estas ofrecieron comprar.

Una oferta de un generador podrá condicionarse a la aceptación de otra oferta del mismo generador (ejemplo: para proyectos desarrollados por fases). También se podrán permitir ofertas mutuamente excluyentes (ejemplo: el desarrollador solo quiere ganar el proyecto A o el proyecto B, porque no tiene capacidad financiera para desarrollar ambos a la vez).

¿Cómo se ajustan las ofertas de venta con los factores geográficos?

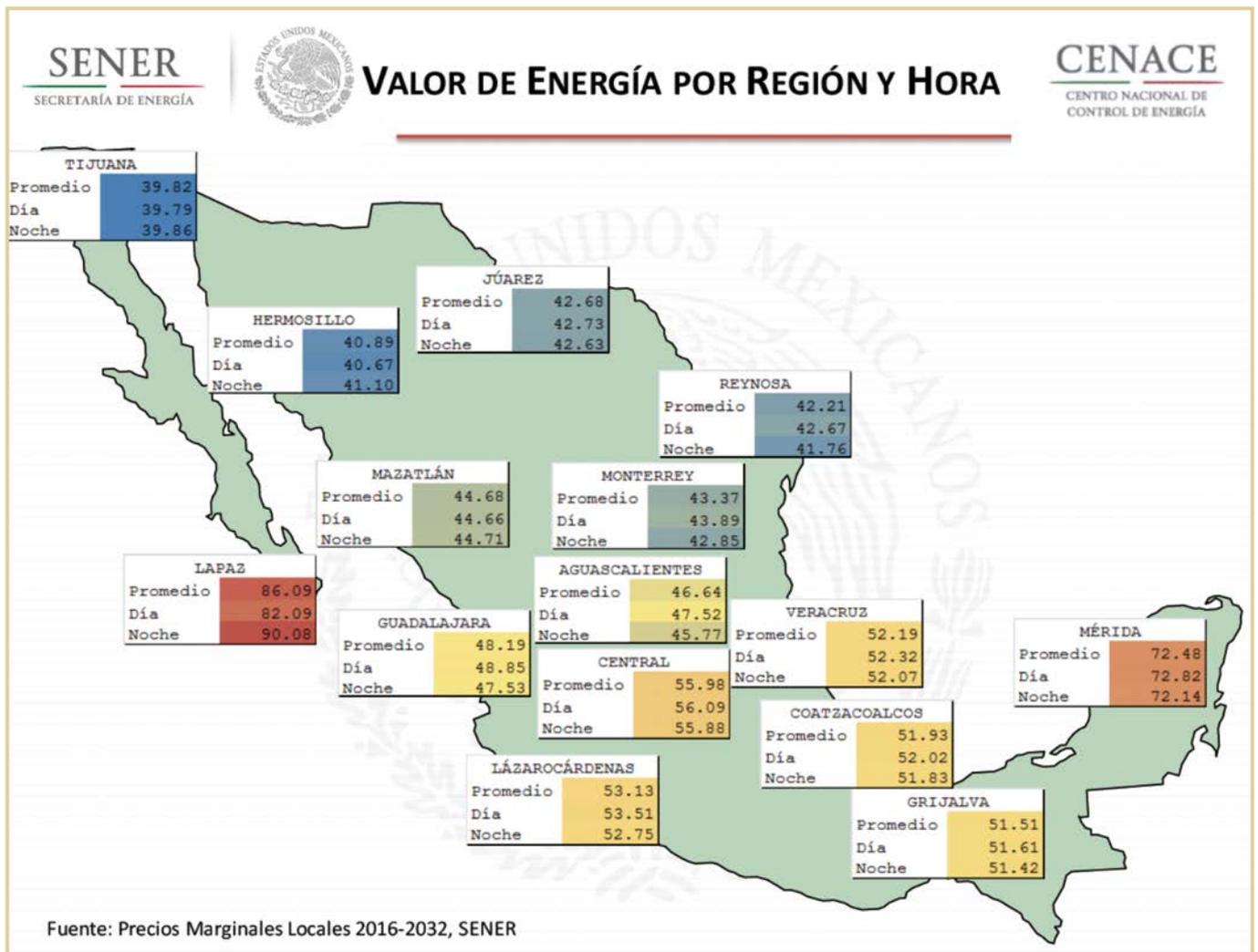
Aquí surge sin duda el factor más importante a tener en cuenta en las subastas de largo plazo en México si un generador quiere resultar ganador. El regulador ha querido en México, con buen criterio en mi opinión, que no todas las zonas geográficas sean iguales. Si tenemos una zona de generación donde los precios de la energía son altos, superiores a la media del país, y donde se prevé además que seguirán siendo altos en los próximos 15 años, en esa zona tiene sentido una central que venda su energía a un precio mayor que si se ubica en otra zona de precios inferiores. Esa nueva central podrá competir en esa zona de precios altos con mayores precios y además contribuirá a que los precios bajen en el futuro.

Observemos en la figura 3 la estimación de precios realizada por SENER para el periodo 2016-2032.

