



UNEF

Unión Española Fotovoltaica

**APORTACIÓN DEL SECTOR
FOTOVOLTAICO A LA
REACTIVACIÓN ECONÓMICA TRAS
LA CRISIS DEL COVID-19**

Abril 2020

UNEF

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Situación actual e impacto del covid-19	10
1.1 Plantas en suelo	10
1.2 Autoconsumo.....	12
2. Aportación del sector fotovoltaico a la recuperación económica	14
2.1 Sólida cadena de valor	14
2.2 Contribución al crecimiento económico.....	16
2.3 Generación de empleo	16
2.4 Aumento de la competitividad de las empresas	18
3. Propuestas del sector fotovoltaico para la reactivación económica.....	20
3.1 Acelerar el desarrollo de plantas en suelo	20
3.1.1 Celebración de subastas renovables	21
3.1.2 Reforma del marco regulatorio de acceso y conexión.....	22
3.1.3 Reducción de plazos en la tramitación administrativa.....	24
3.1.4 Hibridación y sobreinstalación	26
3.2 Fomentar el despliegue del autoconsumo	27
3.2.1 Incentivos temporales en materia fiscal	27
3.2.2 Reducción del término fijo de la factura eléctrica	28
3.2.3 Simplificación, digitalización y homologación de la tramitación.....	29
3.2.4 Utilización de los fondos estructurales para la promoción de la innovación en el autoconsumo	31
3.2.5 Revisión del Código Técnico de Edificación	32
3.2.6 Reforma de la Ley de Propiedad Horizontal	32
3.2.7 Campaña de promoción del autoconsumo.....	33
Anexo: Análisis jurídico para la implementación de las medidas propuestas	34

Resumen ejecutivo

Situación actual e impacto del covid-19

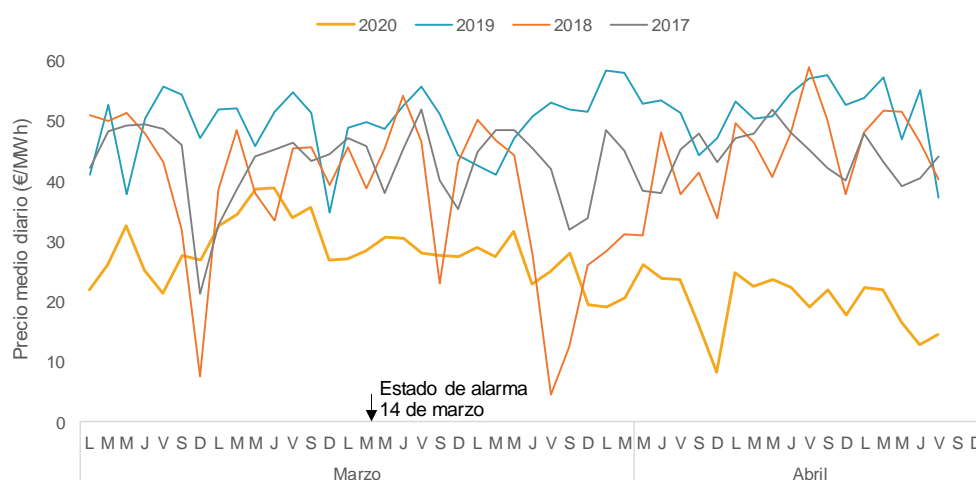
El año 2019 fue el **mejor año de la historia** del sector fotovoltaico en España. Se estableció un nuevo récord de capacidad instalada tanto en el segmento de plantas en suelo, con 4.200 MW de nueva capacidad, como en el de autoconsumo, con 459 MW. Como resultado, España fue el mercado líder en el sector fotovoltaico a nivel europeo y el sexto a nivel mundial.

Para 2020, las **expectativas eran de continuidad**, con una amplia cartera de proyectos en desarrollo. Las estimaciones de nueva capacidad que manejábamos desde UNEF se situaban en el orden de los 2 GW para plantas en suelo y 600 MW para autoconsumo. En este contexto hace su aparición el covid-19, cuyo impacto es todavía difícil de medir en toda su magnitud.

