Integración de las Tecnologías Renovables en la Transición energética

Análisis de los servicios de respaldo en los mercados mayoristas eléctricos a nivel internacional

pwc

Fundación Naturgy

Este informe ha sido realizado por PwC España, conforme a la petición realizada por la Fundación Naturgy, con la finalidad de realizar un análisis de los servicios de respaldo en los mercados mayoristas eléctricos en España y a nivel internacional, ante la creciente entrada de renovables en el sistema.

Índice de contenido

4
Introducción al estudio

6
Resumen ejecutivo

14
Glosario de términos

18
1. Retos a los que se enfrentan los mercados en la transición

34
2. Deficiencias de los mercados de sólo energía

40
3. Estudio de tendencias en los mercados de referencia, mejores prácticas y lecciones aprendidas

58
4. El contexto de España en la coyuntura europea

62
Conclusiones

Introducción al estudio

La concienciación por el cambio climático y la sostenibilidad medioambiental, así como el desarrollo tecnológico de energías bajas en carbono, ha llevado a las instituciones internacionales y gobiernos a fijar ambiciosos objetivos de descarbonización de la economía. Estas tendencias han causado un alto impacto en el **sector energético**, ocasionando un **punto de inflexión en las dinámicas de funcionamiento** que lo habían caracterizado durante décadas.

En lo que se refiere al sector eléctrico, se ha producido un cambio radical en la generación eléctrica, tradicionalmente basada en fuentes de energía convencionales de origen térmico (carbón, petróleo y gas natural) y nuclear, con la incorporación de nuevas energías limpias de origen renovable, que tienen unas características distintas a las primeras, principalmente por su dependencia del clima, que las hace fluctuantes e intermitentes. Por esta razón, **los mercados eléctricos a nivel internacional, que se diseñaron hace años considerando las tecnologías de la época, están atravesando grandes cambios en sus formas de funcionar**, en la medida que incorporan las nuevas tecnologías renovables, generándose deficiencias operacionales y económicas para todos los agentes participantes en el mercado.

Las energías renovables cada vez contribuyen más a la generación, pero con ello, dificultan la capacidad de gestión de la generación y limitan el funcionamiento de las plantas térmicas, cuya contribución se limita a aquellos momentos en los que escasea la renovable.

Sin embargo, precisamente **por esa intermitencia y dependencia del recurso de las tecnologías renovables, es necesaria la existencia en el *mix* de generación de alternativas de generación que estén siempre disponibles para entrar a operar de forma flexible cuando sean necesarias**, asegurando el suministro eléctrico en todo momento, lo que se conoce como "capacidad de respaldo" del sistema y de otras soluciones que mejoren la gestión y operativa de los agentes.

Los mercados de energía no estaban, por tanto, diseñados para el cambio de paradigma que ha resultado del despliegue masivo de renovables, que irá *in crescendo* durante los próximos años. Además, típicamente, no se retribuía ese servicio de respaldo al sistema de las plantas térmicas. Por ello, los países están buscando la forma de solventar esta problemática, abandonando los mercados de solo energía. Para ello, se están desarrollando varias alternativas, articuladas como incentivos, mercados o mecanismos para la capacidad de respaldo.

Este informe tiene como objetivo ilustrar cómo diferentes países de diferentes zonas, con diferentes fundamentales de mercado, historia y perspectivas de futuro están enfocando la transición energética y las necesidades que conlleva.

- El **Bloque I presenta los aspectos que han marcado la Transición Energética**, resaltando los nuevos retos que tienen que resolver los mercados para permitir un funcionamiento eficiente desde el punto de vista técnico y económico.

- El **Bloque II detalla el funcionamiento del mercado de energía** desde el punto de vista operativo con sus implicaciones para los agentes, ilustrando cómo las características actuales del sector hacen inviable que se mantenga el actual funcionamiento y estructura de los mercados.

- En el **Bloque III se explican las alternativas que han surgido a nivel global para resolver los problemas del mercado**, con especial foco en el valor que se le da a la capacidad de respaldo. Se hará un zoom en cada alternativa, explicando su funcionamiento y cómo los distintos países la están incorporando, extrayéndose mejores prácticas para generar seguridad de suministro.

- Por último, en el **Bloque IV, se aborda la situación de España en el contexto regulatorio de la Unión Europea**, que ha establecido ciertas normas para articular las alternativas que aseguren el valor de la potencia de respaldo y otras soluciones de gestión.

Resumen ejecutivo

En las últimas décadas la descarbonización se ha convertido en una de las tendencias de mayor calado en nuestra sociedad a nivel global. Esto se refleja en los objetivos de desarrollo sostenible que ha fijado la Organización de las Naciones Unidas (ONU), que incluyen acciones de respuesta al cambio climático, sostenibilidad ambiental y el fomento de la energía no contaminante. Uno de los hitos internacionales en esta lucha fue la firma del Acuerdo de París en 2015, mediante el que 195 países acordaron **mantener el incremento de la temperatura mundial por debajo de 2°C, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% para 2030** en comparación con los niveles de 1990.

La Unión Europea fue de las pioneras en marcarse una hoja de ruta enfocada a la reducción de emisiones, fijando crecientes metas concretas para lograr la sostenibilidad ambiental, inicialmente a 2020, ahora a 2030, y recientemente estableciendo su ambición de ser el primer continente neutro en emisiones a 2050, dentro de *European Green Deal* (Acuerdo Verde). Es de resaltar que las políticas europeas se han ido articulando como obligaciones de cumplimiento para los **Estados Miembro de tal forma que todos contribuyan al reto ineludible de avanzar hacia una economía más eficiente en el uso de los recursos.**

Las energías renovables pronto se presentaron como una de las **alternativas más eficientes** para abordar ese reto y, el desarrollo tecnológico junto con el apoyo institucional, especialmente en los primeros años, han permitido que estas tecnologías se incorporen a los sistemas energéticos, **cambiando de forma radical sus dinámicas, en lo que se conoce como "Transición Energética"**.

En esta línea, todos los países tienen objetivos ambiciosos de contribución de las tecnologías renovables a su mix de generación eléctrica, quedando reflejados en el caso español en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Tradicionalmente el diseño del sistema eléctrico se basaba en el equilibrio entre la seguridad de suministro y eficiencia en costes, de cara a tener energía de forma segura y a precios asequibles para el consumidor. **Ahora a esto hay que añadir la preferencia porque esta energía sea de origen renovable**, en línea con compromisos internacionales.

Sin embargo, **las instalaciones renovables, dependientes de recursos naturales** y, por tanto, intermitentes, no pueden asegurar estar disponibles para entrar a operar cuando se necesita energía, sino cuando tienen recurso, es decir, no son gestionables. En este nuevo contexto, **la seguridad del suministro se convierte en una variable clave** del sistema eléctrico.

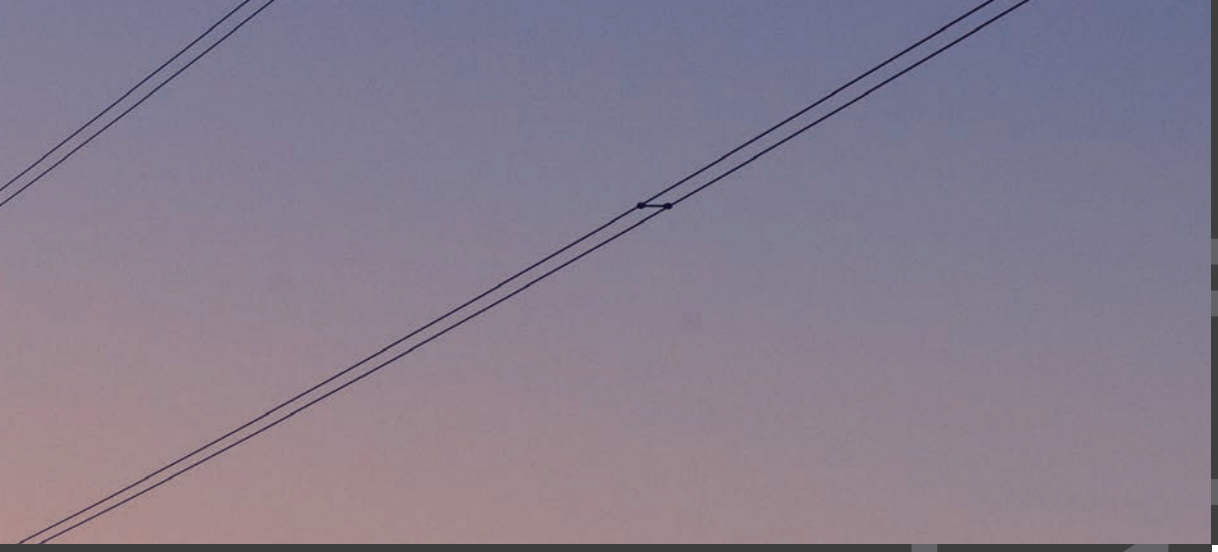
Por ello, ante la creciente entrada de renovables en el sistema, éste debe incorporar en su dimensionamiento soluciones que garanticen la seguridad del suministro. Actualmente existen tres **alternativas de integración de renovables para garantizar la seguridad del suministro en el sistema eléctrico:**

- **Gestión de la demanda:** Soluciones por la parte de los consumidores que permiten que estos puedan reducir su consumo de forma voluntaria o programada en aquellos momentos en los que el sistema está más tensionado.

- **Almacenamiento:** Instalaciones que permiten liberar al sistema electricidad almacenada en otros momentos. Esta solución también **es flexible, si bien depende de que los equipos (baterías, embalses) estén previamente cargados o llenos.** El desarrollo tecnológico está permitiendo su incorporación progresiva al sistema, aunque la inversión en nueva capacidad todavía es limitada.

- **Capacidad de respaldo:** Existencia de un conjunto de **plantas de generación** que permiten que haya **suficiente potencia** disponible para cubrir el suministro en momentos de máxima demanda o mínima generación renovable. Éstas deben ser **flexibles**, es decir, capaces de entrar a generar al sistema de forma rápida e incluso, frenar su operación ante un descenso del consumo o aumento de generación renovable para equilibrar el sistema. **Las tecnologías térmicas** son actualmente las más adecuadas para dar este servicio.

Estas nuevas necesidades del sistema eléctrico no existían cuando se diseñaron **los mercados energéticos, que fueron planteados en un entorno de tecnologías, nucleares y térmicas**, con unas características radicalmente distintas a las renovables en dos aspectos: dependen de combustibles para generar, no de un recurso climático fluctuante, y se basan fundamentalmente, en costes variables.



En este sentido, la mayoría de los mercados siguen un modelo de casación marginalista horario. En este sistema de mercado los generadores ofrecen para cada hora un volumen de electricidad a un precio determinado por sus costes de oportunidad (muy relacionados con los costes variables de producción), y con base en estas ofertas, se cubre la curva de demanda eléctrica. El último generador eléctrico en entrar en la casación cubriendo la demanda es el que marca el precio de horario o precio de pool, que perciben todos los generadores que han entrado dicha hora independientemente del precio que ofertaron.

Por tanto, en función de la demanda horaria, primero entran a generar las tecnologías de menor coste variable, al ofertar éstas a precios más bajos. Este mecanismo de mercado **funcionaba correctamente en el pasado, ya que fomentaba la eficiencia en costes y competitividad** de tecnologías basadas en costes variables como las plantas de carbón, fuel y gas natural, que optimizaban su producción para poder participar en la cobertura de la demanda, reduciéndose el coste de la electricidad para el consumidor.

Sin embargo, **el mercado no estaba pensado para la entrada masiva de tecnologías sin costes variables,** como las renovables, **ni para incorporar elementos cuyo principal valor se enfoca en la seguridad de suministro** (participación del consumidor vía gestión de la demanda, elementos consumidores - generadores como el almacenamiento o capacidad firme) lo que se han generado una serie de distorsiones en las dinámicas de mercado que lo vuelven ineficiente para todos los agentes:

- **Las tecnologías renovables** tienen un alto coste fijo, pero apenas tienen costes variables, por lo que su coste de oportunidad es prácticamente nulo. Con ello **son las primeras en participar para cubrir la demanda, es decir, son inframarginales**. A esto añadir que, a mayor renovable, menos opciones tendrán el resto de tecnologías con costes variables de participar en el mercado, por lo que el precio de pool será más bajo. Por otro lado, la intermitencia de las renovables por su dependencia del clima hace que el precio de pool sea más volátil, con lo que **no se generan señales claras de precio que atraigan la inversión, necesaria para alcanzar los objetivos comprometidos por los países**.

- **Como contraparte, las tecnologías marginalistas, principalmente térmicas,** son desplazadas por las renovables para momentos de muy alta demanda, con lo que pierden participación, lo que les impide recuperar costes fijos. Por tanto, su valor ha pasado de estar en su generación eléctrica de forma continua, o en base, a la capacidad de aportar seguridad de suministro. Sin embargo, al no cubrir coste con los ingresos a mercado, **estas tecnologías podrían plantear su cierre por inviabilidad económica**.

- **El almacenamiento** tiene un **alto coste de inversión**, difícil de rentabilizar en la situación actual del mercado, ya que las **señales de precios** entre momentos de precios bajos y altos (carga y descarga de las baterías) no garantizan un margen suficiente para recuperar el coste de inversión. Aunque en los últimos 5 años ha caído el precio un 30% se espera que a 2030 caiga un 60% adicional y, por tanto, alcance la paridad de red.

- La **gestión de la demanda es un agente nuevo** en la operativa del mercado, que debe recibir un **incentivo económico** para no consumir en momentos puntuales o desplazar su consumo a otras horas del día. La gestión de la demanda ayuda a gestionar pequeñas fluctuaciones de generación renovable, pero no permite acomodarla ante grandes variaciones de recurso.

Por tanto, en el contexto de descarbonización internacional se deberá instalar en los sistemas una mayor capacidad renovable para cumplir con los compromisos de energía limpia, para lo que hace falta inversión en dichas tecnologías. **Esta energía asegurará una producción eléctrica baja en emisiones en aquellos momentos en los que exista disponibilidad de recurso natural**. Para los momentos en los que la energía renovable no esté disponible, es imprescindible que las **soluciones de transición sean capaces de satisfacer o reducir la demanda,** y estas alternativas, a día de hoy, o no son viables económicamente o no existen esquemas para retribuirlos adecuadamente.

En esta línea, **la solución al problema de falta de respaldo no consiste sólo en instalar cada vez más capacidad renovable**, ya que, no sería posible acomodar esta nueva potencia renovable de forma segura. Por un lado, **los precios podrían ser tan bajos que las propias renovables afrontarían problemas de recuperación de inversión**, aspecto que solucionarían las baterías de almacenamiento al permitir evacuar excedentes de electricidad, y, por otro lado, **no habría realmente capacidad firme y flexible para salvaguardar la operación** ante demandas elevadas, ya que las plantas térmicas con capacidad de respaldo podrían salir del sistema ante la falta de ingresos que cubran sus costes.

Por tanto, el mercado eléctrico actual no está diseñado para este nuevo contexto ya que **ni atrae la inversión en renovables ni fomenta las soluciones de integración de respaldo.** Por tanto, la transición energética debe llevar asociado un **cambio en los mercados marginalistas tradicionales**.

Por estas causas, a nivel internacional, **el modelo de mercado basado solo en la retribución a la energía tiende a desaparecer,** en la medida que **los países reconocen y retribuyen también el valor del respaldo**, incorporando diferentes alternativas que remuneran este servicio (firmeza, disponibilidad y flexibilidad).

Muchos mercados disponen de alternativas para **retribuir directamente a estas soluciones**, permitiendo la viabilidad económica de las tecnologías de respaldo y dando un aliciente económico al almacenamiento o a la gestión de la demanda para desarrollarse, lo que **permite maximizar las renovables que entran en el sistema**.

Estas alternativas se pueden articular de diversas formas, a las que los distintos países acuden en función de sus necesidades de evolución del parque de generación y las características de su mercado. De forma general existen dos modelos:

- **Mecanismos de obligación sobre la demanda:** En estos modelos los agentes de demanda (comercializadoras, grandes consumidores o *traders*) tienen la obligación de adquirir un volumen de capacidad de respaldo suficiente para cubrir su contribución a la demanda pico, con lo que las plantas de generación con capacidad firme, y en algunos casos el almacenamiento y la gestión de la demanda, pueden percibir ingresos adicionales. En algunos estados hay mercados organizados para comercializar esta energía (México, Francia, Nueva York) mientras que en otros solo se realiza negociación bilateral (California, Victoria).

- **Mecanismos como incentivo a la oferta:** En estos modelos se establecen pagos a las soluciones de integración de renovables (plantas de generación, almacenamiento o gestión de la demanda), bien a tecnologías concretas o plantas específicas (Chile) o bien por un sistema de asignación competitivo, vía subastas. Estos pagos se pueden dar de forma complementaria a los ingresos por mercado de energía (Reino Unido, Japón) o como compensación por encontrarse paradas pero acondicionadas para entrar a operar si hay situaciones críticas de suministro (Alemania, California).

Existiendo una gran variedad de formas, con sus respectivas variantes, se puede decir que no existe una fórmula única para asegurar el respaldo en el sistema, si bien **la tendencia es la existencia de productos de potencia para garantizar la viabilidad del sistema eléctrico, como muestran todos los países analizados**.

Cabe resaltar que **el coste de la retribución a la capacidad de respaldo es notablemente inferior a la retribución a la energía generada** y, además, los mecanismos competitivos de asignación permiten mantener precios bajos para el consumidor.

Consciente de la problemática a la que se están enfrentando los mercados europeos, **la Unión Europea está autorizando a los Estados Miembros a implementar con carácter temporal estos mecanismos** imprescindibles para la seguridad de los sistemas eléctricos.

Esta autorización se debe conseguir de forma expresa tras un proceso de **tramitación en el que se analiza la necesidad e idoneidad del mecanismo. Este proceso no es directo** por los requisitos que se han de cumplir y se puede dilatar en el tiempo hasta los dos años. A esto hay que añadir que, para comenzar su tramitación, el tipo de mecanismo debe estar detalladamente diseñado de forma previa.

Por la importancia de estos mecanismos, los principales mercados europeos en volumen de electricidad ya los han desarrollado, tramitado y puesto en funcionamiento para los próximos años, a excepción de España, que todavía no ha presentado ningún principio de diseño. **España se está quedando atrás en el diseño de un mercado que reconozca el valor del respaldo**, que podría afectar al desarrollo de potencia renovable previsto en la transición energética.

El propio PNIEC, elaborado por el Ministerio, **reconoce la importancia de la potencia de respaldo** para el sistema eléctrico nacional, y señala que en el año 2030 deben permanecer en el sistema toda la potencia de ciclos combinados. **Asimismo**, reconoce que para habilitar la integración de las renovables comprometidas **es necesario instalar 6 GW de almacenamiento** (3,5 en forma de bombeo y 2,5 de baterías) **e impulsar la flexibilidad y la gestión de la demanda. Sin embargo, no existe un contexto de mercado que incentive a estas tecnologías** a contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC.

Esta acción cobra todavía una mayor relevancia en una situación como la derivada de la crisis del COVID 19, en la que la demanda ha caído de forma drástica, junto con los precios del pool, agravando la problemática actual a niveles de operación que se esperaban a finales de esta década.

Por tanto, **se debe acelerar en la búsqueda de una solución que incentive el desarrollo de las soluciones de respaldo.** Esta acción es clave para la sostenibilidad del sistema eléctrico en España, como palanca de consecución de los ambiciosos objetivos de penetración renovable en el marco de Transición Energética.

Glosario de términos

CAPACIDAD DE RESPALDO
Se entiende como la capacidad de una central eléctrica de arrancar y parar de forma ágil (flexibilidad), y de estar siempre disponible en el caso de problemas en el sistema eléctrico (firmeza y disponibilidad) para contribuir a cumplir en todo momento la punta de demanda.

CENTRAL RENOVABLE
Instalación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía de origen renovable (eólica, solar, geotérmica, marítima). Estas centrales tienen dependencia del clima y por tanto su producción es intermitente y no gestionable, es decir, su producción no depende de un tercero (operadora de la planta).

CENTRAL TÉRMICA
Instalación de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor por combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. El calor se transforma mediante un ciclo termodinámico para producir energía eléctrica. Estas centrales pueden operar en tanto tengan el combustible necesario, pudiendo entrar a producir en función de las necesidades del sistema.

CERTIFICADOS VERDES
Se trata de certificados que son otorgados por la Autoridad Regulatoria Nacional de cada país a los generadores de renovables en función de su producción. Un certificado verde equivale a una unidad de energía limpia que, si lo adquiere un cliente, puede "certificar" que ésta es de origen renovable.