Son algunas de las zonas de generación. Podemos observar en colores rojizos zonas como los estados de Baja California y Yucatán, áreas aisladas eléctricamente o con fuertes congestiones, que dependen básicamente de la importación de combustibles fósiles costosos. Y en colores azules zonas de precios inferiores a la media, como por ejemplo el estado de Sonora.

El regulador ha decidido aplicar un factor de ajuste geográfico a las ofertas de venta, de

Figura 3



modo que una oferta presentada en Yucatán, por ejemplo, verá reducido su precio, y una oferta presentada en Sonora, por ejemplo, verá aumentado su precio. Esa reducción y ese aumento aplicarán solo a la hora de comparar ofertas y ver cuál es la ganadora. La oferta ganadora venderá su energía realmente al precio que ofertó, sin ajustes.

En la hipótesis de que tengamos un proyecto solar fotovoltaico, con condiciones de irradiación solar similares en Sonora y en

Yucatán, la producción y los costes de inversión y costes operativos serán similares y, sin embargo, el precio de la energía que podré pedir en Yucatán será mucho mayor y con ello mi margen económico y mi rentabilidad. No es de extrañar por tanto que conocido lo anterior, en Sonora, uno de los estados con mayor número de proyectos fotovoltaicos en desarrollo, los promotores que pudieron decidieran reubicarse y apostar por otras zonas como Yucatán. No es tan fácil "desplazar" un proyecto en desarrollo a

otra zona, lógicamente, por lo que es fundamental para tener éxito en las subastas, anticipar cuáles son las mejores zonas para el futuro. Y ubicar mi proyecto en una zona de precios altos, pero que también disponga de capacidad de evacuación eléctrica y de un alto recurso eólico, solar, etc.

En el apartado "Resultados de la primera subasta" veremos cómo han influido los ajustes geográficos en los ganadores de la primera subasta.

## Aspectos técnico-económicos de las subastas

A continuación vamos a comentar los 4 aspectos económicos más relevantes a mi juicio para un generador en la subasta, que tanto un promotor como un banco que financie el proyecto, han de tener en consideración.

### Flujos de caja

Los ingresos del proyecto vendrán de la venta de energía, CELs y potencia. Veamos estos uno a uno.

### Energía

En cuanto a energía, partimos de un precio anual, en pesos mexicanos, para el paquete de energía, CELs y potencia incluido en la oferta de venta. Lo primero que vamos a hacer es deducir el precio que le corresponde a la energía, denominado Precio Nocial Unitario para la energía. Simplificando:

$$\text{Precio energía} = E \times \text{Precio paquete} / (P \times \text{Potencia} + E \times \text{Energía} + C \times \text{CELs})$$

Donde P, E y C son factores de reparto que representan expectativas de precios. Se irán ajustando subasta a subasta. Para la primera subasta:

Coefficiente	Valor	Producto
<b>P</b>	70,000	Potencia
<b>E</b>	40	Energía eléctrica
<b>C</b>	20	CEL

Aunque no se indica en la normativa, se sobreentiende que las cifras anteriores se expresan en dólares americanos (USD): 70 mil USD por MW, 40 USD por MWh y 20 USD por CEL.

Deducido lo que la planta va a ingresar por MWh generado y entregado al comprador, la planta recibirá un flujo mensual de dinero: mes a mes se le irá pagando por la energía realmente entregada. Sobre ese importe económico mensual se aplicarán dos ajustes:

- Ajustes horarios: se valora positivamente la energía generada en horas de demanda punta del sistema eléctrico (ejemplo, típicamente de 8 a 10 pm en México) y negativamente la generada en horas de demanda valle. Se define así, para cada zona de generación, una tabla de factores de ajuste de 12 meses x 24 horas del día. Estos factores ajustan las diferencias temporales del Precio Marginal Local (PML).
- Bonificación: para cubrir los costos de la Tarifa de Transmisión de Energía Eléctrica, bonificación que acabará revirtiendo a CFE, y los costos de la Tarifa de Operación, bonificación que acabará revirtiendo a CENACE.

Ya tenemos un flujo mensual de ingresos. Por ejemplo, para una central fotovoltaica en México, tendremos típicamente una curva ascendente hasta primavera y descendente después. Al cabo de cada año de operación, tendremos una liquidación, y por tanto un flujo anual de ingresos. La energía contratada y entregada se paga al precio de venta pactado en la subasta. El déficit y el excedente anual (“desbalances”) implican por su parte un riesgo de mercado. Simplificando las fórmulas a aplicar:

- Déficit: “penalización” = (PML medio – Precio Venta) x Déficit.
- Excedente: “bonus” = (PML medio ponderado - Precio Venta - Pago ajustes horarios mensuales) x Excedente.
- Fuentes limpias firmes: no hay desbalances.