En primer lugar, hay que destacar que las **plantas existentes han seguido operativas**, garantizando el suministro de energía eléctrica a los ciudadanos. Las plantas en **desarrollo** debido a los problemas logísticos (sobre todo en la importación de componentes) y las demoras esperables en las tramitaciones **administrativas sufrirán un importante retraso**¹. Esto unido a la ausencia de una referencia de potencia subastada como en 2019, dificulta prever la capacidad que se conectará a la red en 2020.

El mayor impacto se está notando en las instalaciones en un estado menos avanzado de desarrollo. Este efecto no está motivado por las restricciones derivadas del covid-19, sino por el efecto que éste está teniendo en los **precios del mercado** eléctrico.

Figura 1. Evolución de los precios del mercado eléctrico. Fuente: UNEF con datos de E-sios



¹ Al estar suspendidos los plazos administrativos por la declaración del estado de alarma, los procesos de información pública a los que deben someterse las tramitaciones administrativas de los proyectos (DIA, Autorización Administrativa) no pueden lanzarse, alargando los plazos.

Respecto al **autoconsumo**, este sector se ha visto fuertemente golpeado. En previsión de la crisis económica, los proyectos están siendo retrasados y algunos definitivamente cancelados, observándose incluso la ruptura de contratos ya firmados. El **motor de este segmento son las pymes**, tipo de empresa en la que se instala alrededor del 70% de la potencia. Es probable que, si las empresas tienen cierta capacidad de endeudamiento en una situación como la actual, la dediquen a su núcleo de negocio en lugar de al autoconsumo.

Aportación del sector fotovoltaico a la economía

Una vez se restablezcan las condiciones de movilidad y se levanten las medidas de contención, para mitigar el efecto de destrucción de empleo y tejido productivo por el covid-19, existe consenso en que deben llevarse a cabo **planes de recuperación** que fomenten una rápida vuelta a la normalidad de la economía.

En este contexto, el proceso de **transición ecológica** se presenta una vez más como oportunidad. Como reclamaban diez países² de la Unión Europea a la Comisión, entre ellos España, en una carta enviada el jueves 9 de abril, el **Pacto Verde Europeo** debe ser la palanca para la recuperación económica de la Unión Europea.

La energía fotovoltaica puede y debe tener un **rol protagonista en la recuperación**, no solo por los beneficios que aporta al sector eléctrico (al ser renovable, competitiva y fácil de implementar), sino por su aportación al conjunto de la economía y la sociedad.

España cuenta con empresas con tecnología propia en los elementos con mayor valor añadido de la **cadena de valor** de un proyecto: electrónica de potencia, seguidores, diseño, *epécistas*, estructuras, integración en edificios, promotores. Elementos que suman más del 65% del LCOE de una planta. Nuestro país cuenta con empresas líderes a nivel mundial.

Figura 2. Cadena de valor del sector fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia UNEF



Como consecuencia, el sector fotovoltaico tiene un considerable impacto en la economía nacional con una contribución al PIB de más de **5.000 millones de euros** en 2018,

² Austria, Dinamarca, España, Finlandia, Italia, Letonia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal y Suecia.

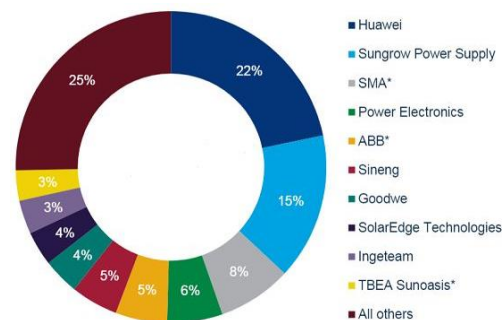
cuando el sector tenía una actividad moderada, comparado con 2019. Además, al contrario de lo que se suele decir, esta actividad tiene una **fuerte base industrial**.

Empresas españolas de fabricación de componentes fotovoltaicos tienen presencia entre los **diez mayores fabricantes a nivel mundial de inversores** (Ingeteam, Power Electronics) y **seguidores** solares donde de las diez mayores compañías del mundo cuatro son españolas (Soltec, Nclave, PVH, STi Nordland). Asimismo, las **estructuras** son una parte de la cadena de fabricación que es eminentemente local.

Figura 3. Ranking de fabricantes de componentes fotovoltaicos a nivel mundial. Seguidores (dcha.) e Inversores (izq.)