DISPONIBILIDAD
Porcentaje de tiempo anual en el que la planta está acondicionada y preparada para producir energía eléctrica.

FACTOR DE CARGA
Relación entre la energía eléctrica bruta producida por una planta en un período considerado frente a la que podría producir a la potencia nominal durante ese mismo período.

FIRMEZA
Capacidad de una central de estar disponible para la producción de energía eléctrica para cubrir la demanda máxima del sistema con una probabilidad muy alta y acondicionada para entrar en operación en el parque de generación. Característica propia de tecnologías gestionables (nuclear, carbón, fuel o gas) que no dependen de agentes externos.

FLEXIBILIDAD
Capacidad que tiene una tecnología de programación y arranque de las unidades de producción para solucionar los desajustes entre producción y demanda a corto plazo, es decir, para comenzar a operar, adaptándose a condiciones dinámicas y cambiantes, para mantener en todo momento la viabilidad técnica del sistema eléctrico.

GESTIÓN DE LA DEMANDA
Conjunto de acciones o soluciones enfocadas a gestionar de forma eficiente el consumo de los agentes para reducir sus costes energéticos y/o disminuir la demanda punta del sistema eléctrico en el que se encuentran de forma puntual y voluntaria.

HORAS EQUIVALENTES
Funcionamiento de una planta de generación eléctrica, equiparando sus horas de funcionamiento reales al equivalente de haber operado a pleno rendimiento, es decir, trasladando su horario de funcionamiento a cargas/potencias medias a la potencia total, como relación entre la energía producida en un periodo entre la potencia total instalada.

HUECO TÉRMICO
Porcentaje de la demanda eléctrica que queda sin cubrir por parte de las energías renovables y las centrales nucleares y se completa por medio de las plantas térmicas convencionales: carbón y ciclos combinados.

MECANISMO DE CAPACIDAD
Medida/elemento del mercado eléctrico por el cual se retribuye a las instalaciones por la capacidad de poner en el sistema de capacidad de respaldo con vistas a garantizar el nivel deseado de seguridad de suministro eléctrico.

MERCADOS A PLAZO
Mercado de energía en el que las transacciones y el precio aplicable a un periodo se acuerdan en un momento dado del tiempo, pero se materializan en el futuro.

MERCADO ELÉCTRICO
En este informe se entiende por mercado eléctrico al conjunto de mercados en los que se negocian productos asociados al funcionamiento del sistema eléctrico, principalmente energía (mercado a plazo, mercado diario y servicios de ajuste), potencia firme y certificados verdes.

MERCADOS DE AJUSTE
Conjunto de mercados de energía, también denominados servicios de ajuste, en el que las transacciones se realizan en el corto plazo y están dirigidas a mantener equilibrio de la generación y la demanda en todo momento, asegurando la viabilidad del sistema.

MECANISMO DE POTENCIA
Mercado eléctrico en el que se centraliza la compra – venta de capacidad de respaldo.

POOL ELÉCTRICO
Es el nombre que recibe el mercado mayorista del producto energía eléctrica. En este mercado se reúnen diariamente generadores y consumidores llevando a cabo la compra - venta de electricidad a través de un sistema de ofertas. El precio final de la electricidad o precio de pool viene determinado por la intersección entre las curvas de oferta y demanda. El precio queda marcado por la última tecnología en ser “casada”.

PRIORIDAD DE DESPACHO
Política energética por la cual se garantiza que la electricidad producida por fuentes renovables sea siempre despachada a la red eléctrica, teniendo prioridad frente a la producida mediante energías convencionales.

PUNTA DE DEMANDA
Máxima demanda registrada en un sistema eléctrico durante un periodo de tiempo específico, en el que se debe proporcionar energía eléctrica a un nivel de suministro significativamente mayor al promedio. La demanda eléctrica experimenta fluctuaciones a lo largo del día, los meses, las estaciones y de la misma manera a lo largo de los años y el dimensionamiento del Sistema eléctrico debe ser tal que cubra el pico de demanda esperada.

RAMPA DE GENERACIÓN
Determina la velocidad a la que una planta de generación gestionable puede arrancar, regular o parar su operación su potencia.

RESERVA ESTRATÉGICA
Mecanismo de capacidad por el cual existe un conjunto de centrales térmicas a las que se les impide la participación en el mercado de energía a cambio de unos ingresos (ya sean pagos regulados o a través de subastas de capacidad) en función de su capacidad. A cambio deben estar disponibles para entrar en operación cuando sean necesarias para garantizar el suministro, aportando firmeza al sistema en situaciones de escasez de ofertas y así evitar distorsiones en el funcionamiento del mercado mayorista.

SUBASTA DE CAPACIDAD
Mecanismo de asignación de un producto de “capacidad” a través de la oferta de una cantidad limitada de potencia en un periodo dado. Las compañías que oferten su potencia firme al menor coste ganan contratos en un horizonte temporal determinado en las bases de la subasta durante el cual perciben unos ingresos por poner al servicio del sistema dicha potencia.

TECNOLOGÍAS MARGINALISTAS
Son aquellas que se fundamentan en costes variables (carbón, CCTGs), con lo que compiten en costes para ofertar al precio más competitivo para entrar en la casación del mercado. La última planta que entra en la casación cada hora se denomina marginalista.

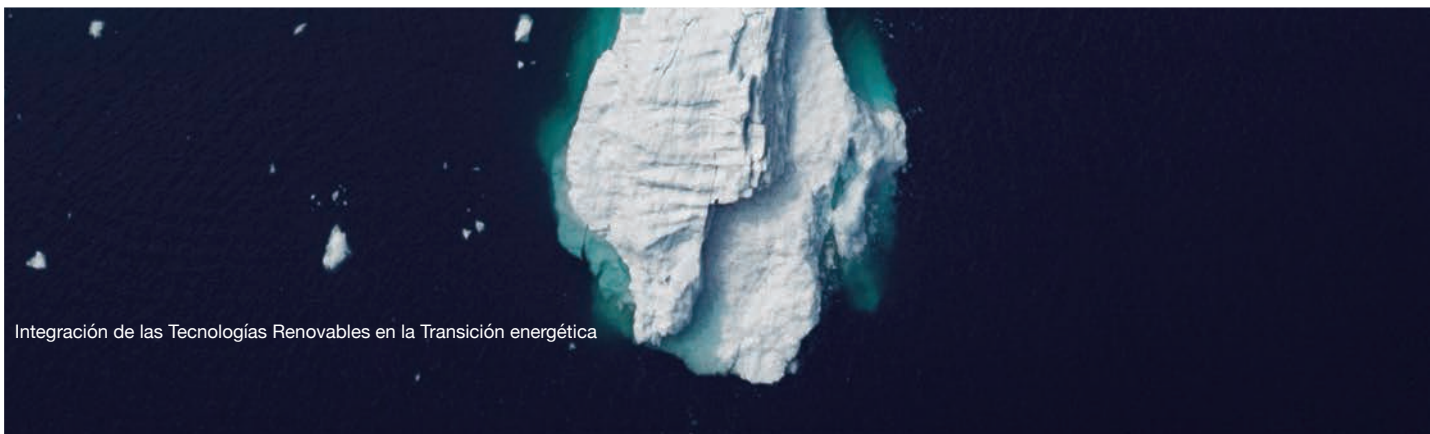
TECNOLOGÍAS INFRAMARGINALES
Son aquellas que tienen bajo coste variable (renovables) y/o de oportunidad (nuclear), operando estas últimas en base, con lo que pueden ofertar a precios bajos en el mercado, es decir, en la medida en la que puedan producir, participan en la cobertura de la demanda.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos caracterizada por la entrada de tecnologías renovables en el consumo energético en sustitución de energías contaminantes, que tiene como objetivo la descarbonización de la economía.

1

Retos a los que se enfrentan los mercados en la transición

La descarbonización y la evolución del sistema eléctrico hacia un modelo donde predominen las tecnologías de origen renovable son tendencias globales, enmarcadas en lo que se conoce como “Transición Energética”



En las últimas décadas en la sociedad ha calado el mensaje de que no podemos seguir haciendo un uso de los recursos naturales de forma incontrolada, ya que esto está teniendo efectos negativos para el planeta, que no son sostenibles en el largo plazo.

En esta línea, existe una creciente preocupación sobre la sostenibilidad ambiental a nivel social, que ha quedado reflejada en las iniciativas llevadas a cabo por los representantes políticos a todos los niveles. De esta forma, **varias instituciones internacionales están impulsando un conjunto de acciones que buscan abordar aspectos como el cambio climático, la contaminación ambiental** o la deforestación.

En este sentido, 195 países firmaron en 2015 el Acuerdo de París, comprometiéndose con el objetivo de **mantener el incremento de la temperatura mundial por debajo de 2 °C, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% para 2030** en comparación con los niveles de 1990. Esto está alineado con un marco de mayor alcance impulsado por la Organización de las Naciones Unidas, conocido como la Agenda 2030, que entre sus 17 objetivos de desarrollo sostenible aboga por la sostenibilidad económica, social y ambiental de los estados miembros de la ONU.

Uno de los sectores con mayor potencial para impulsar la consecución de estos retos es el energético, dada su alta influencia en las emisiones de gases de efecto invernado. Este engloba todas las actividades destinadas a suministrar las distintas energías para la economía, tanto el sector eléctrico, como el calor consumido por las industrias y hogares y la energía destinada al sector transporte.

Por ello, **es necesario que el sistema energético mundial sufra un cambio estructural, potenciando el uso de energías renovables**, incrementando su eficiencia y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles, evolucionando su modelo de consumo en lo que se denomina Transición Energética. En esta línea, la introducción de energías limpias de origen renovable ha estado condicionada al nivel de desarrollo tecnológico y eficiencia económica, siendo el sector eléctrico dónde ha sido más intenso el desarrollo tecnológico de los equipos de generación fotovoltaica y eólica.

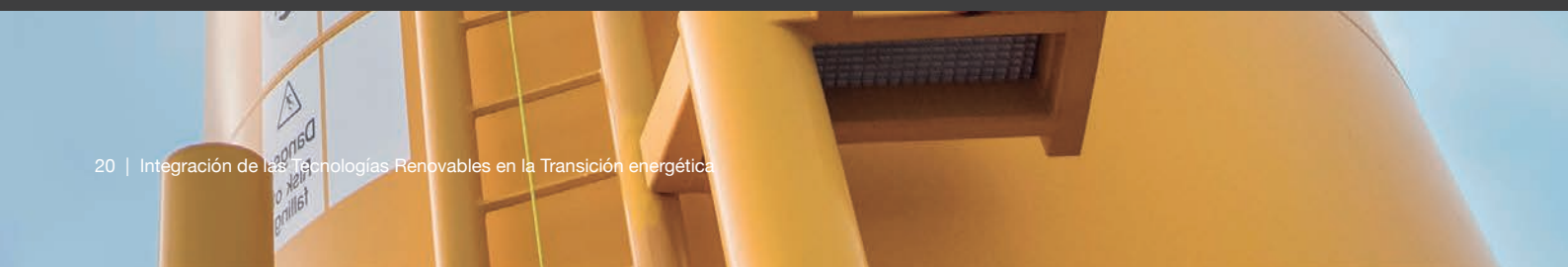
Evolución necesaria para alcanzar metas de descarbonización (incremento temperatura < 2ºC) por geografía *Fuente: Elaboración propia con base en IRENA*

	Reducción CO_2	Instalación de energías renovables		
	Necesidad reducción a 2050 **vs. 2020**	**Capacidad instalada 2017 (GW)**	**Necesidad % generación eléctrica a 2050**	**Incremento necesario**
Este Asiático	-80%	3.479	90%	**x 9**
Sudeste Asiático	-46%	256	85%	**x 19**
Resto de Asia	-43%	730	81%	**x 10**
Unión Europea	-82%	798	86%	**x 4**
Resto de Europa	-68%	226	82%	**x 24**
Latinoamérica	-54%	437	93%	**x 4**
Oriente medio y África del Norte	-56%	164	53%	**x 16**
Norteámerica	-77%	1.135	83%	**x 11**
Oceanía	-73%	76	93%	**x 8**
África subsahariana	-60%	178	95%	**x 30**

Con ello, en las últimas décadas el sector de generación eléctrico ha hecho un gran esfuerzo de incorporación de instalaciones renovables, que también han requerido de la adaptación de las redes de transporte y distribución, haciendo de la electricidad limpia una palanca para impulsar este proceso hacia la descarbonización de la economía.

Es por ello por lo que existe una tendencia global en la que los países están apostando por un modelo de generación eléctrica más sostenible, en el que primen las energías limpias en el mix de generación, dejando atrás la producción nuclear y de energía fósil.

La Transición Energética persigue un modelo de sector eléctrico bajo en carbono y eficiente en el uso de los recursos, asegurando el suministro para los consumidores y la eficiencia económica del sistema



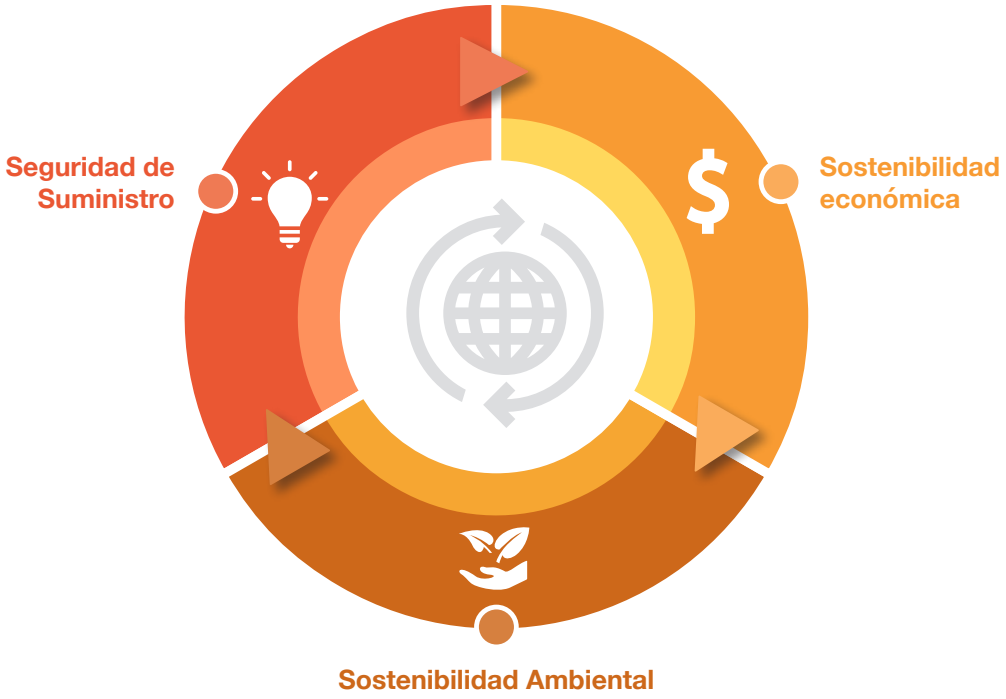
La mayoría de los países se ha marcado objetivos que contribuyan a la descarbonización, siendo algunos tremendamente ambiciosos. Estos se han articulado como retos de reducción de emisiones, llegando algunos a fijarse objetivos de emisiones netas nulas, esto es, que el balance entre emisiones provenientes de un sector se compense por otros sectores o con compras de derecho de emisión. Siendo las energías limpias la alternativa más eficiente para reducir emisiones, paralelamente también se establecen metas de renovables en el consumo energético. En esta línea, algunos países miembros de la Unión Europea, gran impulsora de la sostenibilidad ambiental, están pidiendo que se incluya el escenario de 100% consumo renovable a 2050, debiendo ya alcanzar al menos el 32% a 2030. Por último, conscientes de la generación eléctrica como palanca de descarbonización, la mayoría de los países también fijan metas de **contribución de las renovables a la generación eléctrica**. Como ejemplo California aspira a tener el 100% de energía eléctrica renovable a 2045, 70% a 2050 en el caso de Chile o un 74% en nuestro país.

De cara a lograr estas metas, será necesario un desarrollo masivo de instalaciones renovables, que deberá venir acompañada de una importante inversión.

Los sistemas eléctricos, y por ende sus mercados, han de asegurar en todo momento el equilibrio entre generación y demanda, así como que exista un volumen de energía suficiente para cubrir el suministro. Otro de los aspectos de importancia es la necesidad de mantener unos costes bajos de la electricidad, lo que cobra vital importancia para la economía de los usuarios domésticos y la competitividad de la industria de los países.

Con la transición energética la sostenibilidad medioambiental se ha consolidado como tercer pilar en la planificación sectorial, equilibrando este "trilema energético". Atendiendo al país, el punto de equilibrio o balance será diferente, en función de sus características (parque de generación actual, previsión de demanda, recursos, geografía, etc.).

Trilema energético

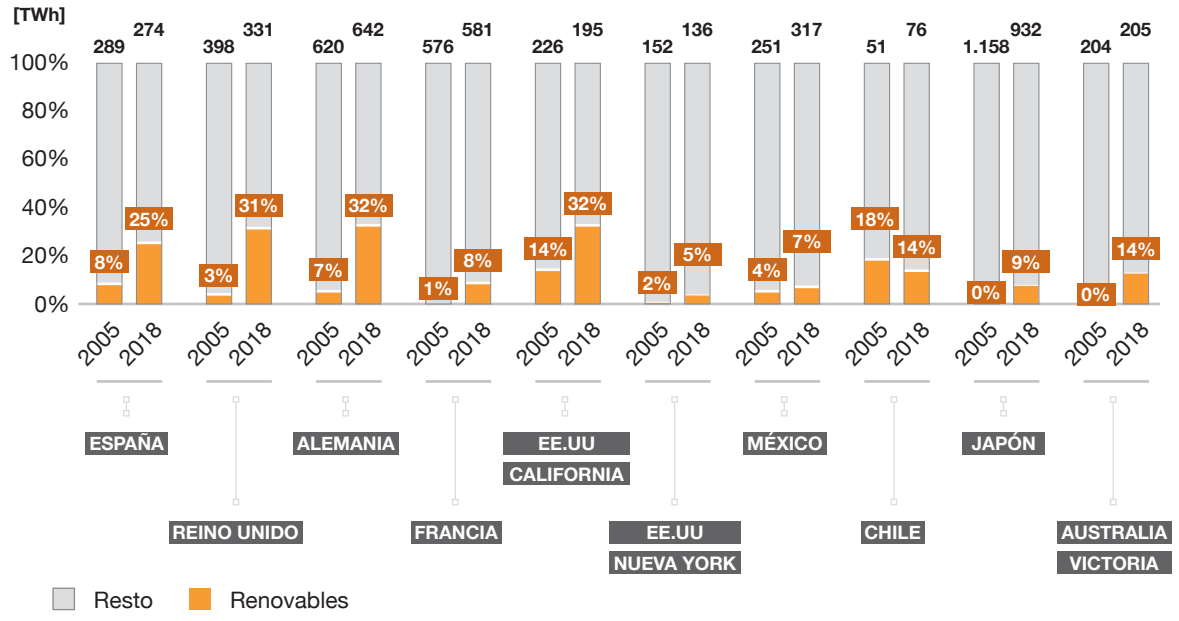


En esta línea, algunos países, como los europeos, tienen suficiente capacidad para cubrir la demanda de forma eficiente, si bien buscan aumentar la contribución renovable y sacar de su mix alguna otra tecnología, principalmente la nuclear en el caso de Alemania o Francia o el carbón en Reino Unido o España. Otros no tienen suficiente generación para abastecer su proyección de demanda en el corto medio plazo, por lo que las renovables deberán acompañar al desarrollo de otras tecnologías, siendo este el caso de Japón, Chile o México.

Para ir logrando este desarrollo, **especialmente en los primeros años cuando las renovables no eran competitivas en coste frente a otras tecnologías de generación, todos los países implementaron mecanismos de apoyo** económico a estas tecnologías. En Europa se llegaron a modificar las propias reglas de funcionamiento de los mercados, con la prioridad de despacho.

Gracias a lo anterior, las renovables están ya en la planificación energética de los países, y su contribución va en aumento con los años.