Pongamos como ejemplo que la central de generación se había comprometido a entregar anualmente 100 MWh y entregó 80 MWh. Tendremos un déficit de 20 MWh. El PML medio del año, al ser negociado en un mercado *spot*, tenderá a ser superior al Precio de Venta pactado en la subasta a 15 años. Tendremos por tanto un valor positivo para la diferencia (PML medio - Precio Venta) y una penalización que el generador deberá pagar al comprador. Esta penalización sirve para que el comprador tienda a quedar indemne, al haber tenido que acudir al mercado eléctrico a comprar la energía que el generador no fue capaz de entregarle. Al generador por su parte le convendrá pronosticar adecuadamente la energía que es capaz de producir y tender a ser conservador en la energía que se compromete a entregar en el marco de la subasta (por ejemplo, incluyendo un percentil P75 en lugar del P50), para evitar penalizaciones, aunque esto depende de la estrategia de cada generador y la previsión futura que este pueda hacer de los precios del mercado en su zona de generación, entre otros.

Con el excedente se aplicará el mismo planteamiento, aproximadamente, en sentido inverso. En general, el generador obtendrá un bonus, derivado del ahorro que el comprador ha obtenido por no tener que acudir al mercado eléctrico a comprar el excedente que el generador le ha entregado. De nuevo, el comprador permanece indemne. El generador tiene un riesgo de mercado, ya que podría obtener una penalización si los PML del año son bajos. En todo caso, en el balance del año, si el generador tiene un excedente, tendrá un flujo de ingresos superior al esperado con la energía comprometida en la subasta. Esto es, la situación en caso de excedente siempre será positiva hacia el generador respecto a un modelo económico o caso

base que considere la energía comprometida en la subasta, por lo que la entidad financiera, que utilizará dicho caso base para financiar, estará tranquila en esa situación.

En el flujo anual de ingresos influye en segundo lugar el concepto de “energía diferida”. Puede producirse energía diferida en dos situaciones: (i) por restricciones técnicas de evacuación identificadas por CENACE y (ii) por PML negativos. La situación (i) es fácil de explicar y sucede en todos los sistemas eléctricos con una cierta frecuencia. La situación (ii) no es tan fácil de entender. ¿Cómo puede ser un precio PML negativo? Conceptualmente significa que en ese momento de baja demanda y alta generación de energía en la zona, y precios marginales negativos, los generadores de la zona están dispuestos a pagar por la energía producida, en lugar de cobrarla, con tal de no detener sus instalaciones. El ejemplo que mejor se acomoda a esta situación es el de una central nuclear, como puede ser el caso de la central Laguna Verde en el estado de Veracruz, con 1.610 MW de capacidad, la única central nuclear de México. El coste de detener una central nuclear es muy elevado, por lo que será capaz de admitir PML temporalmente negativos. Una planta de energía renovable sí se detendrá en una situación de PML negativos, por lo que no producirá una determinada cantidad de energía, que será considerada como energía diferida.

La energía diferida, aunque no se haya producido y entregado en el año al comprador, sí es pagada en el año, pero con la obligación por parte del generador de producirla en el futuro y entregarla al comprador sin coste adicional para este. La energía diferida minora el déficit y el excedente anual:

- Déficit = Contratada – Producida – Diferida nueva.

- Excedente = Producida – Contratada – Diferida cancelada.

Continuando con el ejemplo comentado, tendríamos como energía contratada 100 MWh, producida 80 MWh y diferida, digamos, 5 MWh. El déficit en este caso será 15, en lugar de 20 MWh. Tendremos por tanto ese año un menor déficit que el “real” y una menor penalización. En otras palabras, el sistema está asumiendo el riesgo de que la central no haya podido generar por causas ajenas a ésta, ya sea por restricciones de red o por la conformación de precios de mercado negativos en la zona. Además, el generador habrá cobrado esos 5 MWh no producidos, con la condición de producirlos y entregarlos en el futuro. Con el excedente, la situación es la opuesta.

Para terminar con el flujo de ingresos por energía, hay que explicar que existe un ajuste por tipo de cambio e inflación:

- Ajuste inicial hasta FOC: 70% por tipo de cambio dólar/peso, 20% por inflación en EEUU y 10% por inflación en México. Sirve para cubrir las desviaciones que haya podido sufrir el CAPEX de mi proyecto entre la fecha de la subasta y la fecha de operación comercial, derivadas del tipo de cambio y de la inflación. Téngase en cuenta que buena parte de los equipos que se utilizan en México pueden ser importados y serían abonados en ese caso en dólares americanos.
- Ajuste mensual posterior, durante la vida del contrato de cobertura eléctrica:
  - Ofertas de venta indexadas al dólar: 70% por tipo de cambio dólar/peso, 20% por inflación en EEUU y 10% por inflación en México. Es decir, análogo a la fórmula de ajuste anterior.

- Ofertas de venta indexadas al peso: 70% fijo y 30% por inflación en México.

El generador oferta en pesos mexicanos, pero puede elegir indexar su oferta al dólar americano o al peso.

## CELS

En el caso de los CELs y la potencia, el mecanismo es más sencillo de explicar.