Rank	Company
1	NEXTracker
2	Array Technologies
3	PV Hardware
4	Arctech Solar
5	Soltec
6	NClave
7	Convert Italia
8	STi Norland
9	GameChange Solar
10	SunPower

Fuente: IHS Markit



Fuente: Wood Mackenzie

Esta actividad económica deja una considerable **huella de empleo**. En 2018 estimamos más de 29 mil trabajadores, de los que 7.500 fueron directos, 13.400 indirectos y 8.400 inducidos, respectivamente.

En 2019 esta cifra se habrá incrementado sensiblemente con el importante desarrollo que tuvo el sector, tanto en plantas en suelo como en autoconsumo, por todo el país (incluyendo zonas de la España vaciada). Empleando datos de IRENA puede estimarse el **empleo generado en 2019** por las plantas en suelo en **20 mil empleos directos e indirectos**, adicionales a los que teníamos en 2018.

Lo que nos llevaría a que en el momento del comienzo de la emergencia el sector fotovoltaico daba **empleo entre directo, indirecto e inducido** a alrededor de **60.000 personas**.

En el sector fotovoltaico español hay empresas que disponen **tecnología propia**, que se sitúan entre las primeras del mundo. Además, nuestro país tiene una gran **ventaja competitiva** con respecto a los países de nuestro entorno: un mejor **recurso solar y territorio** disponible para desarrollarlo. Para nuestro país, la transición energética puede suponer, no solo energía limpia sino electricidad para nuestra industria más barata que la de los países de nuestro entorno, contribuyendo a frenar la deslocalización e incluso a promover una relocalización, **atrayendo nueva industria**.

En definitiva, la aportación del sector fotovoltaico no es solo la generación de empleo y crecimiento directo a través de sus inversiones, sino que dado su **alto grado de**

competitividad en el precio de la energía obtenida puede dotar a la industria española de una ventaja competitiva en el precio de la electricidad con respecto a sus competidores de los países de nuestro entorno. Este efecto positivo en el coste de la energía en nuestra economía lo aportan tanto las plantas en suelo como el autoconsumo. Y lo que no es menos importante en estos momentos, la aportación a la economía se haría **sin necesidad de dinero público adicional**, pivotando todo en torno al capital privado.

Propuestas de UNEF para la reactivación económica

Siendo conscientes del impacto positivo que tiene el sector fotovoltaico en la economía española en crecimiento y en empleo, desde UNEF planteamos las siguientes propuestas.

Acelerar el desarrollo de plantas en suelo

1	Celebración de subastas renovables	Convocar subastas de manera urgente bajo un modelo <i>pay-as-bid</i> que marque un precio por la energía generada.
2	Reforma del marco de acceso y conexión	Introducir un nuevo procedimiento de obtención de permisos aportando transparencia y evitando comportamientos especulativos.
3	Reducción de plazos de tramitación	Aumentar la digitalización de procesos, la simultaneidad entre distintos trámites y dictámenes, y los recursos de personal.
4	Hibridación y sobre-instalación	Regular estas tipologías de instalación fotovoltaica y regirlas por un proceso de tramitación simplificado (administrativo y de conexión).

Fomentar el despliegue del autoconsumo

1	Incentivos temporales en materia fiscal	Posibilidad de amortización acelerada y exenciones temporales a los gravámenes aplicables al autoconsumo.
2	Reducción del término fijo de la factura	Reformar los cargos del sistema eléctrico para incrementar el peso del componente variable en la factura eléctrica.
3	Simplificación de la tramitación	Digitalización, homologación y simplificación de procesos administrativos introduciendo la tramitación vía comunicación previa.
4	Innovación en el autoconsumo	Utilización de fondos estructurales para la promoción de la innovación y el despliegue de autoconsumo en territorios no peninsulares
5	Revisión del Código Técnico de Edificación	Introducción de mayor ambición en la obligación de instalación de autoconsumo en edificación.
6	Reforma de la Ley de Propiedad Horizontal	Facilitar el acuerdo en bloques de viviendas para incrementar el despliegue de autoconsumo colectivo en el sector residencial.
7	Campaña de promoción del autoconsumo	Promoción que traslade un mensaje didáctico por parte de las AAPP de la legalidad, rentabilidad y aspectos positivos del autoconsumo.