Evolución generación renovable por país
Fuente: Eurostat, CAISO, NYISO, SENER (SIN), CNE, AER, OCCTO y Análisis PwC



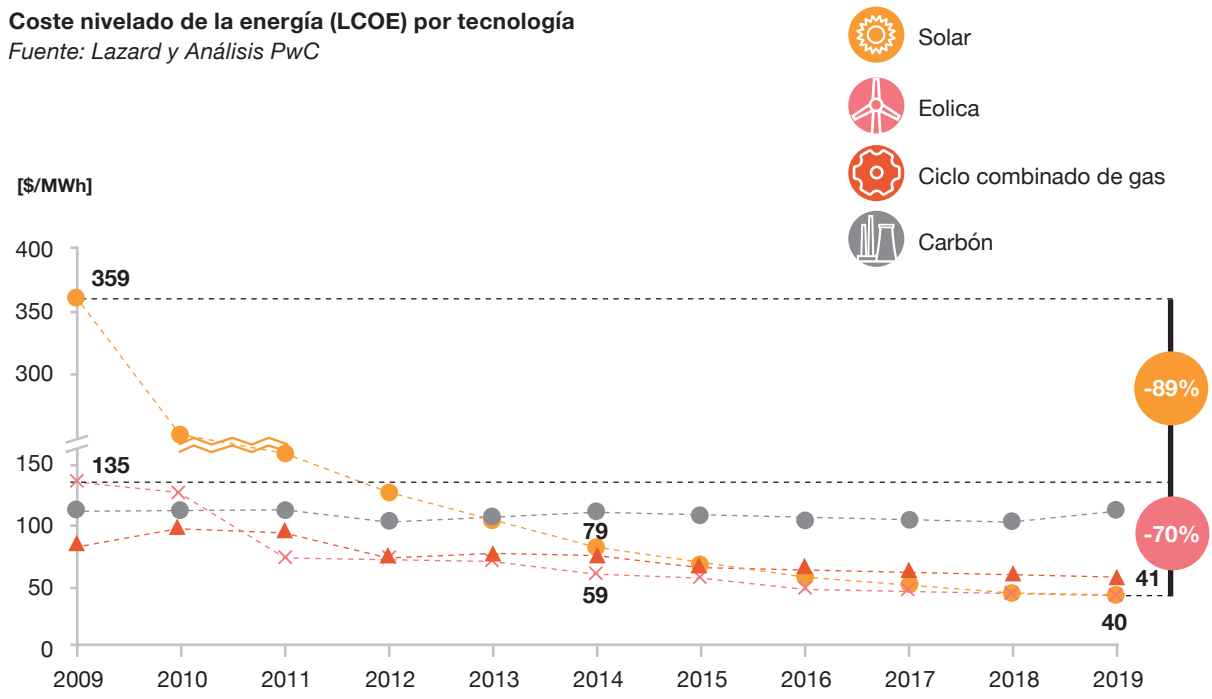
Actualmente, **las tecnologías renovables solar y eólica ya son competitivas en coste por sí solas, por lo que pueden entrar en el mercado sin necesidad de incentivos regulados** si bien los países siguen promoviendo su mayor despliegue con mecanismos de apoyo. **Estos mecanismos han evolucionado** desde pagos directos por la producción de energía a asignaciones de carácter **competitivo, para fomentar la eficiencia y el menor coste para el consumidor**, como las subastas, o la creación de mercados, tanto organizados como descentralizados, de compra – venta de certificados de energías limpias.

Con ello, el reto de las tecnologías renovables está ahora en el aspecto técnico, es decir, en su integración de forma masiva en los sistemas eléctricos. Para ello, se hace necesaria la existencia de otras soluciones o tecnologías que aborden las limitaciones de estas y permitan acomodar toda su electricidad en el sistema de forma segura.

En resumen, **en este escenario de transición en el que se está promoviendo la energía renovable, los sistemas no pueden dejar de atender a la seguridad energética y viabilidad económica**.

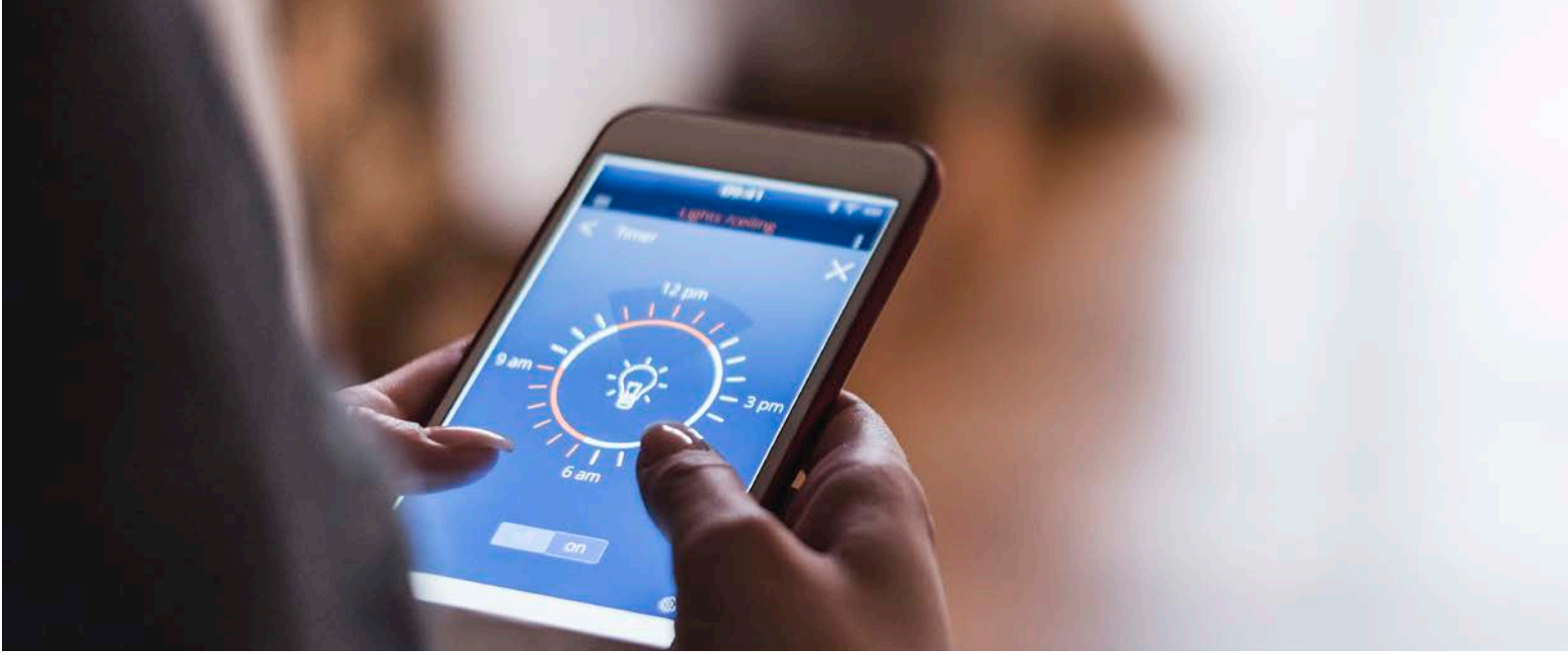
La introducción masiva de tecnologías renovables en los sistemas eléctricos introduce un conjunto de retos para la operación del sistema

Coste nivelado de la energía (LCOE) por tecnología
Fuente: Lazard y Análisis PwC



En la próxima década, la energía renovable deberá entrar de forma masiva en los sistemas eléctricos de todos los países. Por su naturaleza, las renovables son intermitentes y su aportación fluctúa de forma constante. Por esto se dice que son tecnologías no gestionables, es decir, su producción no puede ser gestionada por un tercero, el operador de la planta. Si bien **en los últimos años ha mejorado notablemente la predictibilidad del recurso,** no se puede contar con que estén disponibles cuando sean necesarias, es decir, **no aportan fiabilidad al sistema, entendida esta como la garantía de poder entrar a cubrir la demanda.**

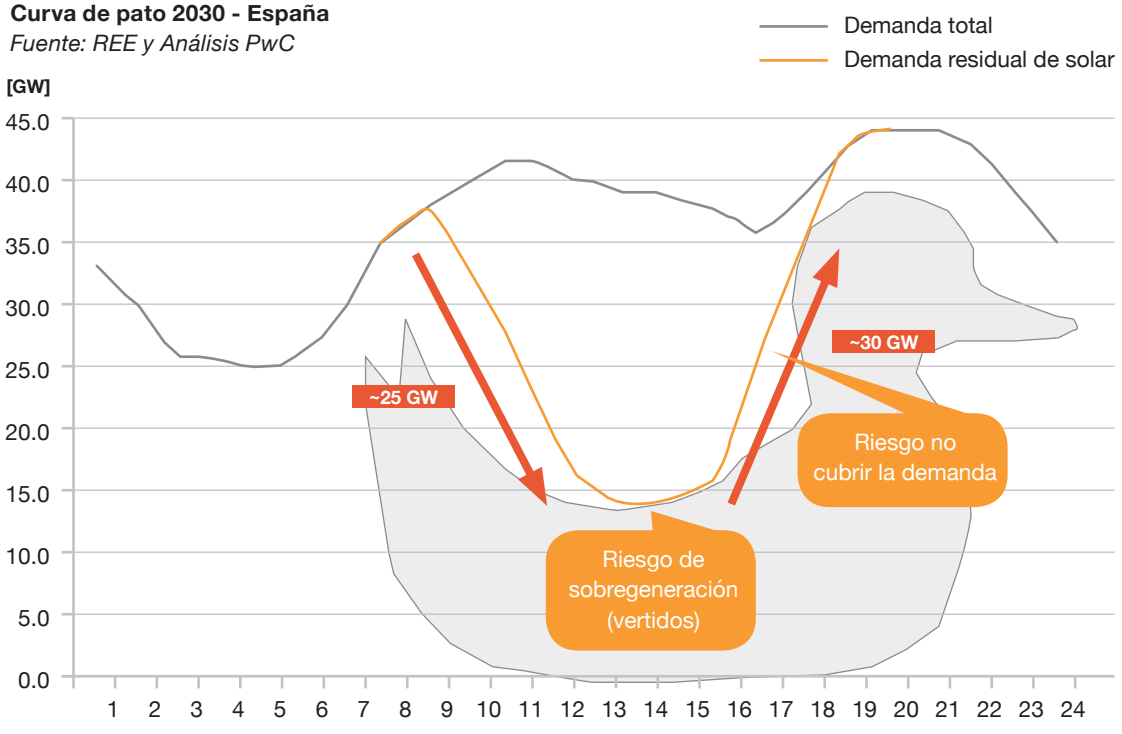
A esto hay que añadir que **la producción renovable está sujeta a estacionalidad**, (mayores precipitaciones en ciertos momentos del año, muy relevante en ciertas geografías), diaria (la solar en horas diurnas) o de forma más aleatoria, como la eólica o la nubosidad.



Consecuencia inmediata de lo anterior es que **toda la potencia renovable de la misma tecnología por región/país entra a operar a la vez, pudiendo llegar a haber mayor producción renovable que demanda de la misma** en momentos puntuales, siendo el ejemplo más ilustrativo la entrada de energía solar a lo largo de las horas del día.

La siguiente gráfica, conocida como "curva de pato" por su singular forma, muestra a lo largo del día la diferencia entre la demanda eléctrica total y la demanda que quedaría descontando la producción de la capacidad solar instalada (esto es, la demanda residual), a lo largo del día. Como se puede apreciar, **sin la generación solar la curva de demanda es aplanada**, aumentando ligeramente a partir de las 8 a.m. cuando los consumidores despiertan, se mantiene a lo largo del día y baja en las horas nocturnas. Por el contrario, **cuando entra la energía solar a la red, la demanda residual del sistema cae drásticamente al mediodía**, hundiéndose la curva de carga, que vuelve a subir cuando el sol se pone. Esto se debe a que en esas **horas diurnas entrará a producir toda la solar instalada**, cubriendo la práctica totalidad de la demanda.

Curva de pato 2030 - España
Fuente: REE y Análisis PwC



Por tanto, en el escenario a 2030 de alta penetración de tecnologías renovables en el sistema, especialmente si esta energía es solar, la generación simultanea de la renovable puede desencadenar que, a medio día, haya sobregeneración, existiendo el **riesgo de que parte de la electricidad no se pueda incorporar al sistema al no haber suficiente demanda, y tenga que desperdiciarse**, lo que se conoce como vertidos.

Por otro lado, entre las 9 y las 12 de la mañana, entrará a producir toda la solar, con una subida o "rampa" muy pronunciada, y, **para mantener el equilibrio del sistema, será necesario que otras tecnologías puedan paralelamente parar de producir de forma flexible al mismo ritmo (aproximadamente 8.000 MW/h)**, acomodando a la primera. Contrariamente, entre las 4 y la 8 de la tarde, las fuentes flexibles deberán poner en el sistema suficiente potencia para ir sustituyendo a la solar mientras se pone el sol. Debido a esta situación, en España a 2030 se espera que sean necesarias rampas horarias de hasta 14.000 MW/h, equivalente a poner en funcionamiento a más de la mitad de potencia nacional de ciclos combinados en una única hora.

La energía eólica también puede generar estas distorsiones, si bien, la magnitud y frecuencia de estas rampas es menor.

Por tanto, para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico, desde el punto de vista técnico, se deben garantizar dos aspectos fundamentales. Por un lado, la firmeza y disponibilidad del sistema en el medio y largo plazo, es decir, **capacidad de generación de energía para cubrir la demanda máxima del sistema – demanda punta - con una probabilidad muy alta y acondicionada para entrar en operación** en el parque de generación.

Y, por otro lado, se debe dotar al sistema de **flexibilidad, entendida como la posibilidad de programación y arranque de las unidades de producción para solucionar los desajustes** entre producción y demanda a corto plazo, de forma que se acomode la intermitencia de la producción renovable, especialmente solar.

De forma resumida, **el sistema debe tener un respaldo de generación capaz de ponerse a operar en cualquier momento, sin depender de recursos externos y de forma rápida y modulable**, es decir, adaptando su producción para equilibrar la generación y la demanda en función de cómo varíen otras fuentes de generación o el consumo. Esto es lo que se conoce como "respaldo". Actualmente, existen tres alternativas para dar de forma total o parcial estos servicios.

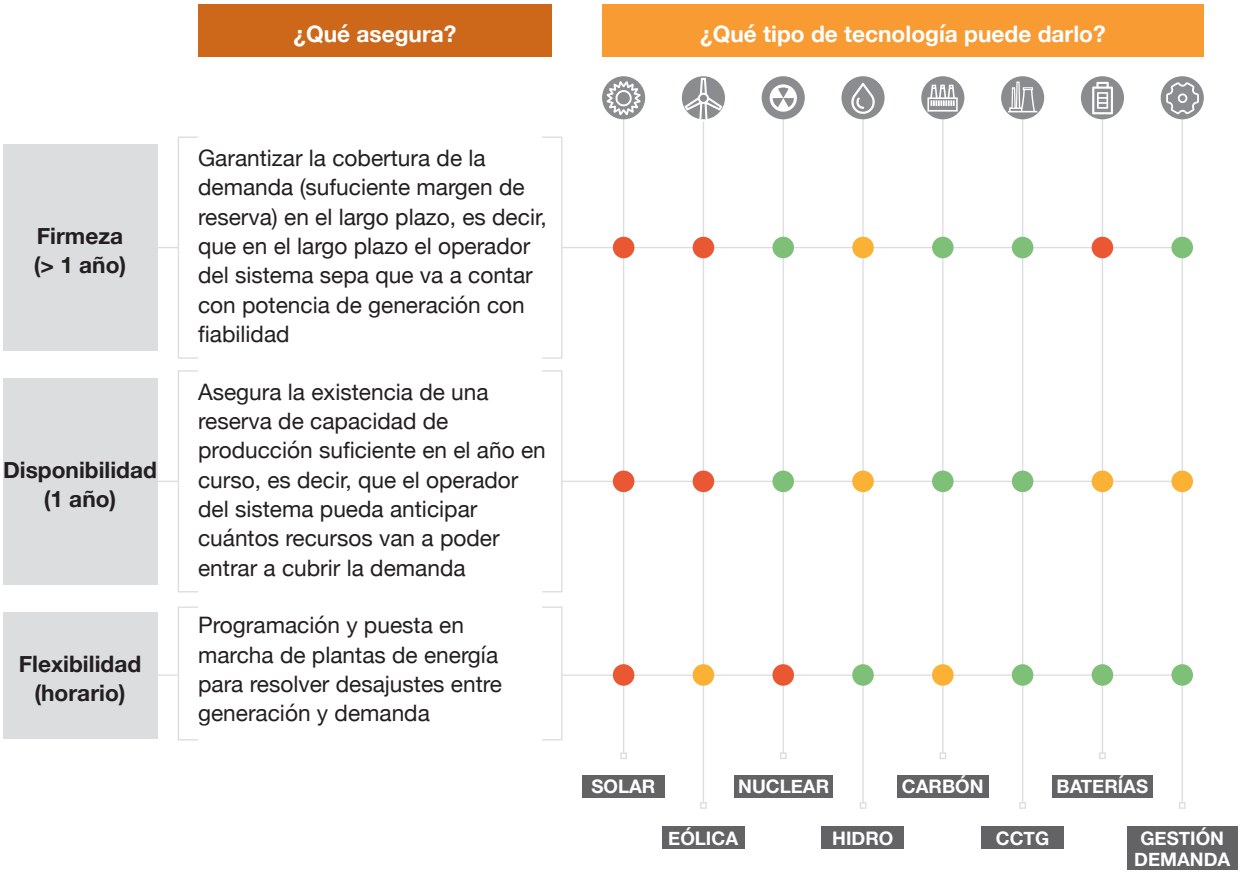
En primer lugar, existe la **opción de que sea la propia demanda la que contribuya a acomodar la energía renovable**, en lo que se conoce como gestión de la demanda. De esta forma, los consumidores o agregadores de **consumidores** menores **puedan modular de forma voluntaria su consumo e incluso, dejar de consumir ante situaciones de escasez de energía**, trasladando su consumo a otras horas y, a cambio, percibir un beneficio. Este puede venir del propio mercado, por menores precios a ciertas horas, o como un ingreso adicional por variar el consumo de forma puntual. Esta solución es **viable para pequeñas fluctuaciones de la generación, pero no sería viable como ajuste de las grandes rampas de potencia gestionable** que serán necesarias en el largo plazo para modular la entrada de la solar.

El uso de la gestión de la demanda es una solución alternativa a la que han recurrido a pasado algunos operadores del sistema eléctricos en situaciones de extrema criticidad de falta de suministro, en la que se llega a cortar de forma directa el suministro a determinados consumidores para equilibrar el sistema. Sin embargo, esto no es factible para economías maduras.

Por otro lado, actualmente están en **auge las tecnologías de almacenamiento**, que acumulan electricidad en horas de menor demanda para después liberarla al sistema en función de las necesidades del mismo. Entre estas se encuentran el bombeo y las baterías. **Estas tecnologías dependen de su nivel de carga**, ya sea embalse o batería, para entrar a liberar energía al sistema, pero cargadas **son capaces de operar de forma flexible, con la limitación de que su uso es temporal,** entre 4 y 8 horas en el caso de las baterías, hasta que se termina la carga.

Por tanto, el almacenamiento puede reducir las rampas de capacidad gestionable necesarias, sin embargo, para ser capaz de acomodar por si solo las rampas fotovoltaicas sería necesaria la instalación, solo en España, de más capacidad que la instalada actualmente a nivel global.

Componentes del servicio de respaldo
Fuente: Elaboración propia



El sistema debe tener un respaldo de generación capaz de ponerse a operar en cualquier momento, sin depender de recursos externos y de forma rápida y modulable

Adicionalmente, aunque el almacenamiento se presenta como una de las grandes alternativas como tecnología de transición, la capacidad de inversión es limitada, lo que ralentiza su desarrollo a gran escala. Aunque en los últimos 5 años ha caído el precio un 30% se espera que a 2030 caiga un 60% adicional y, por tanto, alcance la paridad de red.

Por último, la alternativa pasa porque existan en el sistema un conjunto de plantas de generación, con **suficiente potencia** para cubrir el suministro en momentos de máxima demanda y, a su vez, que éstas sean lo suficientemente **flexibles**, es decir, capaces de entrar a generar al sistema de forma rápida e incluso, frenar su operación ante un descenso del consumo para equilibrar el sistema.

Como se ha introducido anteriormente, las renovables (solar y eólica) no aportan ninguno de estos servicios, al no asegurar estar disponibles en todo momento y no poder flexibilizar su producción de forma rápida. La hidráulica sí que proporciona cierto nivel de firmeza y disponibilidad, en la medida en la que sus embalses tengan recurso hídrico almacenado, aunque depende de las precipitaciones, es decir, están sujetas a cierto riesgo. Por su parte la energía nuclear dota al sistema de una alta seguridad de suministro, si bien su arranque no es inmediato.