Para los CELs, de nuevo hemos de deducir el precio nacional unitario de los mismos, a partir del precio del total del paquete, de forma análoga a como hicimos con la energía:

$$\text{Precio CELs} = C \times \text{Precio paquete} / (P \times \text{Potencia} + E \times \text{Energía} + C \times \text{CELS})$$

Mes a mes se pueden ir cobrando los CELs realmente entregados, aunque la obligación de entrega de CELs es anual.

Los CELs contratados se pagan al precio nacional unitario calculado. Respecto a los desbalances anuales, en el caso de déficit de entrega de CELs, existe una obligación del generador de entrega de CELs, por lo que si no los genera, deberá conseguirlos en otro mercado, para evitar ser sancionado. Y en el caso de excedente de CELs, el generador podrá utilizarlos a su conveniencia, obteniendo un ingreso extra por su venta en otro mercado.

También existe el concepto de CELs diferidos, aunque por circunstancias distintas al diferimiento comentado de la energía. El vendedor podrá diferir hasta un 12% de la cantidad anual de CELs, por un máximo de 2 años. La cantidad diferida se incrementa en un 5% por año hasta su entrega. Esta posibilidad resultó de la

negociación del Gobierno con los grandes consumidores de energía del país, que veían un riesgo en que en momentos de mucha demanda de certificados y poca oferta, el precio de los mismos se disparara. El diferimiento de CELs amortigua en cierta medida esa situación.

### Potencia

Finalmente, respecto a la potencia, el procedimiento es muy similar al de los CELs. De nuevo, deduciremos el precio nocional unitario de la potencia de forma análoga:

$$\text{Precio Potencia} = P \times \text{Precio paquete} / (P \times \text{Potencia} + E \times \text{Energía} + C \times \text{CELs})$$

Mes a mes se va pagando la potencia realmente entregada. La potencia contratada se paga al precio nocional unitario. Respecto a los desbalances anuales, si existe un déficit de potencia, el vendedor deberá adquirir esa potencia en otro mercado y entregarla o tendrá una sanción. Si existe un excedente, el generador podrá utilizar esa potencia sobrante a su conveniencia.

### Conclusión en cuanto a ingresos

En conclusión, a la hora de modelar los ingresos de una central y construir un caso base, tendremos un perfil de ingresos mensuales a lo largo del año: energía, CELs y potencia (estimación posible). Dicho perfil se modifica algo hacia arriba o abajo por los ajustes horarios en el precio de la energía (estimación posible) y por los ajustes mensuales por tipo de cambio e inflación (modelizable en ingresos y en costes). Dicho perfil se puede desplazar algo hacia la derecha, en el tiempo, por la energía diferida (impacto a prever) y los CELs diferidos (estimación posible). Y finalmente, las liquidaciones anuales por desbalances pueden ser positivas o negativas (impacto a prever).

### Garantías de cumplimiento

Las garantías económicas de cumplimiento que comprador y vendedor han de aportar en el momento de la firma del contrato de cobertura eléctrica son muy significativas y tienen como objetivo desincentivar los futuros incumplimientos de las obligaciones de las partes. Los importes se establecen en “unidades de inversión” o UDIs, cuyo valor viene determinado en cada momento por el Banco de México. La tabla 1 resume las garantías.

La garantía de cumplimiento en favor del comprador será reducida según el vendedor vaya avanzando con el desarrollo del proyecto. Se reduce en un 20% cuando el cierre financiero del proyecto es acreditado, en un 10% adicional si los informes mensuales de supervisión de la construcción acreditan que el inicio de la operación comercial será anterior al FOC y en un 20% adicional en la fecha de operación comercial de la central. En ese momento, la garantía quedará por tanto en un 50% de su monto original.

Por el contrario, en determinados supuestos el vendedor deberá aumentar el monto de la garantía de cumplimiento, básicamente por retrasos en la construcción o en la operación comercial de la central. El monto en estos casos puede aumentar hasta duplicar su cuantía original.

El incumplimiento de entregar y mantener la garantía de cumplimiento es causa de rescisión del contrato de cobertura.

### Penalización por rescisión del contrato

La penalización en caso de terminación del contrato por parte del comprador es un concepto fundamental que determinará la bancabilidad del contrato de cobertura y con ello la bancabilidad del proyecto. Esta penalización es denominada habitualmente en México como “pena convencional”. Típicamente en México venimos de estar acostumbrados a contratos PPA de productores independientes con penalizaciones muy fuertes por terminación del contrato, que desincentivan en todo momento la tentación potencial del comprador de resolver el mismo. Veamos cómo es el caso de las subastas.

Lo primero a destacar es que el comprador, la CFE en la primera subasta, no puede resolver el contrato directamente, sino que habría de incumplir el contrato (por ejemplo, dejar de pagar al vendedor) para forzar a este a resolver el contrato. Este es un matiz importante, puesto que no es lo mismo rescindir un contrato, cumpliendo sus términos, que incumplir un contrato, especialmente para una entidad pública como la CFE.