En el segmento de **plantas en suelo**, proponemos mitigar el efecto del covid-19 a través de las siguientes medidas para fomentar el desarrollo de instalaciones en los próximos años:

1. En primer lugar, **para eliminar la incertidumbre en el precio**, proponemos la celebración de **subastas renovables**, como el elemento clave que permita cumplir con los objetivos del PNIEC. Un nuevo modelo de subasta (que marque un precio por

la energía generada y *pay-as-bid*) permitiría poner en marcha el sector con rapidez contribuyendo a la recuperación de la actividad general del país.

2. Conjuntamente con las subastas, la **revisión del marco regulatorio de acceso y conexión** debe ser el elemento de mayor prioridad para el sector eléctrico. Es crucial finalizar esta reforma estableciendo un procedimiento claro y transparente para la obtención de los permisos y que elimine comportamientos especulativos sin suponer una barrera de entrada para pequeños productores. El nuevo procedimiento debe ser además exigente en plazos para aclarar la situación real del mercado.

Por otro lado, la fotovoltaica ha demostrado que está preparada para la **revisión al alza del criterio de potencia de cortocircuito**, lo que permitiría aumentar la capacidad de la red y con ella los proyectos en desarrollo sin necesidad de reformas, costes o mayor impacto en el territorio.

3. Otro elemento necesario para acelerar el desarrollo de proyectos es la **reducción de plazos de tramitación** administrativa. Para ello debe aumentarse la **digitalización**, que se permita cierta **simultaneidad** en los trámites con las distintas administraciones, particularmente entre la solicitud de la autorización administrativa, el cambio de uso del suelo y la licencia de obra, y los dictámenes de ciertos organismos, así como que éstas cuenten con suficiente **personal cualificado**. Solo con la simultaneidad se podría obtener una reducción de 6-8 meses en los tiempos.

4. Por último, en el segmento plantas en suelo, proponemos la regulación de la **hibridación** y la **sobreinstalación** para un aprovechamiento más óptimo de la capacidad de la red (evitando el desarrollo de nuevas infraestructuras), sin alterar el límite del punto de conexión obtenido previamente, y un menor impacto ambiental. Entendemos que debería aplicarles un **proceso de tramitación simplificado** (tanto a nivel administrativo como en la conexión a red) que permita realizar estas actuaciones en un corto plazo de tiempo.

Respecto al **autoconsumo**, entendemos que es muy importante actuar en el corto plazo para que no se pierda el tejido empresarial y los empleos que estaban empezando a formarse. Para ello proponemos las siguientes medidas:

1. **Incentivación fiscal** de carácter **temporal**, amortización acelerada de las instalaciones para las empresas que instalen autoconsumo e IVA reducido para los clientes domésticos.

2. **Reducción del término fijo de la factura eléctrica** para que no sea una barrera para la transición energética. En este sentido, entendemos necesaria una reforma de la **fiscalidad ambiental** que aplique el principio de quien contamina paga, internalizando en el precio de los combustibles fósiles su contenido en carbono y fomentando así la electrificación.

3. **Simplificar y digitalizar las tramitaciones administrativas del autoconsumo**. Para las instalaciones sobre cubierta proponemos realizar la tramitación por la vía de

la **comunicación previa**, como ya se hace en varias comunidades autónomas, eliminando el requisito de licencia de obras. Según nuestro estudio junto a SolarPower Europe, la licencia de obras tampoco es requisito habitual en otros países europeos³.

4. Lanzamiento cuanto antes de un programa de **apoyo a los proyectos innovadores** y de demostración **con fondos estructurales**. En el caso de Ceuta y Melilla, debido a sus especiales características de alto coste de producción de la energía eléctrica y sin posibilidades de llevar a cabo plantas en suelo proponemos que estos fondos se puedan utilizar también para las instalaciones de autoconsumo convencionales, para que no se queden al margen del proceso de transición ecológica.

5. Otra forma de promover un mayor despliegue del autoconsumo es la **revisión del Código Técnico de Edificación**, incorporando mayores obligaciones a la instalación.