La tecnología térmica, especialmente los ciclos combinados de turbina de gas (CCTGs) es actualmente la que mejor presta el servicio de respaldo con un menor nivel de emisiones de gases efecto invernadero. En concreto, la mayor ventaja que ofrece esta tecnología es su capacidad de arrancar, regular o parar su operación de forma rápida para permitir acomodar la entrada de energía limpia.

A modo ilustrativo, cuando los CCTGs empezaron a operar en España estaban pensados para una operación anual de 5.000 - 6.000 horas con entre 10 y 20 arranques y sin embargo, con la entrada de las renovables intermitentes, en 2017 el CCTG medio realizó más de 200 arranques, que podrán llegar a los 400 en 2030. Además, **estos arranques/ paradas deberán ser cada vez más rápidos, para contrarrestar las fluctuaciones renovables, con arranques o rampas medias de 8.000 MW/h, siendo actualmente inusuales las rampas de más de 5.000 MW/h**.

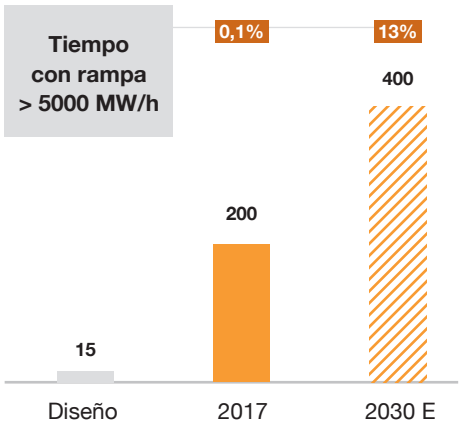
Es más, los reguladores y operadores del sistema eléctrico, en sus cálculos de cobertura de la demanda buscan que el sistema tenga suficiente potencia de respaldo (térmica, nuclear y, en algunos países hidroeléctrica) para cubrir la demanda en el momento de mayor consumo anual –demanda pico del sistema– incluyendo un margen de reserva adicional de entre el 10 y 15%. Es decir, **aun con la entrada de una enorme potencia renovable, los operadores buscan dimensionar el sistema como si en el momento de demanda pico pudiera no haber renovables disponibles. De esta forma, el sistema está dimensionado para ser seguro**.

Una última alternativa, también considerada como capacidad de respaldo, son las interconexiones. Aquellos países cuyo sistema eléctrico esté conectado con el de sus países vecinos tiene una salvaguarda adicional, ya que pueden importar electricidad en momentos de mayor riesgo de desabastecimiento, reduciendo las rampas para la generación gestionable. Sin embargo, esto no deja de crear dependencia de importaciones energéticas de otros países y, en ciertas situaciones pueden llegar a incrementar el valor de las rampas necesarias.

Por tanto, **la entrada de la renovable estará condicionada a la existencia de soluciones de integración** que flexibilicen su funcionamiento para acomodar al recurso renovable. **A día de hoy las tecnologías térmicas, ya existentes en el mix de generación, permiten dar estos servicios sin necesidad de mayor desarrollo. A futuro, la madurez tecnológica y el desarrollo a gran escala del almacenamiento podrán aportar mayor flexibilidad al sistema, y las soluciones de gestión de la demanda contribuirán a gestionar la fluctuante generación renovable**.

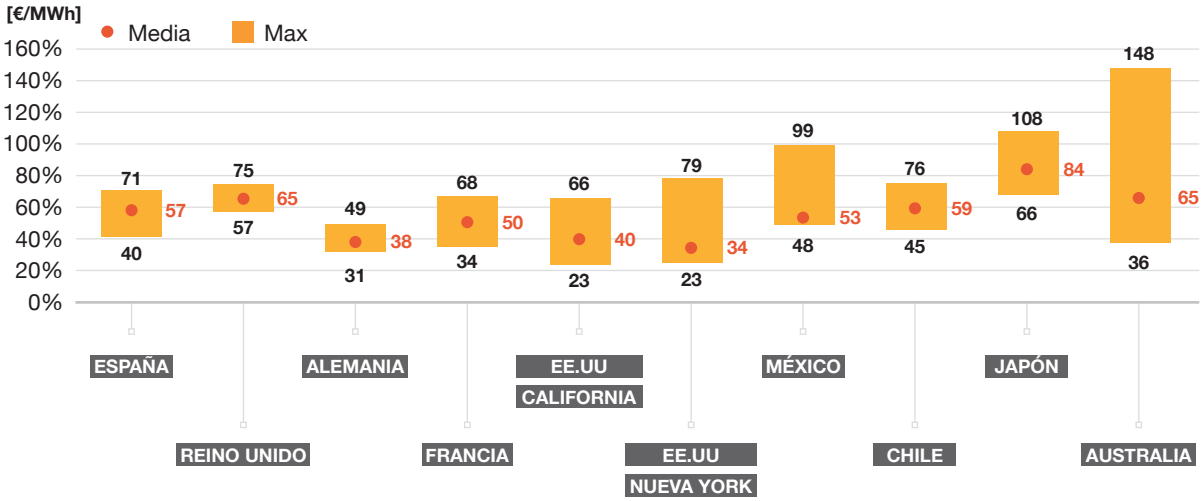
La intermitencia y menor gestionabilidad de las renovables también afecta notablemente a los precios de la energía. La fluctuación de la producción renovable hace que los precios del mercado eléctrico varíen más bruscamente, con lo que el aumento de la contribución de las renovables a la generación eléctrica lleva asociado un aumento de la volatilidad. De hecho, estas variaciones en la contribución horaria hacen que en algunos países se alcancen precios cercanos a cero o, incluso, negativos de forma puntual.

Nº arranques/año de los CCTGs
Fuente: REE y Análisis PwC



Acompañando a los aspectos técnicos, también surgen un conjunto de aspectos económicos en los mercados de energía

Precios máximos, mínimos y medios mensuales (2018)
Fuente: ESIOS, Ofgem, Agora, NYISO, CAISO, CENACE, AEMO, JEPX y Análisis PwC



En los países con *mix* mayoritariamente nuclear - térmico el precio es menos volátil, situándose en el nivel de coste variable de la tecnología térmica, mientras que **en los países con mucha renovable el precio tiende a presentar grandes variaciones a nivel mensual y anual.**

Los mercados están sufriendo una importante volatilidad, provocado por grandes variaciones en el precio a nivel diario, mensual y anual de aquellos países con mucha penetración de renovables. Por ejemplo, en el mercado NEM de la región de Victoria (Australia), el CAISO de California, NYISO de Nueva York o México el precio medio varió notablemente en 2018.

Esta incertidumbre en precios dificulta la operación de los agentes, por un lado, los generadores no tienen certidumbre en los ingresos anuales que percibirán y, por el contrario, los consumidores no pueden prever a cuánto va a ascender su factura eléctrica. Por otra parte, ante la horquilla de precios que se están dando, los promotores no visualizan unos precios estables a futuro, creando incertidumbre en la recuperación de la inversión, lo que frena el interés en apostar por estos proyectos.

Esta volatilidad puede llevar al sistema a que aparezcan puntas de precios en momentos de escasez de recurso y muy alta demanda, con precios extremos. Estos precios de escasez, sin embargo, **permiten recuperar en parte el coste fijo de la potencia de respaldo térmica** que, como se ha visto, opera cada vez menos horas, por lo que se ve beneficiada si en esas horas los precios son elevados.

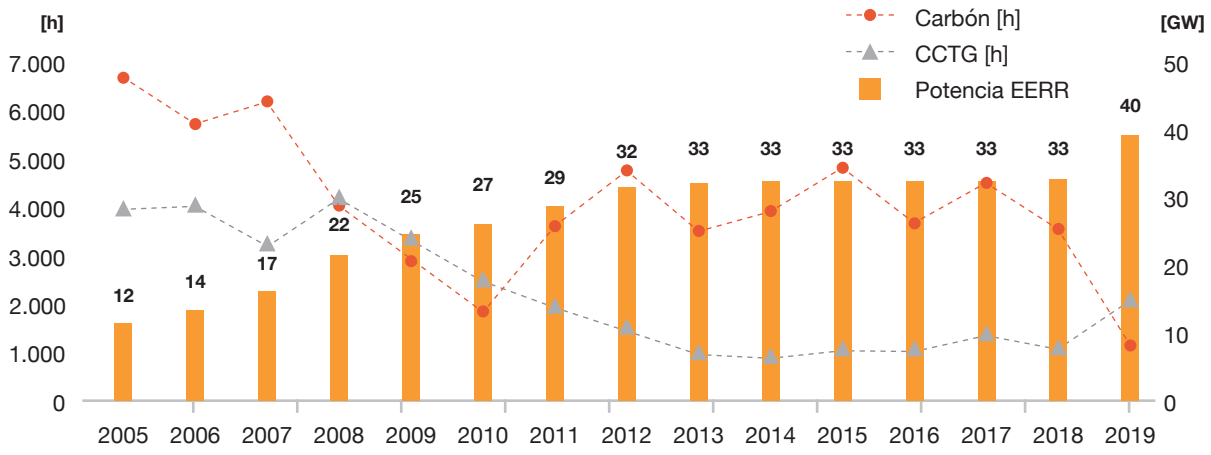
Sin embargo, en algunos países, como Australia o España se establecen límites de precios máximos y mínimos que, si bien evitan estos picos, dificultan la recuperación de costes de la capacidad de respaldo tradicional o del almacenamiento.

La eliminación de estos límites ayudaría a las tecnologías térmicas a recuperar sus costes y mejoraría la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento, aunque **puede desembocar en la aparición de precios de mercado negativos** que, como ejemplo, serían perjudiciales para grandes consumidores que tuvieran contratada electricidad limpia vía PPAs, **o por el contrario, precios de más de, por ejemplo, 1.000 €/MWh,** que tendrían que pagar los clientes, generando incertidumbre en las facturas eléctricas.

España representa un claro ejemplo de los retos de transición, con unos altos objetivos de penetración de renovables, que requiere inversión, y soluciones de integración de renovables

En el caso de España, se están dando todas las características anteriormente descritas de una forma notable dada la alta penetración de renovables experimentada en los últimos años. Solo en 2019 se añadieron 6,5 GW de nueva potencia renovable al parque de generación de electricidad, alcanzándose los 39,6 GW en 2019, excluyendo la hidroeléctrica, lo que representa un 38% de la potencia peninsular de 105 GW. La demanda pico del sistema eléctrico peninsular se situó en 2019 en 40,5 GW, siendo la potencia de respaldo (nuclear, térmica y cogeneración) de 46,6 GW. Es decir, actualmente España tiene sobrecapacidad de respaldo.

Evolución de la potencia renovable en España (peninsular) [GW] y funcionamiento de las tecnologías térmicas [horas]
Fuente: REE y Análisis PwC



Por ello, la creciente participación de la renovable en el mercado hace que la participación de la térmica haya caído drásticamente, y con ello sus ingresos. En estas circunstancias, las compañías ven difícil siquiera cubrir los costes fijos que supone tener estas plantas abiertas y listas para funcionar en caso de ser necesario, abocadas a un cierre anticipado por razones económicas.

A esto hay que añadir que, para dicho cierre anticipado, las plantas necesitan de la autorización del operador del sistema (Red Eléctrica de España), quien analiza el cierre por criterios de seguridad de suministro, considerando el impacto en el respaldo. De esta forma se puede dar el caso de una instalación en pérdidas económicas a la que no se le permite desconectarse del sistema y, sin embargo, no se le ofrece alternativa de viabilidad.

Por otro lado, el Gobierno ha desarrollado un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en el que indica la evolución deseada del sector energético en general, con marcadas directrices sobre cómo se espera que cambia el *mix* de generación.

La principal apuesta es el despliegue renovable, que deberá alcanzar el 74% de la generación en 2030. Para ello, en estos 10 años serán necesarios 45 GW adicionales. **La falta de señales de mercado a largo plazo por la previsible depresión del pool, la volatilidad o la competitividad** entre las propias renovables por entrar en la casación, sumado a la limitada interconexión o almacenamiento que permita absorber excedentes renovables cuando se produzcan, **están retrasando la necesaria inversión**.

El diseño de mercado tradicional debe evolucionar para solventar los retos de transición

Por otro lado, **el PNIEC incluye la salida de plantas de carbón y un calendario de cierre escalonado de la potencia nuclear, entre 2027 y 2035, lo que eliminará la sobrecapacidad.**

El Plan también espera el **desarrollo del almacenamiento en 6 GW**, en forma de nueva potencia de bombeo (3,5 GW) e instalación de baterías (2,5 GW) y plantea incentivar estos proyectos que permitan evitar vertidos de energía limpia. Esto último es un gran reto, dado que a nivel global actualmente hay apenas instalados 4 GW a gran escala.

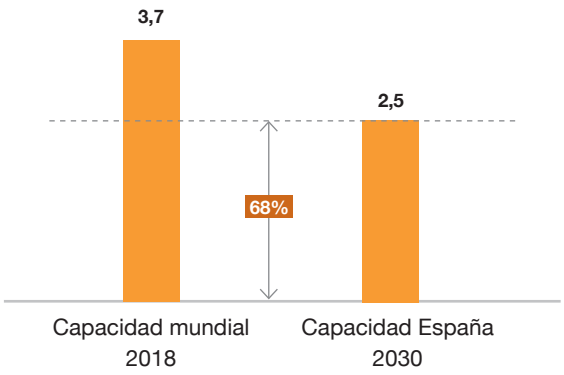
Adicionalmente, se quiere potenciar la interconexión, que actualmente apenas llega al 5% de la capacidad de generación instalada en el sistema, hasta un 15% a 2030.

En este escenario, a 2030 un **84% de la generación vendrá de tecnologías inframarginales, sin costes variables y/o de oportunidad, esto en un mercado que fue diseñado para la operación de tecnologías de costes variables, o marginalistas**.

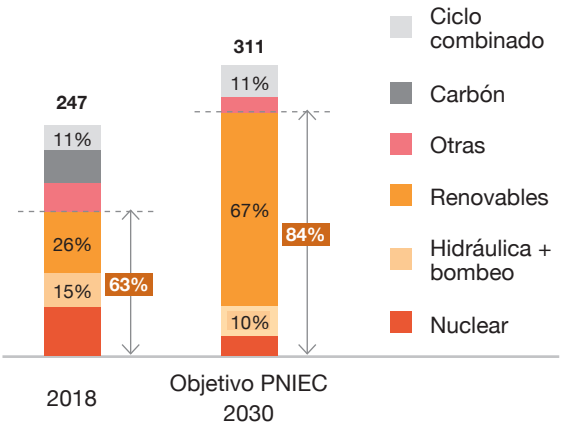
En este escenario, mientras se despliegan estas soluciones alternativas, si se adelantara el cierre de alguna planta térmica no planificada en el propio PNIEC, se podría derivar a una falta de potencia de respaldo poniendo en riesgo el suministro. Por ello, **el propio plan matiza que es imprescindible disponer de medios firmes y flexibles en el horizonte 2030, para lo que es necesario mantener toda la potencia de la tecnología de ciclos combinados de gas.**

Por tanto, el sistema debe buscar fórmulas de atraer la inversión en renovables y en soluciones de respaldo como salvaguarda del suministro y habilitador de las renovables. De esta forma, **el inversor en renovables debe ver en el mercado estabilidad en los precios que garantice la rentabilidad y los gestores de los ciclos combinados deben ver un entorno en el cual puedan ser viables económicamente, de forma que estén incentivados a seguir operando.**

Capacidad baterías global vs. PNIEC [GW]
Fuente: IEA y Análisis PwC



Evolución mix de generación [TWh]
Fuente: REE, PNIEC y Análisis PwC



Estas tendencias globales se han derivado en un conjunto de problemáticas para la planificación y diseño del parque de generación, en función siempre de cómo se proyecte que va a evolucionar el consumo.

De forma resumida, para que se solventen los grandes retos de esta transición se deben abordar dos grandes áreas:

- **Generar señales de precio estables** para las renovables, de forma que exista interés por parte de los promotores en desarrollar nuevos proyectos, que permitan a su vez a los estados cumplir con las metas energéticas con las que se han comprometido.
- **Incentivar soluciones de respaldo para garantizar integración de renovables de forma eficiente y asegurando la seguridad de suministro**. Para ello, **se debe remunerar el valor del respaldo,** para así promover el mayor desarrollo de las soluciones que mejoren la capacidad de gestión de las renovables, como la gestión de la demanda o el almacenamiento y, por otro lado, se garantice la permanencia en el sistema de aquellas plantas con capacidad de asegurar el suministro.

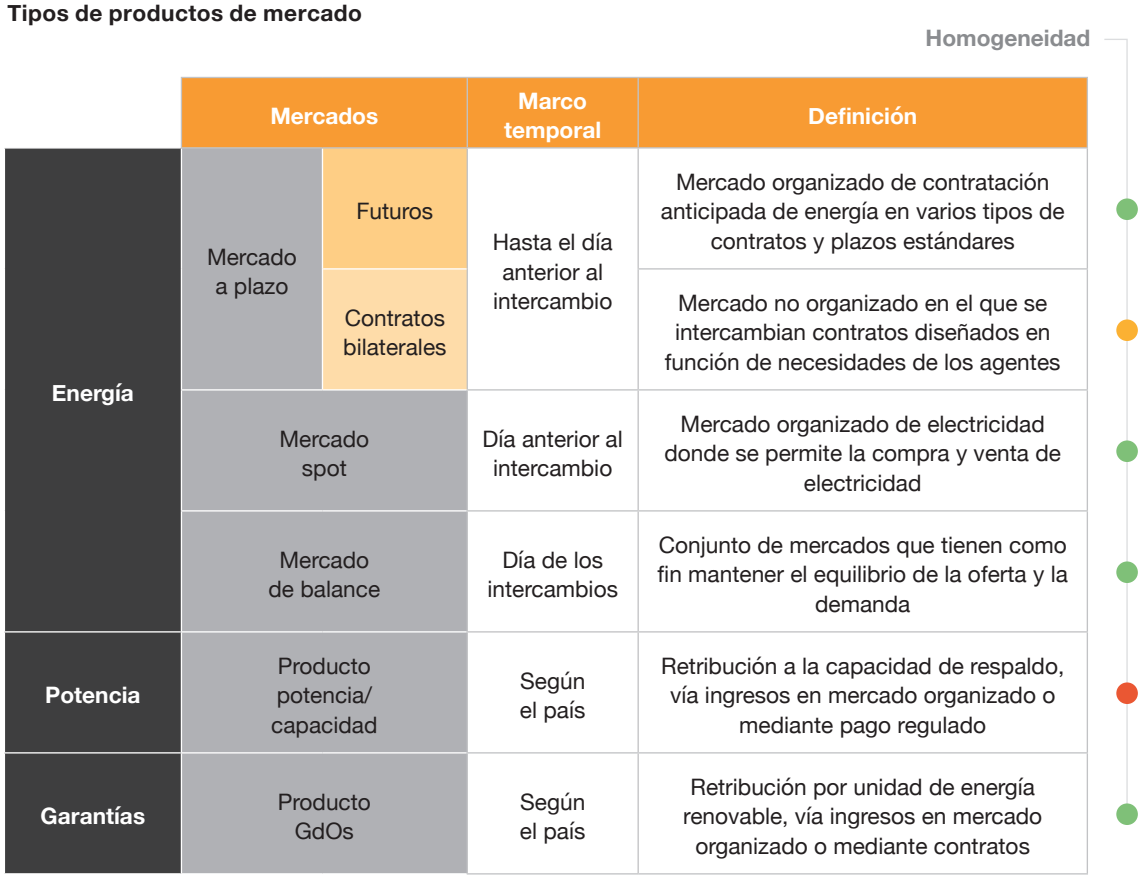
Existe, en esta línea, la necesidad de que los mercados evolucionen hacia la nueva realidad del sector con un alto nivel de integración de renovables, permitiendo que todos los agentes perciban seguridad en sus inversiones y se retribuyan todos los servicios necesarios para la operación de los sistemas eléctricos.

2

Deficiencias de los mercados de sólo energía

La mayoría de los países tienen un mercado de energía diario de tipo marginalista, donde todas las tecnologías perciben el mismo precio horario de casación de mercado

Tipos de productos de mercado



De forma general, los mercados eléctricos de los distintos países pueden tener los siguientes productos o mercados: energía, potencia o certificados de garantía de origen renovable. Todos los países tienen varios mercados de negociación de energía, la mayoría también comercializa productos de energía limpia y, algunos adicionalmente retribuyen la potencia firme.