**Tabla 1**

		Por potencia	Por energía eléctrica	Por CELs
<b>Garantía de Cumplimiento en favor del Comprador</b>	Fuentes de energía que aún no hayan sido construidas/repotenciadas	65,000 UDIs/MW ofrecidos al año	30 UDIs/MWh ofrecida al año	15 UDIs/CEL ofrecido al año
	Fuentes de energía que estén construidas	32,500 UDIs/MW ofrecidos al año	15 UDIs/MWh ofrecida al año	7.5 UDIs/CEL ofrecido al año
<b>Garantía de Cumplimiento en favor del Vendedor</b>		32,500 UDIs/MW ofrecidos al año	15 UDIs/MWh ofrecida al año	7.5 UDIs/CEL ofrecido al año

Llegado el caso de la resolución, la pena convencional es calculada del siguiente modo, de forma simplificada:

$$\text{Penalización} = \text{Pagos pendientes} - \text{Valor Potencia pendiente de entrega} - \text{Valor Energía pendiente de entrega} - 60\% \times \text{Valor CELs pendientes de entrega}$$

Supongamos que nos encontramos por ejemplo en el año 7º del contrato. Si los precios de la energía y los CELs son entonces bajos, la penalización es alta y desincentiva la resolución del contrato. Si por el contrario los precios de la energía y los CELs son entonces altos, la penalización es baja y podríamos pensar que el comprador puede estar tentado a resolver el contrato. Pero esta fórmula, que aplica a los SSB, implica que la CRE obligará a los mismos a participar en la siguiente subasta para cubrir la energía y CELs que han dejado de contratarse. Y en esa nueva subasta, con los precios de la energía y los CELs altos, lo lógico es que se

cerraran precios mayores a los de la subasta original, por lo que la propia situación de mercado es la que está desincentivando el que el SSB busque rescindir el contrato en ese momento. ¿Cuál es el riesgo? Que los precios de energía y CELs estén altos, pero el comprador tenga una expectativa de bajada de precios para el año siguiente, con lo que podría arriesgarse a resolver el contrato en un momento de penalización baja.

Esta fórmula para la pena convencional no ha sido en principio muy bien acogida por las entidades financieras y en mi opinión deberá perfeccionarse en el futuro, puesto que un requisito fundamental para el éxito de las subastas es que el contrato de cobertura que se firme sea un acuerdo estable en el tiempo.

### Precios máximos de la primera subasta

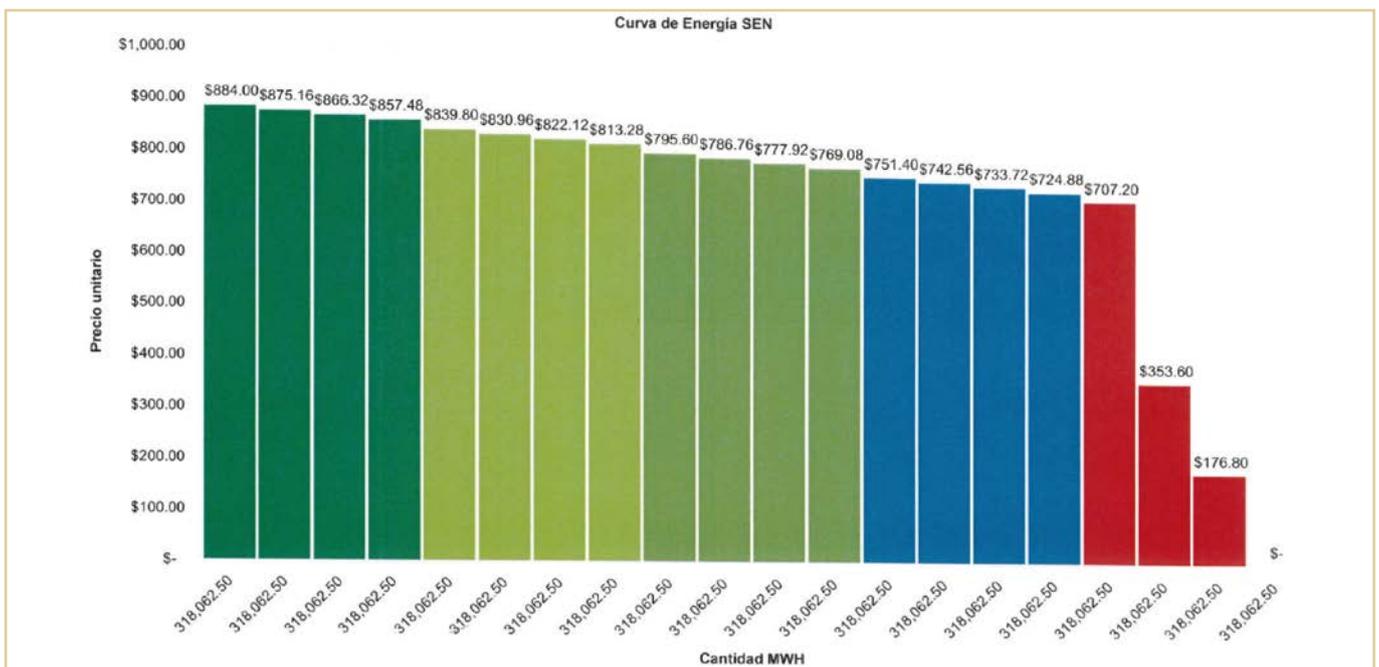
Descritas las reglas básicas de las subastas y analizados los aspectos económicos fun-

damentales, entremos a valorar la primera subasta. En primer lugar, ¿cuáles fueron los precios máximos de compra ofertados por la CFE y qué resultados cabría esperar con ello?