6. **Reforma de la Ley de propiedad horizontal**. El alto peso de edificios plurifamiliares en las ciudades españolas⁴ aconseja revisar esta ley para facilitar la realización de instalaciones de autoconsumo colectivo, aún minoritarias.

7. **Campaña de promoción** por parte de las administraciones públicas que traslade a los consumidores el mensaje de que el autoconsumo es una opción viable para su suministro y que, gracias a la competencia económica de la fotovoltaica, permite el ahorro en la factura.

Además de las medidas citadas, resaltamos también la necesidad de contar con una política de **desarrollo industrial asociada a la energía fotovoltaica** para capturar las mayores rentas para el país, en términos de empleo y crecimiento económico, derivadas de la nueva potencia a instalar. Se trataría de fomentar el **incremento de la capacidad nacional de fabricación** de componentes de la cadena de valor fotovoltaica mediante una **estrategia industrial**.

Aumentar la capacidad de producción nacional resulta aún más conveniente ante potenciales episodios futuros de restricción de las importaciones, como el actual a causa del covid-19. Desde UNEF entendemos que España puede constituirse como un **hub industrial fotovoltaico**, como lo ha sido el sudeste asiático con los paneles, si se sirve de la demanda interna para reforzar su posición industrial, de forma que posteriormente las empresas puedan reforzar su posicionamiento en los mercados internacionales.

³ Ninguno de los países que respondió requería licencia de obras. Los países que contestaron fueron Alemania, Países Bajos, Italia y Suecia. En Rep. Checa no es necesaria para menor de 10kW.

⁴ 66% frente al 25-30% en países como Francia, Bélgica o Países Bajos (Eurostat 2017)

La mencionada estrategia debería incluir medidas en varios ejes, por citar algunas: avales para la exportación, captación de fondos europeos, participación en programas comunitarios de **innovación y desarrollo**.

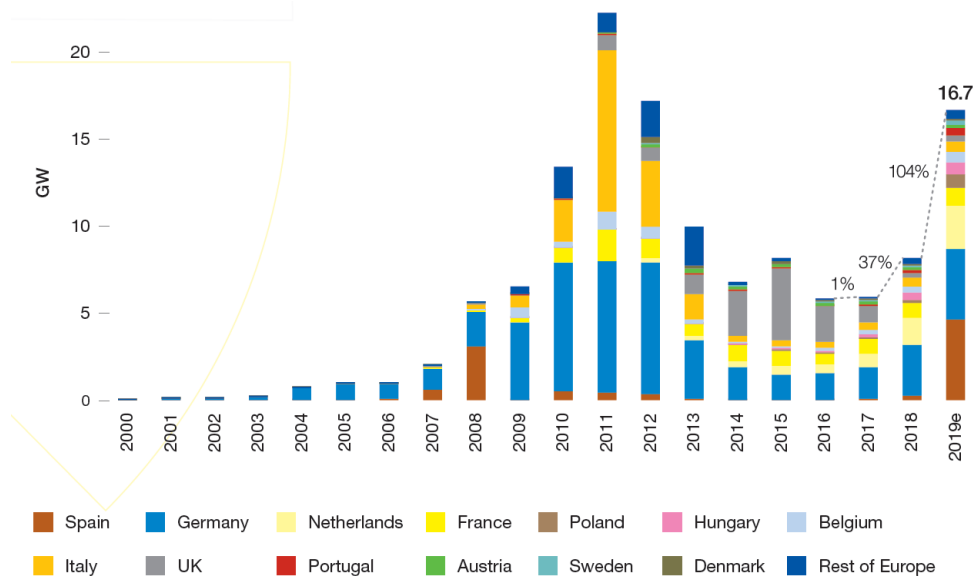
1. Situación actual e impacto del covid-19

1.1 Plantas en suelo

En 2019 España fue el mayor mercado fotovoltaico de Europa y el sexto a nivel mundial, debido a los 4.200 MW instalados en plantas de generación en suelo y 459 MW en autoconsumo. Como resultado, se estableció un nuevo récord de la potencia instalada en España y el país volvió a la posición de liderazgo en el mercado fotovoltaico europeo, en la que no se encontraba desde 2008.