Por tanto, el funcionamiento del sistema eléctrico de los países se basa en un conjunto de mercados en los que se realiza la compra - venta de electricidad y otros elementos asociados a la misma. En lo que se refiere a energía, es común ver tres tipos de mercados: mercado a plazo o de futuros, diario o *day-ahead* y de corto plazo o de balance.

La principal diferencia de estos mercados incide en el marco temporal en que se realizan las negociaciones de energía, así, por ejemplo, en los mercados a plazo, los agentes intercambian contratos con períodos de entrega de distinta duración (anual, trimestral, mensual, etc.) teniendo lugar las transacciones días, semanas o incluso años antes de que la energía sea generada y consumida. En el caso de los mercados diarios, los agentes negocian la energía para cada una de las horas del día, un día antes de que la energía sea generada y consumida. Y, por último, los mercados o servicios de corto plazo tienen lugar entre unas horas hasta unos pocos minutos antes de la generación y consumo. Este mercado dota de estabilidad, seguridad y calidad de suministro al Sistema, manteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda.

Respecto al mercado de futuros y de balance, existe diversidad en su articulación en cada territorio, existiendo distintos modelos o mercados, sin embargo, **el mercado *day-ahead* es el más generalizado y homogéneo, con un alto volumen de energía negociado en el mismo**. En este mercado, los generadores, *traders* u otros intermediarios presentan ofertas de venta, formando la curva de oferta, en la que se muestra la cantidad de energía que están dispuestos a vender a partir de un cierto precio mínimo. Mientras que los compradores presentan ofertas de compra al operador de mercado para cada hora del día siguiente, dando lugar a la curva de demanda. A partir del cruce de las curvas de oferta y demanda se casan las tecnologías que participarán cada hora del día siguiente y se establece el precio del mercado.

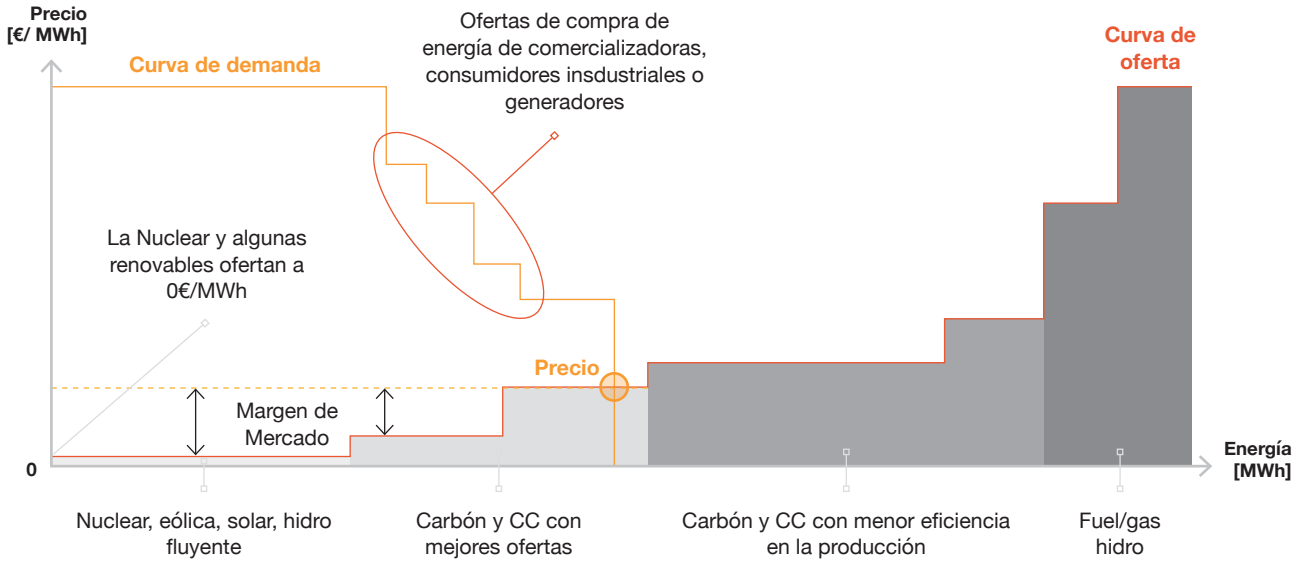
Existen dos modelos de mercados diarios en función de cómo se forma el precio: el modelo de mercado diario *pay as bid,* en el que cada generador recibe el precio que ha ofertado **y el marginalista o *spot*, en el que todos los generadores reciben un mismo precio, precio horario o de *pool*. Este último es el modelo de casación más extendido** y, de hecho, lo muestran todos los mercados analizados en el presente estudio.

En el modelo marginalista las ofertas que hacen las plantas de generación dependen de las restricciones de generación (técnicas y de mantenimiento), del coste de generación y del coste de oportunidad, es decir, los ingresos a los que renunciaría la central por el hecho de producir y los costes en los que evitaría incurrir por el hecho de no producir (coste de arranque de la central, coste variable de operación y mantenimiento asociado a la producción, etc.). Es decir, las plantas ofertan en función **de sus costes variables, sin incluir el coste de inversión.**

Como consecuencia, **las tecnologías con altos costes fijos y bajo coste variable son las primeras que entran en la casación, haciendo que en los primeros tramos de la curva entren las tecnologías inframarginales** (nuclear y renovables), que rentabilizan la inversión a través del margen de mercado (diferencia entre el precio de pool y los costes variables incurrido). Por el contrario, las tecnologías hidroeléctricas y térmicas, ascienden en la curva, al tener un alto coste de oportunidad y/o variable, entrando a generar solo cuando las anteriores no son suficientes para cubrir la demanda, en lo que se denomina “hueco térmico”. Estas son las que marcan o marginan el precio de mercado.

Por tanto, las energías renovables, de alto coste de inversión, pero mínimo coste variable (ej. Impuestos), ofertan al mercado eléctrico a precios prácticamente nulos, ya que a diferencia de las térmicas o las hidroeléctricas, no tienen opción de reservar sus combustibles como son el sol o el viento, para producir en otro momento.

Estructura del mercado marginalista



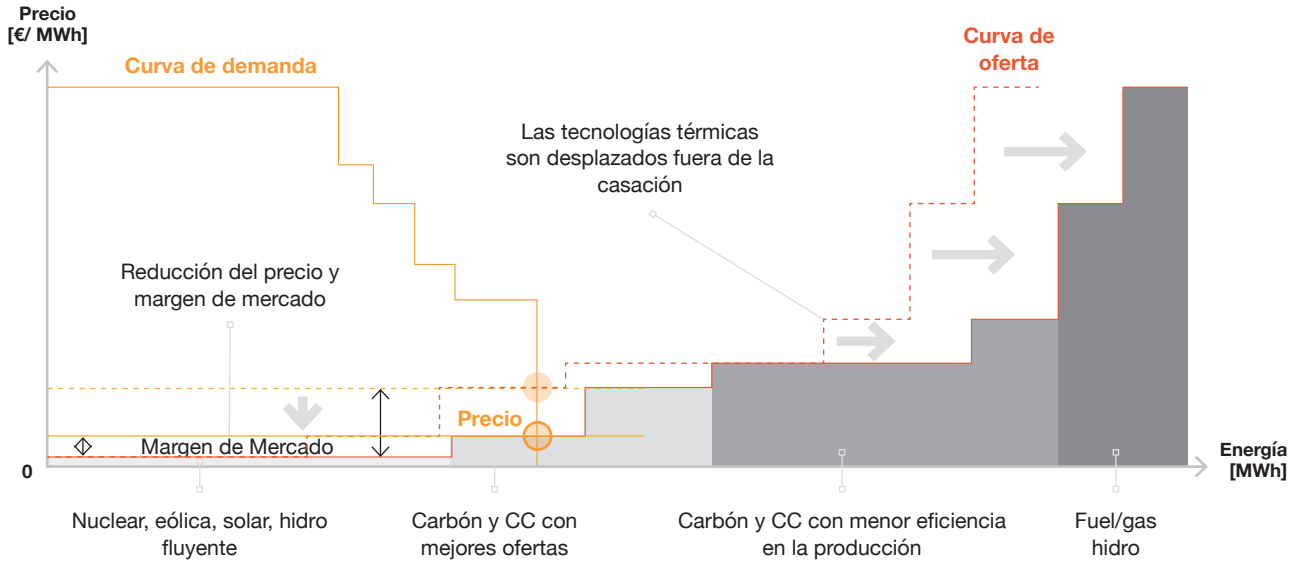
El modelo de mercado marginalista, basado únicamente en la retribución a la energía era eficiente en el pasado, pero introduce distorsiones en el contexto de transición energética

Este modelo de mercado funcionaba correctamente con un mix de generación basado principalmente en tecnologías con costes variables, ya que fomentaba la eficiencia en costes de las plantas, que buscaban la optimización de su producción para lograr entrar en la casación. Esto, en un modelo en cual todas las plantas reciben el precio del pool, lograba reducir el coste final de la electricidad.

Sin embargo, en el contexto de mercado actual, con entrada masiva de tecnologías renovables inframarginales, este sistema, el modelo marginalista genera distorsiones para los agentes, que derivan en incertidumbre y problemas de viabilidad para los agentes.

Por un lado, aunque a priori las tecnologías renovables se vean beneficiados de este modelo, ya que facilita su participación debido a su bajo coste marginal, **cuanto mayor es la participación de renovables en el *mix* energético menor será el margen de mercado para rentabilizar la inversión**. Es decir, cuanta más renovable entre a participar en el mercado, menores precios resultarán en el mercado, con lo que el beneficio de las renovables disminuirá y, con ello, su rentabilidad. A esto añadir que la tecnología renovable funcionará en los mismos momentos, toda la solar durante horas diurnas, por lo que, además, se puede dar el caso de que estas tecnologías generen solo en horas con precios cercanos a cero, produciéndose la canibalización de los ingresos entre las instalaciones. En resumen, la tendencia de depresión del precio medio anual del *pool* genera desinterés en los inversores en la instalación de nueva potencia renovable, al no tener la visión de una senda de precios estable que garantice la rentabilidad.

Efecto entrada masiva de renovables en el mercado marginalista



Por su parte, **las tecnologías térmicas e hidroeléctricas verán cómo se reduce el hueco térmico y, por tanto, su posibilidad de entrar en funcionamiento**. Esto está empezando a ocasionar que los bajos niveles de operación de estas tecnologías caigan por debajo de los niveles mínimos de rentabilidad, de forma proporcional a la entrada de renovables, especialmente las tecnologías térmicas.

Esta situación puede provocar el cierre anticipado de estas tecnologías y reducir la inversión en nueva potencia de respaldo, poniendo en riesgo la propia seguridad del suministro.

Por parte del **almacenamiento**, la tendencia general de depresión de precios hará que no se generen **suficientes diferencias horarias de precios** bajos (carga de batería / embalse) y altas (descarga) tales **que les permitan recuperar sus costes de inversión**.

En resumen, **con el diseño del mercado marginalista, basado únicamente en la retribución a la energía, no se cumplirán los objetivos marcados a nivel país para lograr un sistema eléctrico descarbonizado**, ya que por sí solo, no atrae la inversión para la nueva capacidad renovable que permita una generación más limpia, no promueve el desarrollo de soluciones de respaldo, como el almacenamiento o la gestión de la demanda, ni asegura la permanencia o mayor desarrollo de la capacidad de respaldo, imprescindible para acompañar el despliegue masivo de renovables de forma segura para el sistema.

Estas distorsiones irán en aumento según se acople más energía renovable al sistema ya **que el mercado estaba diseñado para competir en costes variables, no para competir en costes fijos que es lo que son las renovables**.

Por esta razón, dado que debe existir respaldo en el sistema para momentos en los que sea necesaria para cubrir la demanda de forma flexible, **los Estados que quieran tener un sistema seguro, económicamente viable y sostenible desde el punto de vista medioambiental deben disponer de elementos mercado que permitan a las soluciones de respaldo rentabilizar su inversión**. En lo que se refiere a la flexibilidad, la operación en los mercados a corto plazo o de balance permiten capturar ingresos por aportar electricidad o reducir la producción de forma rápida para corregir desvíos.

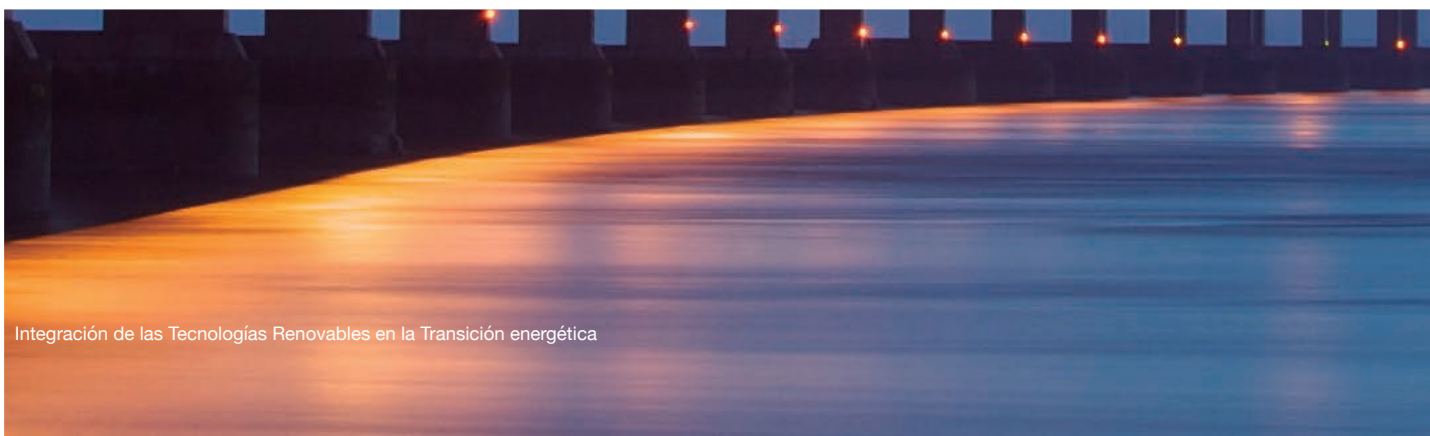
Respecto a la potencia, **a lo largo de los años, han ido apareciendo distintos modelos orientados a retribuir no solo la energía, sino también la potencia, en aquellos países** conscientes de la problemática que puede suponer no atraer la inversión en estas tecnologías ni garantizar su permanencia en el sistema, es decir, aquellos **que reconocen el valor del respaldo para el sistema y que, por tanto, lo retribuyen consecuentemente.**

	Mercado	¿Qué remunera?
Firmeza *(> 1 año)*	En algunos países existen Mercados adicionales de **CAPACIDAD/POTENCIA**	Algunos países buscan atraer la inversión para la **puesta en marcha de nueva capacidad de respaldo**, cuando ven que a futuro su parque de generación va a necesitar esta capacidad por las previsiones de demanda
Disponibilidad *(1 año)*		
Flexibilidad *(horario)*	Prácticamente todos los países tienen Mercados adicionales de Energía **Mercados de Balance**	Los agentes pueden percibir ingresos adicionales al mercado spot con la participación en las mercados de balance / **servicios de ajuste**, en los que se negocia ENERGÍA que pueda equilibrar la demanda y generación en tiempo casi real

3

Estudio de tendencias en los mercados de referencia, mejores prácticas y lecciones aprendidas

A nivel internacional se están fomentando mecanismos para asegurar la seguridad de suministro, basados en la venta del producto “capacidad o potencia”



Por tanto, en el contexto de Transición actual y con las distorsiones que están generando las nuevas dinámicas de mercado, la producción de energía eléctrica ha dejado de ser el único fin del sector, ahora existen además objetivos de energía limpia y la potencia de respaldo no está asegurada. En esta línea, **los reguladores han ido introduciendo en ciertos momentos elementos de apoyo** en aras de conseguir alcanzar el equilibrio en seguridad de suministro, viabilidad económica y sostenibilidad ambiental, **reconociendo económicamente el valor de dos productos no relacionados con la pura energía: la energía limpia, mediante "certificados de energía verde" y el servicio de respaldo, a través del producto "capacidad o potencia"**.

La articulación de estos mecanismos de apoyo se puede realizar de dos formas. Por un lado, más directo, estableciendo pagos a determinadas soluciones de integración por el lado de la oferta, bien tecnologías o plantas específicas o bien por un sistema de asignación competitivo, vía subastas. Por otro lado, se puede crear un producto de mercado, asociado al servicio que se quiera fomentar, obligando a ciertos agentes a adquirir dicho producto. En el primer caso, el coste se financia a través de los costes del sistema mientras que, en el segundo, al costearlo las comercializadoras llega al consumidor a través del propio coste del suministro.

Tipos de mecanismos de remuneración de los productos capacidad y certificados verdes

	Incentivo a la oferta	Obligación a la demanda
¿En qué consiste?	**Remuneración adicional**/ complementaria a los ingresos del mercado de energía que un generador recibe en el mercado mayorista	**Remuneración** independiente a los ingresos del mercado de energía que un generador recibe **por la venta de un producto distinto de energía**
¿Cómo se articula?	Se **suelen asignar vía subastas**, o bien mediante pagos regulados a las tecnologías que cumplen los requisitos que establece el operador del sistema/regulador.	Se crea sobre la demanda (comercializadoras, grandes consumidores) **una obligación de adquirir un producto**, que pueden negociarse vía contratos bilaterales con un generador, en mercados organizados o ambas.
¿Cómo se financia?	Se suelen financiar a través de los **costes del sistema** (vía peajes o coste equivalente que se repercute al consumidor).	**Se financia a través de los sujetos obligados (grandes consumidores, comercializadoras o entidades responsables de carga)**, si bien se repercute al consumidor.

Históricamente han sido las renovables las tecnologías que más apoyo han recibido, principalmente por su falta de competitividad en costes, en el pasado, frente a las tecnologías tradicionales.

Las *feed-in-tariff* en Reino Unido o Japón, los certificados de energía verde de México o la retribución a la inversión y operación en España son algunos ejemplos de cómo se ha buscado promocionar estas inversiones asegurando la recuperación de la inversión y la rentabilidad de sus promotores. Actualmente, prácticamente la totalidad de los países estudiados siguen incentivando las renovables, generalmente mediante un sistema de certificados de energía limpia y, adicionalmente, en algunos se establece un sistema de subastas para adjudicar el desarrollo de potencia renovable con ciertos incentivos, es decir, el esquema de incentivación a las renovables ha evolucionado hacía mecanismos en los que exista competencia entre agentes, de tal forma que los más competitivos resulten beneficiados y ya solo las pequeñas instalaciones perciben incentivos directos en algunos países.