Pues bien, para energía y CELs se ofertaron en total 6.361.250 MWh / año. La SENER había difundido en los medios de comunicación que prevía un máximo del entorno de 2.500 MW de capacidad. Si dividimos ambas cifras, resultan 2.544 horas equivalentes. Podemos obtener ya una primera conclusión. Se está pensando a priori tanto en eólica como en fotovoltaica. La eólica en los buenos emplazamientos en México tiene más horas equivalentes y la fotovoltaica en general tiene menos horas que la citada cifra.

En cuanto a precios, la figura 4 recoge exactamente las 20 ofertas de compra presentadas por CFE, según publicó CENACE.

Figura 4



Podemos observar que la primera oferta de compra, por un veinteavo del total, indica un precio máximo de 884 pesos para energía y 444 pesos para CELs, lo que al cambio suma aproximadamente 72 USD / MWh. Para los siguientes veinteavos el precio desciende linealmente y para las dos últimas ofertas de compra, desciende bruscamente. Cuando se publicó este precio máximo, se dispararon las habituales quejas de uno y otro lado. Para el sector fotovoltaico, por ejemplo, la cifra era baja y la subasta podría acabar en fracaso. Para los grandes consumidores, como el sector siderúrgico, la cifra era alta y podría conducir a mayores costes energéticos. Cuando observo ese comportamiento, tiendo naturalmente a pensar que el precio es acertado. Al poco se publicaron los resultados de la última subasta en Perú, con precios entorno a 38 USD/MWh para eólica y 48 USD/MWh para fotovoltaica, lo que venía a confirmar que para México los precios máximos ofertados podrían ser acertados.

En cuanto a potencia, la situación era muy distinta. Se ofertaron solo 450 MW en el

SIN, 50 MW en BC y 50 MW en BCS. Y los precios ofertados se ven en la figura 5.

Para el primer quinto de capacidad, el precio máximo de compra es de 10.000 pesos / MW y año, equivalente a 8.160 USD en 15 años. Es una cifra muy baja, si tenemos en cuenta que un MW nuevo tiene un coste de inversión de en torno a 1 millón USD, muy dependiente de la tecnología en cuestión, en todo caso. Si tenemos en cuenta la expectativa de precios comentada para la potencia, 70.000 USD / MW y año, da lugar a 1,05 millones USD en 15 años, una cifra razonable.

Con todo ello, cabría esperar un interés nulo para nuevos proyectos que solo ofertaran potencia (ejemplo, ciclos combinados de gas) y que solo centrales antiguas de CFE, ya amortizadas, estuvieran dispuestas a ofertar la venta de potencia.

Y respecto a energía y CELs, cabría esperar por el contrario mucho interés, especialmente en las tecnologías solar y eólica, con

gran número de proyectos en avanzado estado de desarrollo en México que, ante la dificultad de firmar PPAs con compradores privados y ante los bajos precios de CTCP (costo total de corto plazo) marcados por la CFE en los nodos eléctricos en los últimos tiempos, desearan pasar del régimen anterior al régimen actual, vía las subastas.

Las subastas son mecanismos extremadamente competitivos en precio, por lo que solo las empresas y centrales más eficientes ganan, lo que implica en este caso una suma de factores a considerar:

- Zona de precios de mercado altos (ajuste geográfico positivo).
- Zona con recurso (eólico, solar, etc.) alto.
- Factor de planta alto: mejor eólico que solar.
- Proyectos grandes.
- TIR ajustada.
- Costo de financiamiento bajo.

Las grandes eléctricas suelen aunar todos estos factores, por lo que si están interesadas, suelen ser a priori las que más oportunidades de éxito tienen.