Estas cifras se debieron a la capacidad de los desarrolladores fotovoltaicos para conectar a tiempo los proyectos ganadores de las subastas de 2017, al cambio regulatorio en el autoconsumo y al desarrollo de proyectos vía PPA. En todo caso, se pudo ver un sector **empresarial preparado para desplegar grandes cifras de nueva capacidad**, como las que se requerirán en la próxima década para cumplir los objetivos del PNIEC.

Figura 4. Nueva capacidad fotovoltaica instalada en 2019 en la Unión Europea.
Fuente: SolarPower Europe



Para 2020, las expectativas eran de **continuidad**, con una amplia cartera de proyectos en desarrollo. Antes de la aparición del covid-19 las estimaciones de nueva capacidad para 2020 que manejábamos desde UNEF se situaban en el orden de los 2-3 GW.

Durante la emergencia del covid-19 las plantas existentes han seguido funcionando para **garantizar el suministro de energía eléctrica** a los ciudadanos, gracias al esfuerzo y compromiso de los operadores y técnicos de mantenimiento.

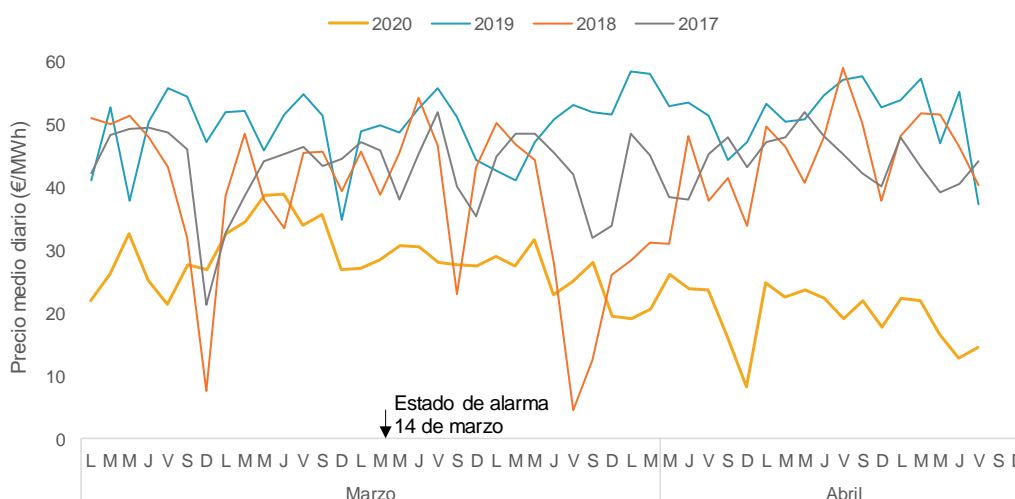
Las plantas en desarrollo se han visto afectadas según su estado. Las que estaban en construcción han observado **problemas logísticos y retraso** en el suministro de componentes, llegando a una parálisis total en la segunda fase de la aplicación de las medidas de emergencia.

También se retrasarán las tramitaciones de los proyectos debido a las condiciones en las que está trabajando la administración durante la crisis del covid-19. Al estar suspendidos los plazos administrativos por la declaración del estado de alarma, los **procesos de información pública** a los que deben someterse las tramitaciones administrativas de los proyectos (DIA, Autorización Administrativa) no pueden lanzarse ni tampoco emitirse resoluciones retrasándose de manera considerable la fecha de inicio de las obras.

Parece inevitable por tanto que estas plantas sufran importantes retrasos en sus fechas de conexión a la red. Aunque los proyectos se finalizarán, estos retrasos y la ausencia de una referencia de potencia subastada como en 2019, hacen **incierto la nueva capacidad que se conectará** a la red en 2020.

Además de los retrasos de las instalaciones en construcción, el mayor impacto puede darse para las instalaciones en un estado menos avanzado de desarrollo. En éstas, el impacto no está motivado por las restricciones derivadas del covid-19, sino por el efecto que la crisis está teniendo en los **precios del mercado eléctrico**.