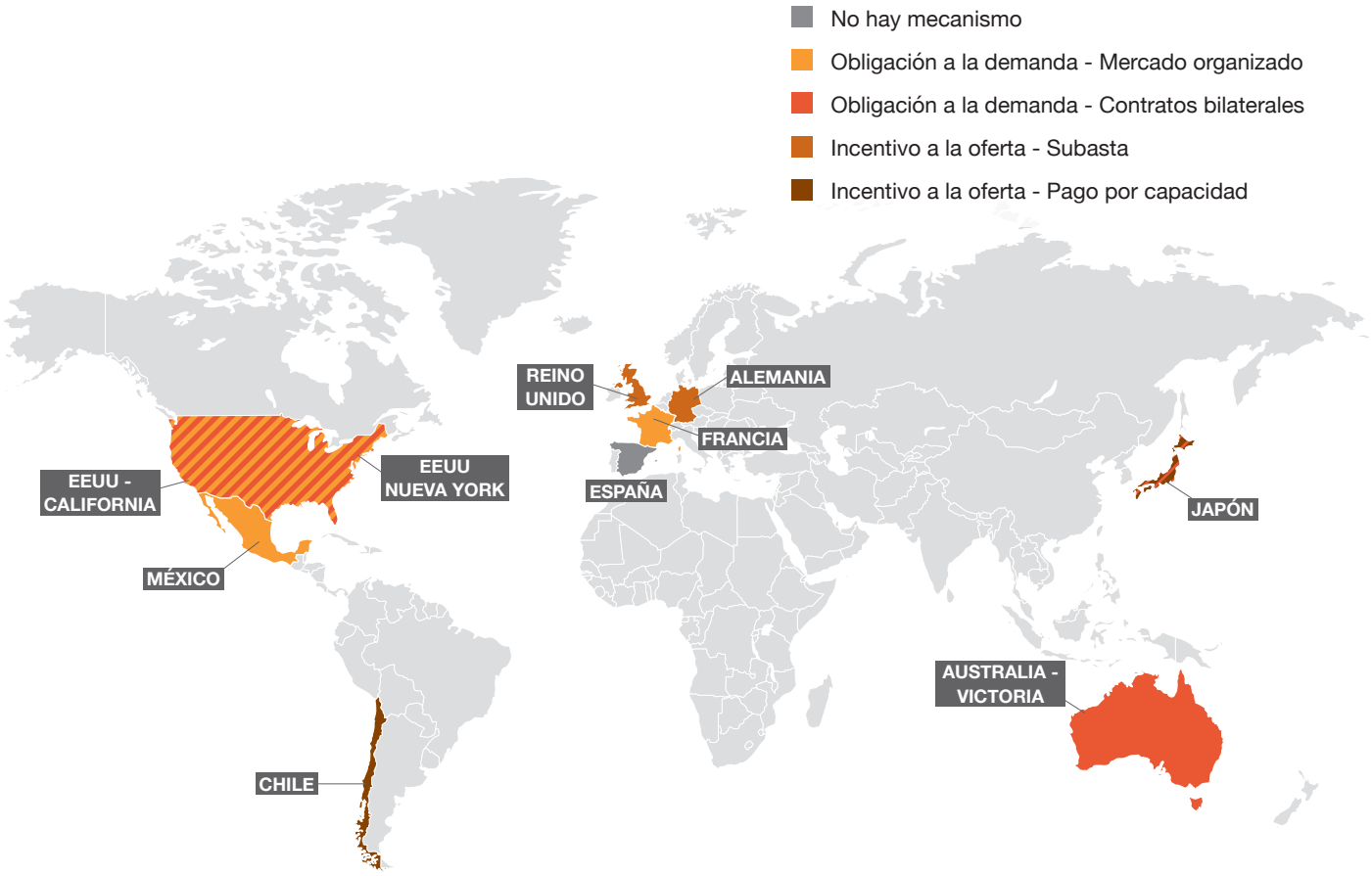
En esta línea, existe cierto paralelismo con la retribución a la capacidad de respaldo. De esta forma, varios estados han ido creando modelos de retribución adicionales al mercado de energía para atraer la inversión a las tecnologías de generación tradicionales, especialmente de carácter térmico. En estos casos, el desarrollo de apoyos regulatorios estaba justificado por la falta de generación en un determinado país que, considerando sus recursos disponibles, sus problemas de suministro y la evolución de la demanda vieron la necesidad de aumentar su parque de generación y, para ello, crearon estos mecanismos para dar seguridad a los inversores. Por tanto, **la justificación de estos mecanismos o mercados de capacidad se fundamenta en la necesidad de garantizar que se cumplan las condiciones de fiabilidad del sistema**.

Como ejemplo, en California, tras la crisis eléctrica del año 2000, comenzó un proceso de evolución de su mercado eléctrico, incluyendo aspectos como la liberalización de actividades o la creación, en 2005, del Programa de Adecuación del Recurso *(Resource Adequacy Program),* dentro del cual se establecieron tres sistemas de retribución a la capacidad de respaldo. Por su parte, en México, tras la reforma del mercado eléctrico se vio especial necesidad en atraer la inversión privada para el desarrollo del parque de generación, creándose un mercado de capacidad que generase mayor certidumbre a la misma. Uno de los últimos países que se encuentra ante el diseño de este tipo de mecanismos es Japón que está en plena reforma de su mercado, siendo el desarrollo de un mercado de capacidad uno de los ejes de su reforma.

El desarrollo e implementación del tipo de mecanismo/mercado de capacidad **ha respondido a las particularidades de cada región y a los modelos que, a su vez, le hayan servido de influencia**. De forma general, los mecanismos más maduros se dan en Estados Unidos, que los han ido adaptando ligeramente, pero mantienen los mismos fundamentales desde los 2000s. México se sirvió de estos modelos para desarrollar el suyo, mientras que Chile implementó un sistema propio, similar a otros mercados sudamericanos.

Ante las casuísticas de cada territorio han ido apareciendo distintos modelos de mercados o mecanismos de capacidad, que se han ido o se están actualmente introduciendo de una forma u otra en los mercados liberalizados de todo el mundo

Tipos de retribución a la capacidad de respaldo fuera del mercado de energía



Por su parte, en la Unión Europea existen unas normas comunes que se han de respetar, pero dentro de la misma han surgido modelos radicalmente distintos, tanto como incentivos a la generación como obligaciones a la demanda. Por último, los mecanismos de la región Asia-Pacífico están en pleno desarrollo, con mucha influencia del mundo anglosajón.

Como pasa con los mecanismos de apoyo a las renovables, algunos países retribuyen de forma directa a la generación, bien con asignación directa (Chile) o mediante subastas (Reino Unido, Alemania, Japón a futuro), o creando la obligación sobre la demanda de adquirir su potencia de respaldo correspondiente, tanto de forma bilateral (California, Victoria) y/o a través de un mercado organizado (Nueva York, Francia, México).

Mecanismos articulados como obligaciones a la demanda

De cara a reconocer el valor de la capacidad de respaldo al sistema, **son varios los países en los que se ha creado un "producto de potencia firme" por el que se exige a los agentes por el lado de la demanda a adquirirlo**, ya sean grandes consumidores, comercializadoras, *traders* u otros intermediarios. De esta forma, estos agentes no solo buscan adquirir la electricidad (energía) necesaria para cubrir su propio suministro o el de sus clientes, sino que, además, deben garantizar su contribución a asegurar el respaldo en el momento de máxima demanda.

Estos modelos surgieron inicialmente como atracción a la inversión, ya que los promotores de instalaciones de generación pueden desarrollar sus proyectos contando con una fuente de ingresos adicional a la propia generación. Así, en California - CAISO se creó el *Resource Adequacy* (RA) *Program* tras los problemas de suministro que se dieron a principios de la década del 2000, ante la falta de parque de generación. De igual forma en Nueva York - NYISO se estableció el Mercado de Capacidad Instalada en 2003 para aumentar el mix eléctrico, como fue el caso de México tras la reforma del mercado de 2013, en la que se identificó la necesidad de instalar nuevas plantas, tanto renovables como térmicas. **De la misma forma, este modelo de mecanismo de capacidad se ha impulsado recientemente derivado de la**

problemática de la Transición Energética, por el aumento de generación renovable y su impacto en la viabilidad del respaldo, **como es el caso de Francia en 2017**. Igualmente, la región australiana de Victoria, que acaba de instaurar este mecanismo en julio de 2019 persigue los dos objetivos, atraer la inversión y garantizar la permanencia de las plantas que dotan de respaldo al sistema en un contexto con mayor volumen de renovables.

El racional de este modelo se basa en que la punta de demanda la producen todos los agentes proporcionalmente a su consumo por lo que éstos deben adquirir a los productores con potencia firme un volumen suficiente de este producto, es decir, **el consumo se hace responsable de asegurar la existencia en el sistema de capacidad de respaldo** y consecuentemente, de la viabilidad económica de estas plantas.

Por tanto, **los vendedores del producto potencia son los propietarios de la capacidad de respaldo** y los compradores los agentes por el lado del consumo. Por último, un organismo independiente, que suele ser el regulador del mercado, determina tanto el volumen disponible de venta de los primeros como la obligación de compra de los segundos, y los plazos temporales de dichas necesidades de potencia:

- **En California – CAISO**, los agentes por el lado del consumo deben demostrar haber adquirido suficiente capacidad de respaldo (que denominan *Net Qualifying Capacity*,) para cubrir su contribución a la punta de demanda en tres bloques: en los meses de verano, especialmente crítico en el estado, en su zona concreta de operación y, un requisito de cumplimiento de demanda flexible. Esto permite la participación en el mecanismo de soluciones de almacenamiento o gestión de la demanda de forma adicional a los agentes de generación.

- **En Nueva York – NYISO, la adquisición de capacidad se organiza** en "periodos de capacidad" de seis meses, correspondientes con la temporada de verano e invierno. Los agentes del consumo deben demostrar que tiene suficiente capacidad contratada para cubrir su demanda pico en cada mes. Por su parte, los generadores **pueden vender su máxima capacidad disponible, previa acreditación** del regulador en función de unos criterios de cálculo que varían en función de la tecnología y los datos operacionales.

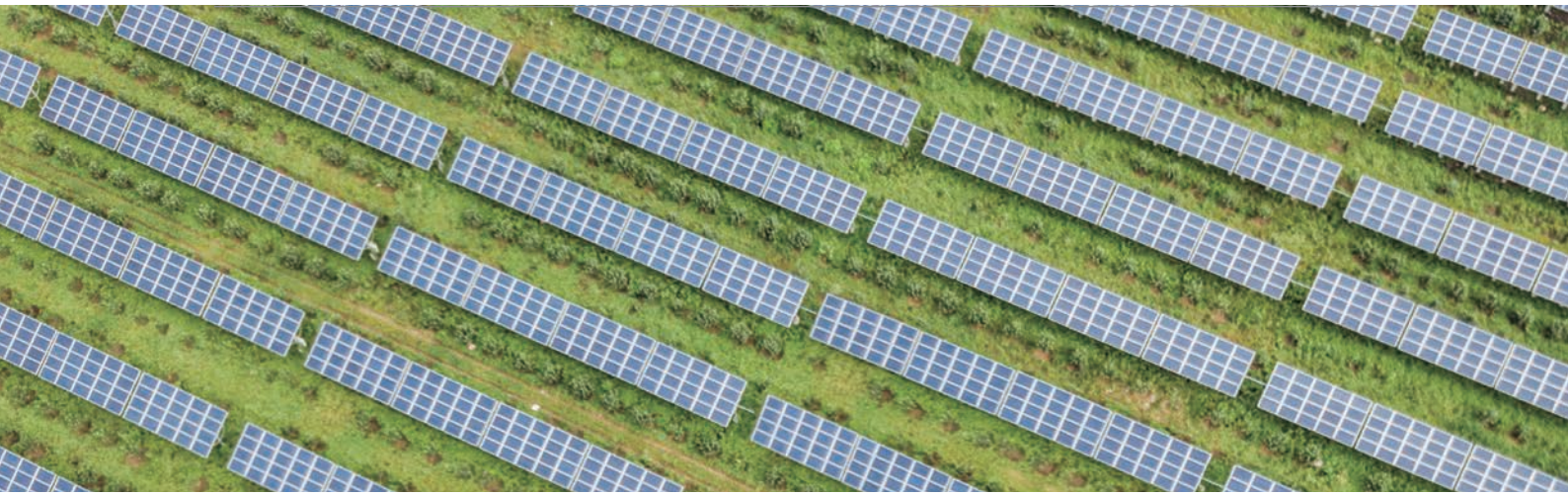
- **En México se debe demostrar la adquisición de capacidad de forma anual, por año de producción**. En este caso, tanto **la Potencia Anual Acreditada que cada generador puede vender** y el requisito Anual de Potencial que **cada agente de consumo debe adquirir** se determina **en función de las 100 horas críticas del sistema**, esto es, las cien horas anuales con mayor demanda. De este modo, cada generador determinará su respaldo en función de cómo ha contribuido a asegurar el suministro esas horas y, de igual modo, los consumidores habrán de cumplir con su demanda en esos momentos de mayor estrés para el sistema, lo que incentiva a la demanda a no consumir en horas punta.

- **En Australia - NEM**, a diferencia de los mercados americanos, **la obligación de adquirir potencia firme solo se activa si el Operador** del Mercado Energético de Australia (AEMO) **identifica una brecha de respaldo a tres años vista** en la región, con lo que notifica al Regulador de Energía de Australia (AER) para activar la **obligación de "confiabilidad del minorista"** (RRO, por sus siglas en inglés). En este caso, comercializadoras y grandes consumidores deben cubrir su parte de la demanda máxima esperada del sistema. En esta línea, ya se ha anunciado que el mecanismo se aplicará en los primeros trimestres de 2022 y 2023.

- Por último, **Francia** es el único país europeo que ha optado por un mercado de capacidad. En este, **el regulador, RTE, reparte "certificados de capacidad" a plantas de generación, gestión de la demanda o almacenamiento. Las comercializadoras los adquieren en función del consumo de sus clientes**. Durante el año de entrega, RTE indica los días pico durante los cuales las comercializadoras deben cumplir sus respectivos compromisos. Después del año de entrega, RTE notifica a los proveedores su nivel final de obligación y calcula la disponibilidad real de capacidad. Las desviaciones dan lugar a liquidaciones financieras.

Comparativa mecanismos de obligación a la demanda

	EE.UU CALIFORNIA	EE.UU NUEVA YORK	FRANCIA	MÉXICO	AUSTRALIA VICTORIA
Retos país / región	Penetración de renovables del **60% de generación eléctrica a 2030** (+ 11 GW)	Presentación de renovables del **50% de generación eléctrica a 2030** (+ 25 GW) Necesidad de instalar potencia térmica/ almacenamiento	**Objetivo** de penetración de renovables es de un **32% en energía final a 2030**. (+ 88 GW de potencia renovable)	Penetración de renovables del **43% generación eléctrica a 2030** (+ 35 GW) Necesidad de 21 GW de tecnologías convencionales	Objetivo de penetración de renovables es de un **50% generación eléctrica a 2030** (+ 10 GW)
Mecanismo	Programa de adecuación de fiabilidad	**Mercado de capacidad instalada**	Mercado de capacidad	**Mercado de balance de potencia**	**Obligación de confiabilidad del minorista** (RRO)
Articulación	**Contratos bilaterales**	**Contratos bilaterales y Mercado organizado**	**Contratos bilaterales y Mercado organizado**	**Contratos bilaterales y Mercado organizado**	**Contratos bilaterales**
¿Quién vende potencia?	**Plantas** certificadas por el regulador en función de su potencia firme neta	**Plantas certificadas** por el regulador en función de su máxima potencia firme neta	**Plantas certificadas por el regulador**	**Plantas de generación con respaldpo en 100 h críticas**	**Plantas certificadas**
Sujetos obligados	**Utilities, entidades responsables de carga**	**Utilities, entidades responsables de carga**	**Comercializadoras**	**Comercializadoras, grandes consumidores**	**Comercializadoras, grandes consumidores**
Funcionamiento	**Desde 2005**	**Desde 2003**	**Desde 2017**	**Desde 2015**	**Desde julio 2019**



En estos modelos existen **dos formas de articular la obligación a la demanda. Por un lado, se puede habilitar a todos los agentes de mercado a realizar contratación bilateral** de la potencia, llegando a acuerdos entre las partes por la duración y precios que consideren. En esta línea, todos los países estudiados permiten este tipo de contratación.

Por otro lado, otros países o regiones **han desarrollado adicionalmente un mercado organizado para el intercambio**. En el mercado del estado de Nueva York, NYISO, se creó el Mercado de Capacidad Instalada (ICAP), al que acuden los agentes a adquirir el producto, siendo similar el Mercado de Capacidad de Francia. En el caso de México, el grueso de la contratación de potencia se realiza bilateralmente entre agentes, pero existe un Mercado de Balance de Potencia. La frecuencia o producto de estos tres mercados también refleja diferencias:

- **Nueva York – NYISO: Este mercado organizado se articula en tres subastas por cada periodo de seis meses,** una que cubre el siguiente periodo, otra mensual forward para todos los meses del periodo en curso y una última, ya para el propio mes. De esta forma, tanto generadores como entidades por el lado de la demanda ajustan su posición en términos de venta y cumplimiento de los requisitos.

- **México: El modelo está pensado para que se negocie vía bilaterales, y el mercado se organiza una única vez al año, una vez cerrado el mismo, para que los agentes ajusten su posición**, es decir, vendan o compren su déficit o excedente de potencia, según aplique. Este mercado lo organiza el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

- **Francia:** El mercado de potencia tiene **sesiones trimestrales en EPEX con distintos años de entrega**, en las que los agentes negocian las cantidades que consideren, para satisfacer sus obligaciones anuales de potencia.

Característica de los Mercados de Capacidad

	EE.UU NUEVA YORK	FRANCIA	MÉXICO
Mercado	**Mercado de capacidad instalada**	**Mercado de certificados de capacidad**	**Mercado de balance de potencia**
Frecuencia	Mensual	Trimestral	Anual
Entrega	Mes en curso, Mes siguiente Semestre siguiente	**Distintos años de entrega**	Ex-post, ajuste del año de producción anterior
Finalidad	Compra de potencia y ajuste de posición	Compra de potencia	Ajustar posición de potencia

Por su parte, **California – CAISO y el mercado NEM de la región de Victoria no tienen aún un mercado organizado**, es decir, solo se negocia de forma bilateral.

De forma general se puede decir que **los modelos basados en obligación a la demanda incentivan la inversión en nueva potencia de respaldo, al reconocer su valor**. En estos modelos, la existencia de un mercado organizado aporta mayor transparencia al sistema, al ser los precios visibles por todos los agentes, favoreciendo a los de menor tamaño. En esta línea, en California varios agentes han pedido en los últimos años que se ponga en marcha un mercado organizado.

Por otro lado, en función del mercado y plazo, las señales de precio de la potencia que se forman son más o menos claras. Por ejemplo, en Nueva York al ser el producto de negociación de un máximo de seis meses, estos ingresos también son objeto de una alta volatilidad. **Sin embargo, los niveles de precio permiten evaluar la necesidad de nueva potencia**.

Por el contrario, **en Francia, sí que se admite negociación a un mayor plazo**. Cabe resaltar que, en el caso francés, el modelo no busca atraer la inversión en nueva potencia térmica, sino servir de garantía de respaldo en el proceso de transición, con el cierre de la nuclear. Es por ello por lo que buscaba una ventaja adicional, ya que al recaer sobre las comercializadoras la obligación se las incentiva a contener el crecimiento del consumo máximo de sus clientes.

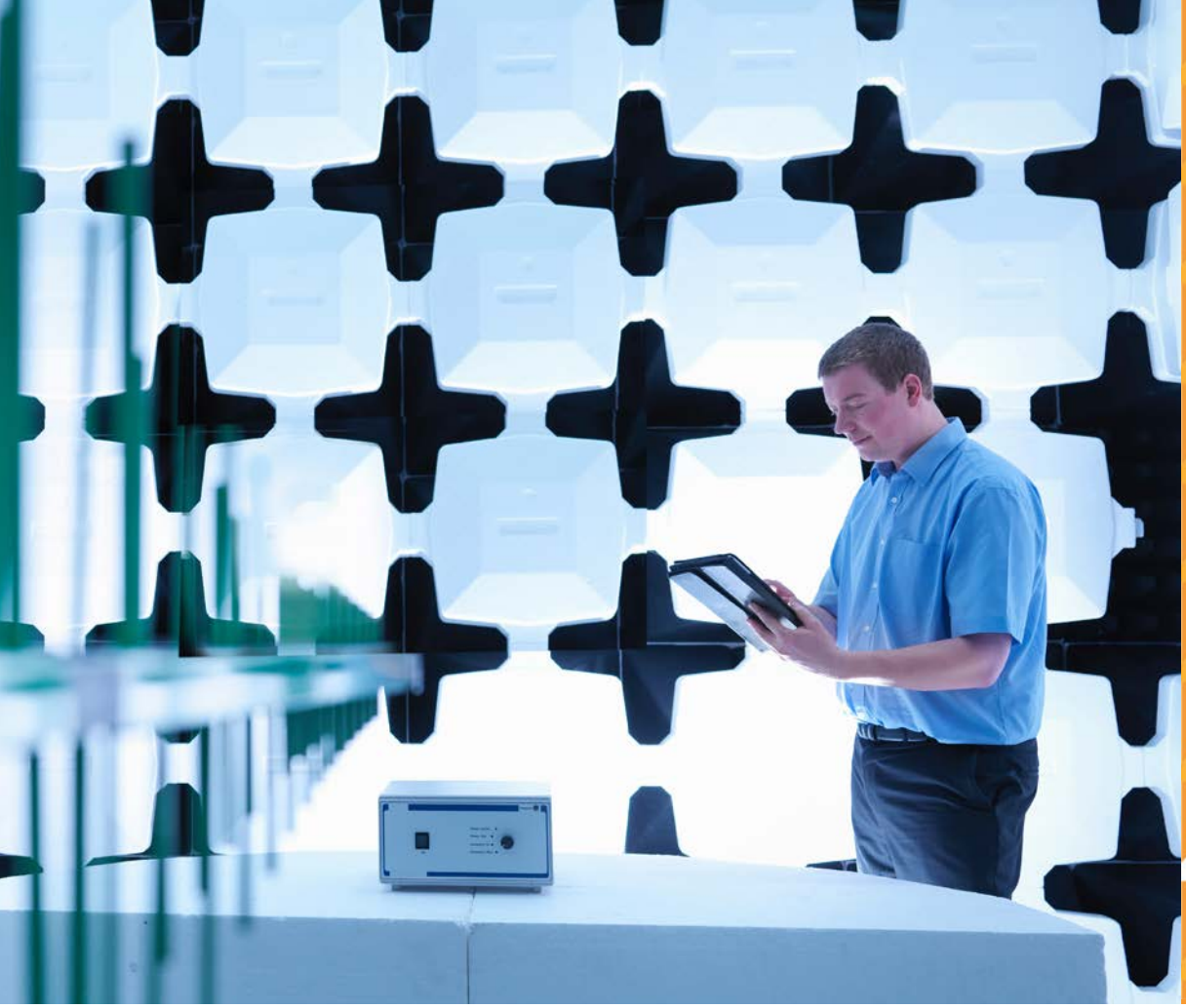
Mecanismos articulados como incentivo a la oferta

Ante los problemas económicos de las plantas con capacidad de dotar al sistema de respaldo, **varios países han optado por asignar una retribución a estas plantas de forma directa.**

En algunos países estos mecanismos tienen como objetivo prioritario atraer la inversión en nueva potencia de generación firme, ante un déficit actual o a medio plazo. Este es el caso de Chile, que ante su falta de interconexión y crecimiento de la demanda necesita aumentar progresivamente su parque de generación y, aparte del mayor desarrollo renovable para cumplir con los retos medioambientales, requiere de la instalación de plantas convencionales. Japón está atravesando actualmente una situación similar, dentro de su proceso de reforma del mercado eléctrico. En esta reforma se quiere asegurar las inversiones necesarias a largo plazo, especialmente en capacidad nuclear y térmica. Por ello, ante la **preocupación por la disminución de la "previsibilidad del retorno de la inversión"** por el aumento de las renovables, se quiere implementar este 2020 un "mercado de capacidad".