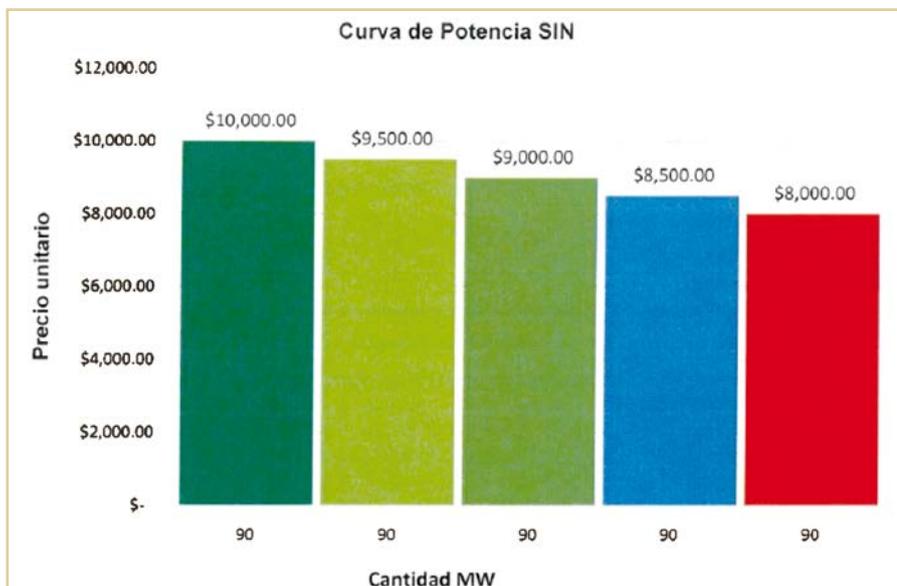
Realizada esta predicción, veamos cómo fueron finalmente los resultados de la primera subasta.

### Resultados de la primera subasta

Comenzando por la parte fácil, la subasta en cuanto a potencia quedó desierta. Ningún proyecto casó en potencia, lo cuál no fue demasiado sorprendente, a la vista de lo señalado en el apartado anterior.

En cuanto a energía y CELs, se presentaron un total de 468 ofertas a precalificación. Y 11 empresas con 16 centrales y 18 ofertas, resultaron ganadores. Esto implica un 3,8% de las ofertas presentadas, lo que da una

Figura 5



idea de la competitividad del proceso. La tabla 2 recoge las ofertas ganadoras.

En azul hemos marcado los parques eólicos y en amarillo las plantas fotovoltaicas. Las cifras de CELs señaladas en rojo indican cantidades que no concuerdan exactamente con las cifras de energía ofertadas. Es algo testimonial, ya que los promotores venden prácticamente todos los CELs en el marco de la subasta; la cantidad de CELs ofertada es solo un 0,4% inferior a la cantidad de energía ofertada.

Hemos de destacar que, aunque la anterior tabla representa el resultado final, el resultado inicialmente publicado por CENACE difería del anterior. Este hecho se debió a dos causas. La primera es que uno de los promotores se equivocó y presentó por error una oferta de venta a precio prácticamente cero. Resultó ganador, ya que las reglas de la subasta no definen la baja te-

meraria, pero dicho promotor se retiró en cuanto conoció el resultado. La segunda causa fue un error de CENACE al ejecutar el algoritmo de optimización económica. No incluyó adecuadamente los factores de ajuste geográfico, con lo que por ejemplo no había proyectos ganadores ni en Yucatán ni en Baja California Sur, algo que resultaba difícil de comprender. La controversia estaba servida. CENACE rectificó con rapidez y hoy en día es posible decir, en mi opinión, que la subasta ha sido un éxito de participación y de resultados. Un 84% de la energía y CELs en juego han sido adjudicados, en proyectos que suman 2.085 MW de capacidad instalada. El éxito final, todo hay que decirlo, está por ver y lo determinará el hecho de que los proyectos adjudicados consigan financiación y se lleven con ello a buen puerto.

El resultado en cuanto a tecnologías ha sido sorprendente, a mi juicio. Todos esperába-

mos más eólica que fotovoltaica, por una cuestión de costes. Sin embargo, un 81% de la capacidad (74% de la energía) ha correspondido a fotovoltaica y un 19% de la capacidad (26% de la energía) a eólica. Ninguna otra tecnología, aunque hubo ofertas de hidráulica, geotérmica y cogeneración eficiente, resultó ganadora. ¿Por qué tanta fotovoltaica? Por una combinación de 3 factores:

- Precios muy competitivos. Los precios por ejemplo de Enel Green Power han batido un récord mundial, con 35 USD/MWh para el conjunto de energía y CELs, en una central de 330 MW en el estado norteño de Coahuila. Precios de este porte han permitido a Enel Green Power ganar un 41,6% de la energía adjudicada en la subasta. Esta compañía se consolida así probablemente como la gran eléctrica más agresiva a nivel mundial en las subastas de energía renovable.