En los países europeos, Reino Unido y Alemania, estos mecanismos tienen como fin permitir asegurar la viabilidad económica de la capacidad de respaldo en el proceso de Transición Energética, mientras se va instalando mayor capacidad renovable y se desarrollan tecnologías de almacenamiento o gestión de la demanda. Como ejemplo, **Alemania va a atravesar en los próximos años su evolución del *mix***, con la salida a 2022 de toda su generación nuclear mientras despliega 100 GW de energías renovables. En este cambio se va a perder seguridad de suministro, por lo que es necesario que su potencia térmica continúe disponible en el sistema.

Por último, en California – ISO y el mercado australiano de NEM incorporan estos mecanismos directos como último recurso si los basados en la obligación a la demanda no fueran suficientes en algún momento determinado.



Estos modelos son más simples, ya que se da un pago a las plantas con capacidad de respaldo por unidad de potencia (MW), a cambio de que estas se comprometan a tener la potencia firme disponible cuando se les requiera, en los momentos de mayor demanda.

Particitación en el mercado de energía

	Permiten participación en el mercado de energía	**No permiten** participación en el mercado de energía	
CHILE	**Pago por suficiencia**	Reserva Estratégica	ALEMANIA
EE.UU - CALIFORNIA	***Reliability Must Run*** (Obligación por fiabilidad)		
REINO UNIDO JAPÓN	**Subasta de capacidad**		
EE.UU - CALIFORNIA AUSTRALIA	**Adquisición capacidad** (último recurso)		

Una primera variante de este formato se da en la operación de las plantas que perciben el pago. **En la mayoría de los modelos** (Chile, Reino Unido, Japón o Australia) **las plantas pueden operar en condiciones normales en el mercado de electricidad**. Por el contrario, en Alemania existen plantas consideradas **reservas estratégicas, que perciben el pago, pero no pueden operar en el mercado de energía**, es decir, se mantienen paradas pero listas para entrar a funcionar. En California – ISO, uno de sus mecanismos de último recurso, el *"Reliability-Must-Run"*, consiste en una obligación de permanencia de una planta en el sistema para satisfacer las necesidades de respaldo del sistema a cambio de una retribución que asegura la rentabilidad y dependiendo de la planta se le permite o no, la participación en el mercado.

Por otro lado, la asignación del mecanismo puede hacerse de forma directa o a través de subastas competitivas:

- En **Chile, todos los generadores reciben un pago basado en la máxima potencia firme que pueden poner en sistema**. El regulador, la Comisión Nacional de la Energía, determina esta potencia en función de la tecnología (eólica, solar, hidro, gas natural), sus **consumos propios** y la **indisponibilidad, aplicando un factor de ajuste que considera los 52 mayores valores** medios de **demanda** horaria.

- En **Reino Unido, el operador del sistema determina sus necesidades de potencia firme** a 1 y 4 años vista **y se organiza una subasta de capacidad** (descendente y marginalista) por las que los adjudicatarios perciben los pagos durante la duración de dichos periodos. Para participar, las plantas pasan por un **proceso de precalificación**, de cara a demostrar que reúnen los requisitos que necesita el operador del sistema para la correcta operación del sistema y se permite la participación de potencia existente o nueva de cualquier tecnología: tradicional, renovable, almacenamiento, gestión de la demanda e, incluso, interconexiones.

- En **Japón actualmente el operador del sistema, OCCTO, está diseñando este modelo, basándose en el Reino Unido**, con ligeras modificaciones. De esta forma, se establecerá un sistema de **subastas de capacidad** en el cual los generadores ofertaran su capacidad firme para un periodo determinado considerando un producto demandado por el operador del sistema con base en sus necesidades de respaldo **para entrega a 1 o 4 años**.

- En **Alemania** las plantas consideradas reservas estratégicas se determinan con un sistema de **asignación que es competitivo**, vía subastas, por lo que las plantas son las que menor coste generan al sistema eléctrico.

- Por último, tanto en **Australia** como en **California – CAISO** existen mecanismos de último recurso por el cual el propio regulador, AEMO o California CAISO, puede adquirir capacidad firme a ciertos agentes mediante un procedimiento de subasta, en caso de que se prevea una falta de potencia firme **para mantener la seguridad del sistema. A esto añadir que, en marzo de 2020, derivado de la crisis del COVID-19, en Australia se ha acordado implementar medidas provisionales para brindar una mayor fiabilidad al sistema mediante el establecimiento de una reserva de capacidad fuera del mercado**[1].

[1] Las directrices de este mecanismo adicional están en elaboración a fecha de redacción de este informe.

Comparativa mecanismos de incentivo a la oferta

	CHILE	REINO UNIDO	ALEMANIA	JAPÓN	EE.UU CALIFORNIA		AUSTRALIA VICTORIA
Retos país	**70% renovables** en generación eléctrica a 2030 Mayor respaldo	**70% renovables** en generación eléctrica a 2030 (+ 46 GW)	**65% renovables** en generación eléctrica a 2030 (+ 100 GW)	**22-24% renovables** en generación eléctrica a 2030 (+ 6 GW) Mayor respaldo	Penetración de renovables del **60% de generación eléctrica a 2030** (+ 11 GW)		Penetración de renovables del **50% generación eléctrica a 2030** (+ 10 GW)
Mecanismo	**Pago por potencia firme**	**Subastas de capacidad**	**Reservas estratégicas**	**Subastas de capacidad**	Reliability *Must Run*	Adquisición capacidad	*Reliability and Emergency Reserve Trader*
Funcionamiento	**1998**	**Desde 2014** En revisión	**Desde 2019**	**Lanzamiento esperado 2020**	**2005**		**2019**
Asignación	**Regulador**	**Subasta** organizada por Operador del Sistema	**Subasta** organizada por Operadores del Sistema	**Subasta** organizada por Operador del Sistema	**Contratos con el Operador del Sistema**		**Contratos con el Operador del Sistema**
Financiada	**Comercializadoras**	**Costes del sistema**	**Costes del sistema**	**Comercializadoras**	**Costes del sistema**		**Costes del sistema**

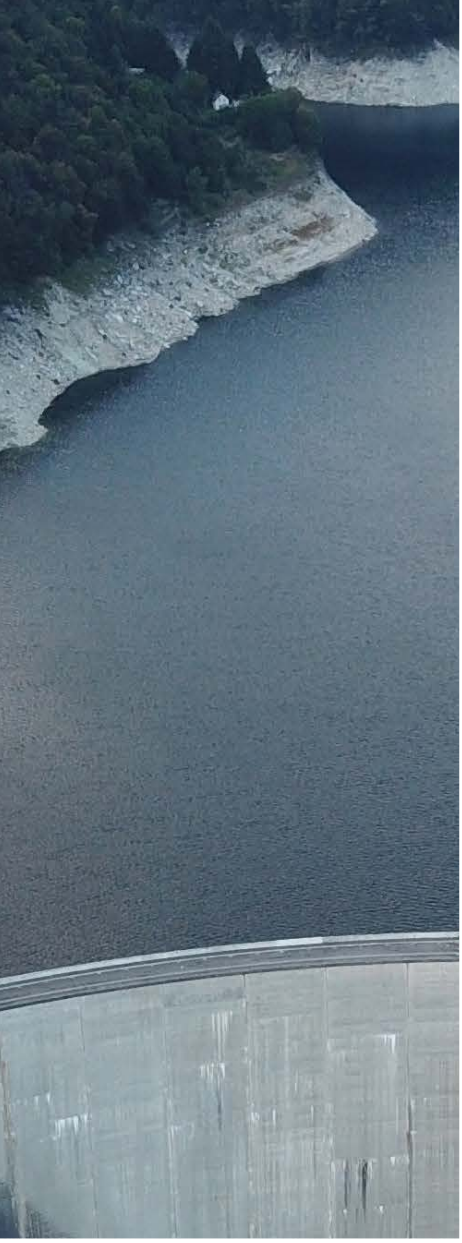
Desde el punto de vista de la financiación, **en el caso de Chile y Japón**, este último pendiente del desarrollo definitivo, **son las comercializadoras las que asumen el coste del producto**, que posteriormente repercuten al consumidor en la factura. En el caso de Chile, en función de la localización de la planta percibe distinto precio, según el "precio de nodo", fijado por el regulador nacional. En el caso de Japón las comercializadoras pagarán al operador del sistema el precio de la subasta.

En el caso de Reino Unido, Alemania y los mecanismos de último recurso de California – CAISO y Australia, los pagos que perciben los adjudicatarios **se financian a través de los costes del sistema. En estos casos, la gran ventaja que aportan los sistemas de subastas competitivas es asegurar que solo se retribuya a las instalaciones más competitivas** y que van a permitir asegurar el suministro a menor coste.

Cualquiera que sea la estructuración de este tipo de mecanismo, **son beneficiosos para la seguridad del suministro en la medida que los generadores con capacidad de respaldo tienen una mayor certidumbre** sobre sus ingresos, además de una fuente de retribución en **función de la potencia máxima** que pueden inyectar en la red.

El modelo de subastas de Reino Unido ha demostrado capacidad de canalizar **la inversión, asegurando la permanencia de capacidad actual.** Además, el modelo incluye **penalizaciones por incumplimiento** en la entrega de capacidad, en caso de que un adjudicatario no sea capaz de entregar o poner en funcionamiento la potencia contratada. Con ello, aporta una mayor seguridad al suministro. Es por ello que Japón espera, con un modelo similar, atraer la inversión y **reducir la incertidumbre a la recuperación de las inversiones.**

En contraposición, las reservas **estratégicas alemanas** son **eficientes para evitar la salida de potencia de respaldo**, pero **no tienen cabida como herramienta para atraer nueva capacidad,** y funcionan en sistemas como el alemán en el que, de forma temporal necesita mantener una tecnología concreta como el carbón, que se cerrará una vez se desarrollen y maduren otras tecnologías. De hecho, **es un modelo en desuso** y otros países como Bélgica están diseñando ya mecanismos alternativos que aborden estas limitaciones.



Todos los mecanismos tienen pros y contras, pero cada uno de ellos se ha pensado para atender a las particularidades de cada región

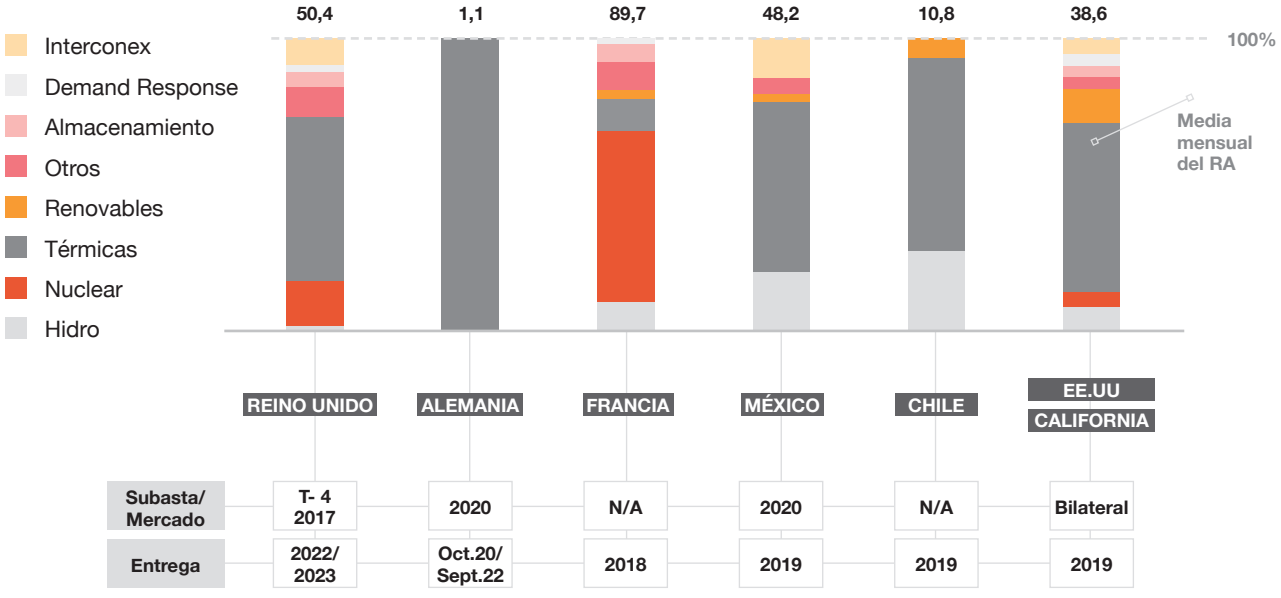
Los modelos de último recurso de California también están siendo eficientes para mantener la potencia de respaldo, especialmente el *Reliability Must Run.* Sin embargo, cabe resaltar que en los últimos años, con la creciente entrada de renovables, ha aumentado la potencia que requiere este mecanismo, al crecer el número de plantas térmicas que se ven tensionadas económicamente. Es por ello que **los agentes defienden que la implementación de un mercado de capacidad que ayude a reducir esta necesidad implicaría un coste menor al consumidor**.

Por tanto, existiendo una gran variedad de formas, con sus respectivas variantes, se puede decir que no existe una fórmula única para asegurar la capacidad de respaldo en el sistema, sino que esto dependerá de las necesidades de cada geografía, si bien la tendencia es la existencia de productos de potencia para garantizar la viabilidad del sistema eléctrico.

Como se ha indicado anteriormente, algunos países necesitan nueva capacidad mientras que otros simplemente quieren mantener la actual de forma temporal, intereses que quedan reflejados en las tecnologías beneficiarias.

Ello hace que, según el país o mecanismo participan diferentes tecnologías, si bien la térmica de respaldo siempre está.

Asignación de capacidad del mercado/mecanismo por tecnología [GW]
Fuente: DBEIS, NetzTransparez, RTE, CENACE, Coordinador Eléctrico Nacional, CAISO



En Francia, Reino Unido o California, donde el fin es que exista respaldo en cualquiera de sus vertientes de forma competitiva, pueden participar además el almacenamiento, las interconexiones e, incluso, la gestión de la demanda. La condición necesaria es, por tanto, que sean capaces de garantizar su activación es caso de que el operador del sistema necesite el recurso específico, es decir, que el almacenamiento pueda liberar energía para la cobertura de la demanda o que la demanda pueda reducir su consumo.

Como ejemplo, en Reino Unido establece en sus subastas las condiciones técnicas que deben cumplir los agentes para poder participar, desde los bloques a la velocidad de rampa.

Por el contrario, en Alemania, con un gran peso del carbón, en la última subasta solo se adjudicó capacidad a estas plantas, con la idea de que estás estén paradas pero listas para operar en caso de extrema necesidad.

Por su parte, México y Chile acreditan la capacidad que cada agente puede poner en el sistema. En México son las plantas que han aportado potencia en las 100 horas de mayor demanda las que pueden optar a generar ingresos por la venta de su potencia, mientras que en Chile el Coordinador Eléctrico Nacional calcula la potencia firme de cada central con datos operativos.

Por tanto, cada país adapta tanto el mecanismo como sus participantes para cumplir con la seguridad del suministro, siendo generalmente el operador del sistema el encargado de fijar estas necesidades.

Otro aspecto relevante, es la financiación de estos mecanismos ya que el sistema debe buscar la eficiencia en costes y que el impacto sobre el consumidor se minimice, al ser este sobre quién finalmente se repercute el coste del servicio.

Generalmente, en aquellos modelos en los que el pago al responsable de la capacidad de respaldo lo efectúe el regulador/operador, los costes se trasladarán a las tarifas de red como un coste del sistema equivalente al desarrollo de las redes de transporte y distribución. En los casos en los que sea un intermediario (comercializadora, entidad responsable de carga, *trader*) quien pague por su parte de capacidad, los costes se incorporarán al coste de la factura internalizado en el coste de la energía.

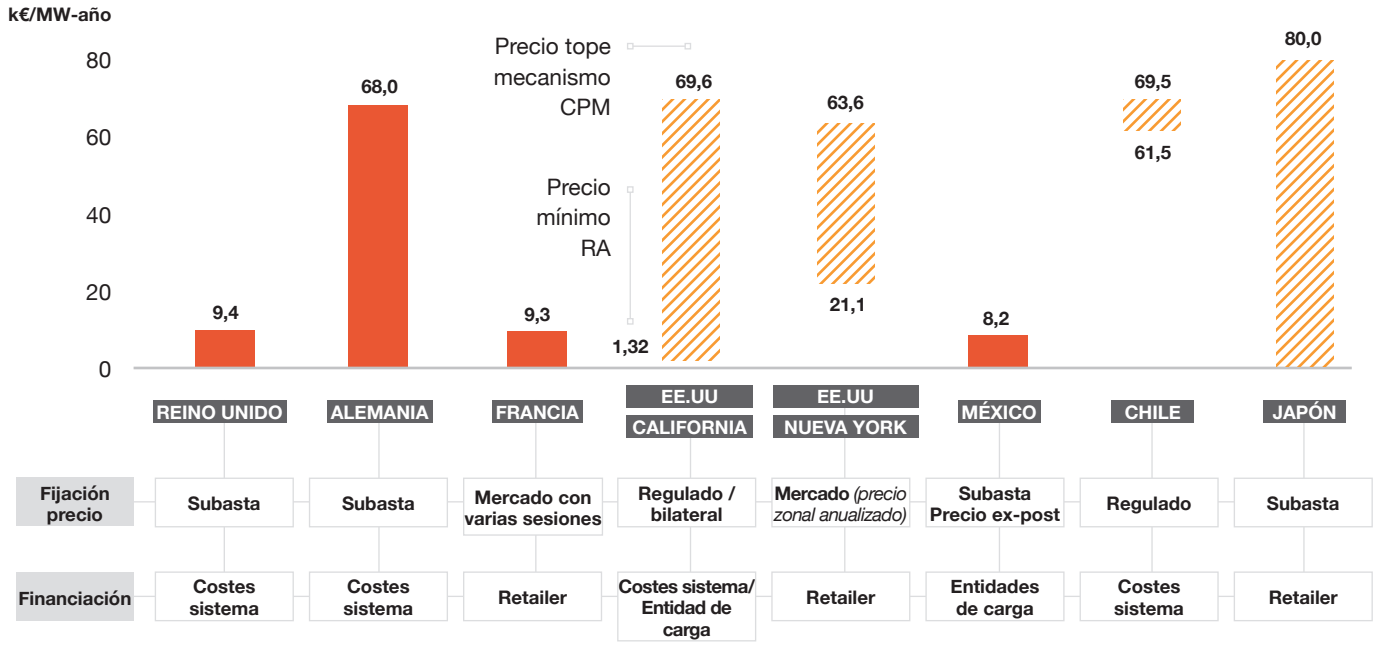
La formación de precios es difícilmente comparable, ya que se ve influenciada por varios aspectos.