**Tabla 2**

RAZÓN SOCIAL	ENERGÍA (MWh)	CELs	PRECIO (USD/MWh)	TECNOLOGÍA	CENTRAL ELECTRICA	CAPACIDAD (MW)	ESTADO
SunPower Systems México, S. de R.L. de C.V.	269.155,00	263.815,00	\$ 44,19	FOTOVOLTAICA	Guajiro 2	100	GUANAJUATO
Vega Solar 1, S.A.P.I. de C.V.	493.303,00	483.515,00	\$ 56,25	FOTOVOLTAICA	Ticul 1	500	YUCATAN
Vega Solar 1, S.A.P.I. de C.V.	246.832,00	241.935,00	\$ 58,56	FOTOVOLTAICA	Ticul 1		YUCATAN
Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	972.915,00	972.915,00	\$ 35,66	FOTOVOLTAICA	Parque Solar Villanueva	330	COAHUILA
Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	737.998,00	737.998,00	\$ 38,51	FOTOVOLTAICA	Parque Solar Villanueva 3	250	COAHUILA
Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	539.034,00	539.034,00	\$ 45,33	FOTOVOLTAICA	Parque Solar Don José	207	GUANAJUATO
Energía Renovable de la Península, S.A.P.I. de C.V.	275.502,00	275.502,00	\$ 66,24	EÓLICA	Energía Renovable de la Península	90	YUCATAN
Recurrent Energy Mexico Development, S. de R.L. de C.V.	140.970,00	140.970,00	\$ 48,14	FOTOVOLTAICA	Aguascalientes Potencia 1	63	AGUASCALIENTES
Aldesa Energías Renovables, S.L.U.	113.199,00	113.199,00	\$ 60,03	EÓLICA	Parque Eólico Chacabal	30	YUCATAN
Aldesa Energías Renovables, S.L.U.	117.689,00	117.689,00	\$ 60,03	EÓLICA	Parque Eólico Chacabal II	30	YUCATAN
Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	277.490,00	277.490,00	\$ 47,47	FOTOVOLTAICA	Las Viberillas	100	JALISCO
Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	176.475,00	176.475,00	\$ 58,58	FOTOVOLTAICA	Concunul	70	YUCATAN
Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	48.748,00	48.748,00	\$ 63,63	FOTOVOLTAICA	San Ignacio	18	YUCATAN
Photoemis Sustentable S.A. de C.V.	54.974,50	53.477,00	\$ 67,89	FOTOVOLTAICA	KAMBUL	30	YUCATAN
ENERGIA RENOVABLE DEL ISTMO II	585.731,00	-	\$ 23,11	EÓLICA	PE El Cortijo	168	TAMAULIPAS
ENERGIA RENOVABLE DEL ISTMO II		585.731,00	\$ 19,96	EÓLICA	PE El Cortijo		TAMAULIPAS
Sol de Insurgentes S. de R.L. de C.V.	60.965,00	60.518,00	\$ 48,08	FOTOVOLTAICA	Sol de Insurgentes	23	BAJA CALIFORNIA SUR
Consorcio Energía Limpia 2010	291.900,00	291.900,00	\$ 67,27	EÓLICA	Parque Eólico Tizimin	76	YUCATAN

- Gran número de proyectos en un estado de desarrollo muy avanzado. También la eólica contaba con gran número de proyectos desarrollados, pero muchos de ellos en el ventoso estado de Oaxaca, donde no existe actualmente capacidad de evacuación, hasta que se licite por parte de CFE el eje eléctrico que de salida a la energía hacia el centro de la nación.
- Ajustes geográficos muy positivos en Yucatán y Baja California Sur, zonas de alta irradiación solar y con un viento no tan atractivo, ya que aunque puede ser realmente intenso en algunas épocas del año (son zonas con riesgo de huracanes), no son vientos constantes.

A pesar de lo anterior, he de reconocer que la tecnología fotovoltaica ha sorprendido. Salvo el parque eólico El Cortijo, en Tamaulipas, no ha habido más centrales eólicas en las montañas del nordeste del país, donde el recurso eólico es realmente atractivo. Los precios de la fotovoltaica han convergido ya con los de la eólica, animados también por los fabricantes de paneles solares que desarrollan sus proyectos para colocar su producto, estando dispuestos con ello a ofertar a precios muy competitivos. Es el caso de SunPower, Canadian Solar y Jinko Solar, en esta primera subasta. Así, tenemos precios entre 35 y 68 USD/MWh para fotovoltaica y entre 43 y 68 USD/MWh para eólica.

Hemos de dar especialmente la enhorabuena a los visionarios que ubicaron buenos proyectos en Yucatán. Si esos proyectos cuentan con un recurso solar o eólico bueno, respectivamente, las rentabilidades que podrán obtener a los precios de venta que han cerrado serán muy superiores a las del resto de proyectos. ¿Cuál será la nueva zona geográfica clave en la segunda subasta, que acaba de lanzarse?

En la figura 6 el mapa de SENER y CENACE representa las centrales ganadoras de la primera subasta.

Figura 6



## Conclusión

En el presente artículo hemos tratado de transmitir en primer lugar la pasión que se respira en México en un momento histórico como el que vive el sector eléctrico del país. Desde el inicio de la reforma energética, la primera subasta de electricidad a largo plazo supone el primer fruto que se recoge en el camino. Vendrán más. La reforma es muy ambiciosa. Las complejidades en el mercado eléctrico no se van introduciendo paulatinamente, sino que desde el principio el regulador diseña un sistema heterogéneo, complejo, y las subastas de largo plazo son un ejemplo de ello. En el presente artículo hemos explicado de forma sencilla cómo funcionan las subastas y cuáles han sido los resultados de la primera de ellas. Aunque muchos de los resultados eran predecibles, brilla con luz propia la tecnología fotovoltaica. Esperemos que las siguientes subastas también sean exitosas y seguiremos con atención el desarrollo de las mismas. ■