Reino Unido y Francia, gracias a su neutralidad tecnológica y asignación por mercado o subastas, aseguran que el precio esté ajustado a la necesidad fijada por el operador del sistema, si bien esto se asigna a una potencia cercana al pico del sistema. En Alemania, donde el pago se da a una planta que no participará también en el mercado de energía, este coste es muy superior, ya que debe cubrir el coste de toda la instalación.

El coste del servicio de respaldo es notablemente inferior a la retribución a la energía generada y, además, los mecanismos competitivos de asignación permiten garantizar que son competitivos

Retribución por servicio de respaldo [Último dato disponible]

Fuente: Análisis PwC a partir de Ofgem, NetzTransparez, RTE, CAISO, NYISO, OCCTO



En los mercados CAISO (California) y NYISO (Nueva York), donde hay varias negociaciones entre agentes y a mercado, la capacidad es un producto mensual, por lo que la horquilla tiene una alta volatilidad entre meses, con mayores precios en verano, y contratos entre agentes. En California (para el mecanismo de último recurso), en México (la subasta de balance de potencia mexicana) y en Japón, las subastas cuentan con un precio máximo marcado por una tecnología de referencia, considerando unos costes y vida media, así como sus ingresos en el mercado. Con ello, **se persigue que el coste asignado sea inferior a la entrada de una nueva planta que cubra la necesidad de potencia marginal**.

En esta línea, **los responsables del desarrollo de estos mecanismos optan crecientemente por fórmulas de adjudicación competitivas (mercados y subastas), frente a pagos a tecnologías concretas**.

En cualquiera de las versiones o formatos, el coste de retribuir la potencia de respaldo actual es muy inferior al coste que supone la generación de la energía necesaria para satisfacer la demanda.

A modo ilustrativo, **si se compara el coste del mecanismo/ mercado de capacidad** en aquellos modelos con precios/ pagos totalmente públicos (sin transición bilateral fuera de un mercado/subasta organizado), **frente al coste de la demanda de electricidad a precio *spot*** de cada país, **el coste de la capacidad es notablemente inferior**, siendo de unas 25 veces menor. El coste de mantener esta potencia no es relevante para el consumidor, pero sí que es clave para la seguridad de suministro.

Impacto económico de países comparables [Último dato disponible]
Fuente: Análisis PwC a partir de CNMC, DBEIS, NetzTransparez, RTE, CAISO

En particular, si comparamos los ingresos que el sistema eléctrico español está percibiendo por la financiación de los pagos por capacidad, que, aunque se hayan suprimido se siguen costeando, este está alineado con otros países del entorno.

En cualquier caso, se debe tener en cuenta que los mecanismos y mercados de capacidad persiguen incentivar la inversión suficiente o evitar la salida por razones económicas de la capacidad de cara a garantizar la seguridad del suministro, ya que en un sistema de libre mercado no se puede obligar a agentes a entrar o evitar que una empresa se vaya, pero si generar incentivos para ello.

Por ello, es importante remarcar que **estos instrumentos** no deberían reemplazar o distorsionar las señales de precio de los mercados de energía, sino como **elementos que salvaguarden el suministro para cumplir los objetivos de planificación de los sistemas eléctricos**.

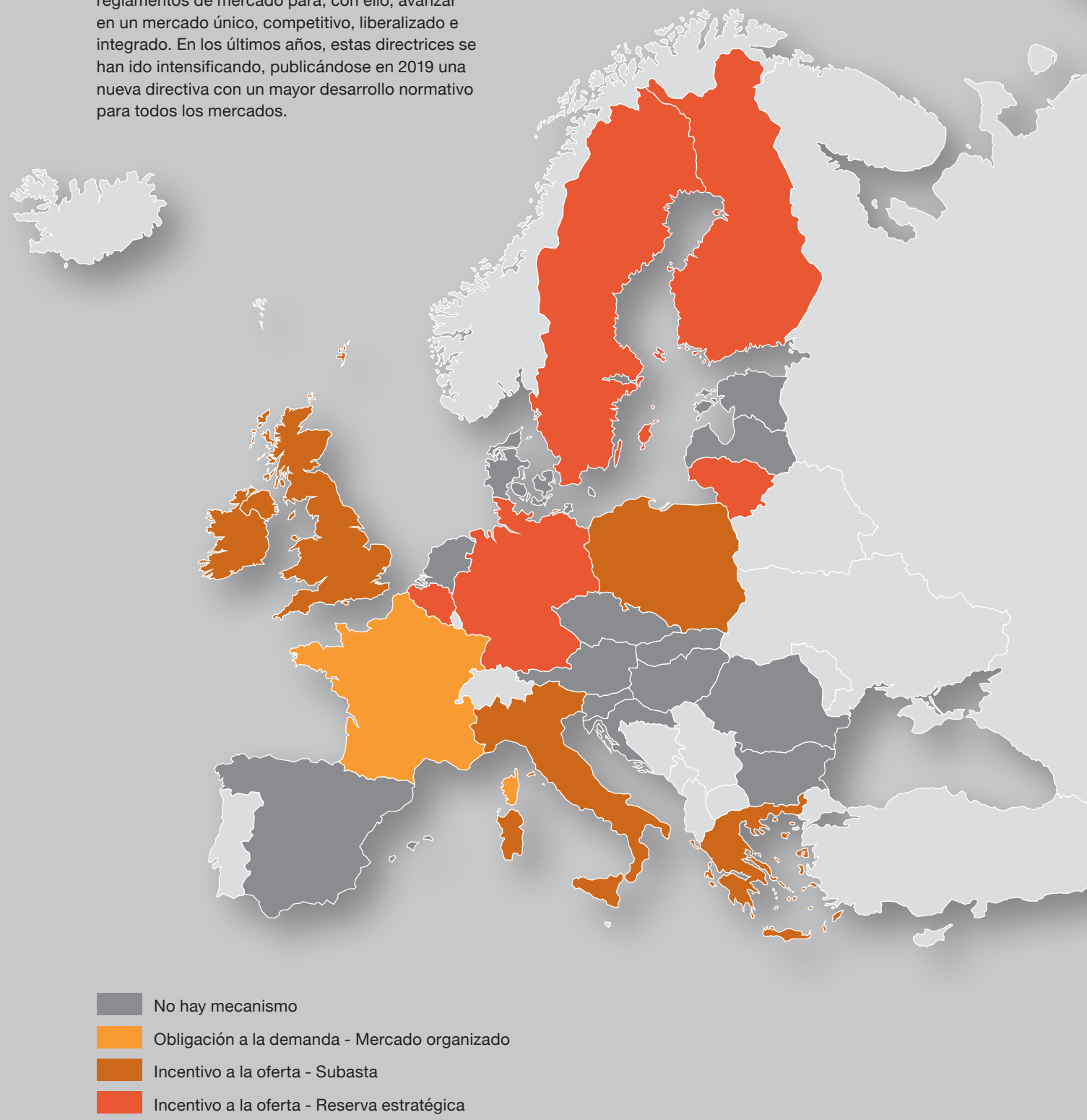
4

El contexto de España en la coyuntura europea

España se mantiene como el único gran mercado europeo que todavía no ha iniciado ningún procedimiento de aprobación de mecanismos de capacidad

La Unión Europea (UE) se encuentra trabajando en el desarrollo de un mercado común de energía que aspira a eliminar las diferencias entre los mercados eléctricos europeos, estableciendo normas y reglamentos de mercado para, con ello, avanzar en un mercado único, competitivo, liberalizado e integrado. En los últimos años, estas directrices se han ido intensificando, publicándose en 2019 una nueva directiva con un mayor desarrollo normativo para todos los mercados.

Mecanismos de capacidad en la UE y Reino Unido
Fuente: ACER, Comisión Europea



Sin embargo, en lo que se refiere a la capacidad, es notable la variedad de mecanismos que se están implementado en Europa, donde generalmente se está optando por un modelo de incentivo a la oferta (reservas estratégicas, subastas de capacidad, pagos por capacidad), con la excepción de Francia que ha desarrollado un mercado para que la demanda cumpla con su obligación de tener capacidad para cubrir su consumo.

Esta diversidad se ha generado, en parte, porque **la UE considera que estos mecanismos fuera del mercado deben desaparecer en el largo plazo**, ya que generan distorsiones en los mercados de energía y, por ello, **los mecanismos que se están implementando son soluciones temporales que permiten cumplir con la capacidad de respaldo en el corto – medio plazo** y se orientan a abordar las particularidades de cada país. Como ejemplo representativo, las reservas estratégicas ni atraen la inversión ni generan señales de precio, si bien, a Alemania le permiten mantener reservas de carbón mientras se cierra la nuclear y se va instalando renovable, por lo que el mecanismo encaja con su plan de Transición sin poner el riesgo el suministro.

Estas problemáticas a las que se enfrentan los países en el entorno de transición es lo que ha llevado a la UE, que ve los mecanismos de capacidad como algo a evitar para el buen funcionamiento del mercado único, **a permitir que los países que lo necesiten puedan articularlos, en la medida de que sean imprescindibles para la seguridad del suministro**. Sin embargo, de cara a que no se conviertan en un elemento más del sector eléctrico de cada país, se exige autorización de la Comisión Europea y ésta se da por una duración de no más de 10 años, periodo tras el cual deberá renovarse la autorización según el procedimiento establecido.

Para conseguir esta aprobación se establecen una serie de requisitos que los Estados Miembro deben cumplir, partiendo de la justificación de la necesidad desde el punto de vista técnico, solventar problemas de cobertura a futuro, incluyendo análisis de interconexiones o análisis de las distorsiones que se puedan generar en el mercado y países vecinos.

Sobre esto último adicionalmente hay que mencionar que **estos mecanismos deben estar abiertos a la participación de potencia de otros estados** (interconexiones), **además de ser tecnológicamente neutros** (renovables, térmicas, gestión de la demanda o almacenamiento).

Por último, es imprescindible que el mecanismo de capacidad no sea una subvención estatal a las tecnologías. De hecho, **en España existía un modelo de pago por capacidad** que incluía un pago por servicio de disponibilidad **a las plantas que dotaban de respaldo al sistema** (carbón, ciclos combinados de turbina de gas e hidroeléctrica). Sin embargo, la articulación de este modelo llevó a la UE a pedir su eliminación, que se materializó en 2018. Es por ello que nuestro país ya solo cuenta con el incentivo a la oferta, que las plantas dejan de percibir pasados 20 años de su puesta en marcha.

Todavía no se ha puesto en marcha en España ninguna alternativa a la supresión de este pago, ni se han iniciado **los estudios y procedimientos para que la Comisión Europea autorice su puesta en marcha**. A esto hay que añadir que el diseño, tramitación, aprobación e implementación de estos mecanismos no es un proceso directo. **A la dificultad de elegir y concretar el tipo de mecanismo más adecuado para las particularidades del caso español, le siguen la elaboración de estudios, análisis y replanteamientos de la Unión Europea, que pueden alcanzar los dos años de duración** una vez presentado el borrador inicial.

El cumplimiento de los objetivos del PNIEC hace necesario el desarrollo de una alternativa que asegure el respaldo, en forma de plantas firmes y flexibles, y en soluciones de almacenamiento y gestión de la demanda

España, a día de hoy, no ha presentado ningún mecanismo, por lo que la implementación se alargará forzosamente en el tiempo, pendiente del sello de la Comisión. Mientras tanto, Reino Unido, Francia, Alemania, Italia, o Polonia ya tienen los suyos operativos, con finalización entre 2024 y 2028. En esta línea, Bélgica, cuyo mecanismo finaliza en el 2025, ya está elaborando uno nuevo. **Sin embargo, parece poco factible que se puedan cumplir los objetivos del PNIEC si se mantiene solo el mercado de energía** y no se habilita ningún mecanismo de retribución a la potencia.

La integración masiva de renovables necesita de la capacidad de respaldo, tanto de flexibilidad para acomodar las fluctuaciones de la producción renovable como de la firmeza para cubrir picos de demanda. **El propio PNIEC reconoce que hace falta que se mantenga en el sistema toda la capacidad instalada actual de ciclos combinados**, pero éstos no son económicamente viables en el mercado de solo energía actual y en situaciones de baja producción, como la reciente crisis del Covid-19, llegan a operar a pérdidas.

A su vez, **habrá que incorporar al sistema soluciones de almacenamiento**, hasta los 6 GW fijados en el PNIEC, y de gestión de la demanda **que aporten mayor capacidad de gestión a una generación cada vez más renovable**, para lo que hacen falta incentivos que den mayor seguridad a la inversión.

Frente al mercado de solo energía, **el desarrollo de un mecanismo o mercado de potencia permitiría solucionar la problemática de la potencia térmica** de respaldo y, con diseños similares al mercado británico o francés, **se atraería adicionalmente la inversión a otras soluciones de gestión**. Asimismo, de cara a agilizar el proceso de tramitación con la Comisión Europea e impulsar la Transición en nuestro país, esta solución debería estar alineada con los países de nuestro entorno y, por tanto, ya "homologada" previamente para otro Estado Miembro.

En resumen, **se debe acelerar en la búsqueda de una solución para incentivar el desarrollo de soluciones de capacidad** que permita acomodar, de forma segura, toda la capacidad renovable que se va a instalar en nuestro país en la próxima década. Esta acción es clave para la sostenibilidad del sistema eléctrico en España de cara a lograr la consecución de los ambiciosos objetivos de penetración renovable en el marco de Transición Energética.

Conclusiones

La transición energética es una tendencia global que **representa un nuevo paradigma para el sector eléctrico** y se plasma en unos ambiciosos objetivos de descarbonización y de penetración de energías renovables de cada país de forma individual.

Para la consecución de dichos objetivos, **deberán desplegarse de forma masiva las tecnologías de origen renovable**, para lo que se han implementado diferentes mecanismos que están incentivando esta inversión. Sin embargo**, no existen suficientes señales de precio** que habiliten la entrada de estas tecnologías sin apoyo regulatorio.

Por otro lado, para que el sistema eléctrico tenga seguridad de suministro en ese contexto de mayor energía intermitente **es imprescindible** que exista **capacidad de respaldo** y que ésta sea **viable económicamente**, de lo contrario, ésta podría optar por el cierre.

Asimismo, es necesario que **se aporte mayor capacidad de gestión de la generación, cada vez más renovable,** existiendo alternativas como el almacenamiento o gestión de la demanda, que están madurando tecnológicamente pero aún no son revable comprometida en el PNIEC.

El mercado eléctrico actual no está diseñado para este nuevo contexto ya que **ni atrae la inversión en renovables ni soluciones de respaldo**. Por tanto, la transición energética debe llevar asociado un **cambio en los mercados marginalistas tradicionales**.

Por estas causas, a nivel internacional, **el modelo de mercado basado solo en la retribución a la energía tiende a desaparecer**, en la medida que **los países reconocen y retribuyen también el valor de la capacidad de respaldo,** incorporando diferentes alternativas de retribución de la capacidad.

Muchos mercados disponen de alternativas para **retribuir esta capacidad.** Esto permite **mantener la potencia de respaldo existente** y, si fuera necesario, **atraer la inversión a nueva potencia.** Además, en algunos países estas alternativas contribuyen al desarrollo de soluciones de gestión de la generación, como el almacenamiento o la gestión de la demanda. Todo ello facilita el despliegue de las tecnologías renovables.

Estas alternativas se pueden **estructurar por el lado de la generación**, mediante la creación de **mercados mayoristas de potencia, o por el lado de la demanda,** regulando la **obligación a los agentes de adquirir productos de capacidad** o reserva para su propia demanda pico, bien vía mercado organizado o con contratos privados entre partes.

España se está quedando atrás en el diseño de un mercado que reconozca el valor de la potencia de respaldo y, por tanto, podría afectar al desarrollo de potencia renovable prevista en la transición energética.

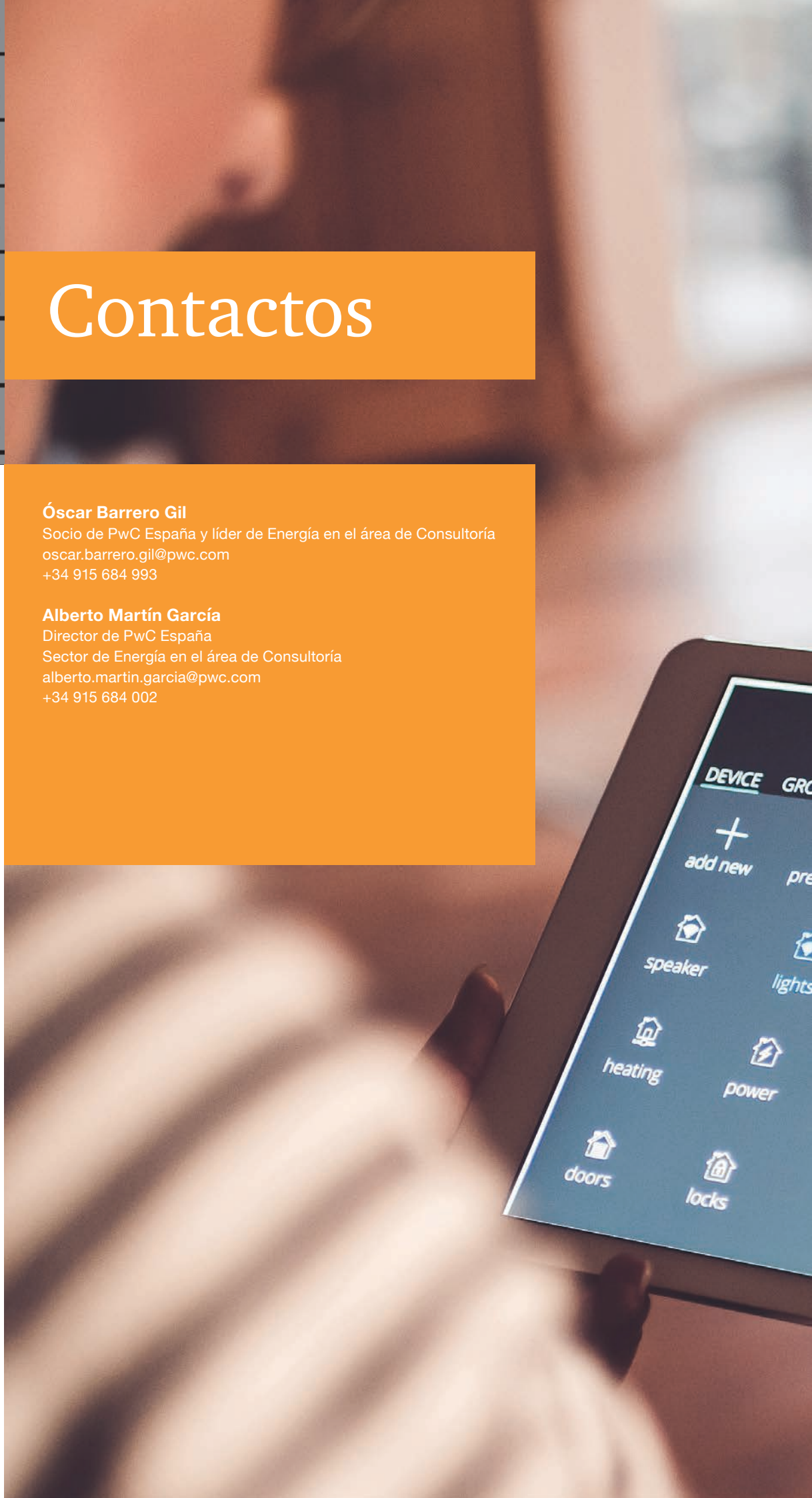
A esto hay que añadir que **España** se encuentra en el **marco de la política energética de la Unión Europea**, que para la implementación de mecanismos o mercados de capacidad **exige un proceso de aprobación**, que **no es directo** por los requisitos que se han de cumplir y se puede dilatar en el tiempo.

En resumen, **se debe acelerar en la búsqueda de una solución transitoria,** alineada con los países de nuestro entorno y, por tanto, ya "homologada" previamente por la Comisión Europea, **que incentive a otras soluciones de transición**. Esta acción es clave para la sostenibilidad del sistema eléctrico en España, como palanca de consecución de los ambiciosos objetivos de penetración renovable en el marco de Transición Energética.

Contactos

Óscar Barrero Gil
Socio de PwC España y líder de Energía en el área de Consultoría
oscar.barrero.gil@pwc.com
+34 915 684 993

Alberto Martín García
Director de PwC España
Sector de Energía en el área de Consultoría
alberto.martin.garcia@pwc.com
+34 915 684 002



09:41
smart home
SCENE
LIGHT

El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 157 países con más de 276.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2020 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. “PwC” se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L, firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.

Informe coeditado por la Fundación Naturgy.