Figura 5. Evolución de los precios del mercado eléctrico. Fuente: UNEF con datos de E-sios



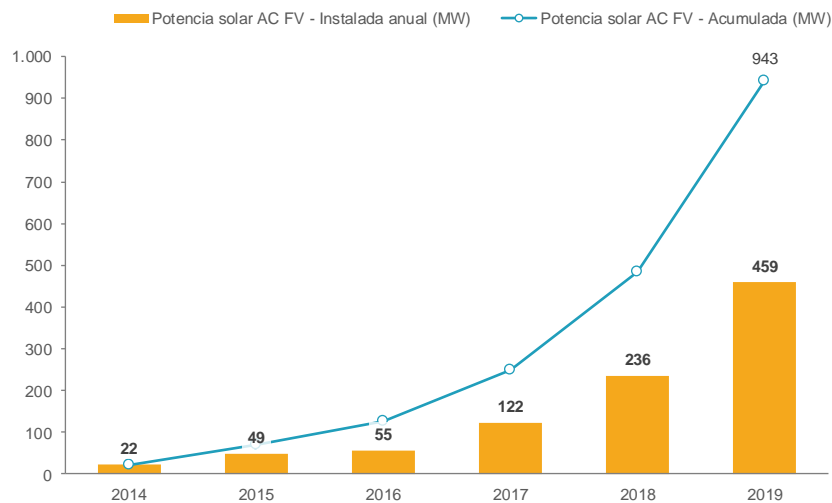
La importante caída en los precios a la que estamos asistiendo plantea dudas razonables en el desarrollo de proyectos. La bajada de la demanda debida al covid-19 ha aumentado la cuota de las renovables en el *mix*, cuyo impacto en los precios (la media de abril se sitúa en 20 €/MWh) se puede interpretar como un **anticipo** de lo que sucederá en un futuro no muy lejano con mayor capacidad renovable en el sistema eléctrico.

El efecto está siendo inmediato en el segmento de los **PPAs**, en los que los compradores están presionando a la baja los precios de manera significativa. El impacto más importante y el mayor riesgo se deriva de cómo inversores y bancos van a integrar esta información en su proceso de decisión. Por parte de las **entidades financieras** se está detectando ya un endurecimiento en las condiciones de los préstamos con una disminución del apalancamiento y una mayor demanda de garantías.

1.2 Autoconsumo

Aunque en menor medida que las plantas en suelo, 2019 también fue un **año de récord** para el autoconsumo fotovoltaico en España. A pesar de requerir cierta regulación de detalle, el marco introducido por el RD 244/2019 ha sido muy exitoso en canalizar inversión. Las estimaciones que realizamos desde UNEF sitúan la cifra de potencia instalada en 2019 en 459 MW.

Figura 6. Evolución de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico. Fuente: UNEF



Para 2020 y adelante, nuestra estimación inicial era que el nuevo marco plenamente operativo llevaría a una instalación en el orden de 600 MW al año. Sin embargo, la incidencia del covid-19 puede ser **especialmente sensible** en esta actividad. En previsión de la crisis económica esperada para este año, los proyectos están siendo retrasados y algunos definitivamente cancelados.

Debido al modelo regulatorio del autoconsumo en España el **motor del mismo son las pymes**, que estimamos instalan alrededor del 70% de la potencia. Este tipo de empresa tiene menos recursos para afrontar esta crisis, lo que plantea dudas sobre la evolución del autoconsumo, al menos durante 2020. Es de esperar que, si las empresas tienen cierta capacidad de endeudamiento, en una situación como la actual la dediquen a su núcleo de negocio en lugar de al autoconsumo.

Si a esto le unimos el fuerte impacto que la crisis va a tener en el sector servicios y en la sociedad en general se plantea un escenario poco optimista en el corto o medio plazo. A todos estos factores hay que unir la caída en los precios del mercado eléctrico, que sin tener la importancia que en los proyectos en suelo desde luego no va a ayudar a crear un clima favorable a la inversión en autoconsumo.

El gran riesgo para el autoconsumo es que este parón de la actividad **destruya el tejido empresarial** e industrial que se estaba generando. En el más largo plazo entendemos que la actividad debería recuperarse de acuerdo a la reactivación económica general.

2. Aportación del sector fotovoltaico a la recuperación económica

Una vez se restablezcan las condiciones de movilidad y se levanten las medidas de contención, para mitigar el efecto de destrucción de empleo y tejido productivo por el covid-19, existe consenso en que deben llevarse a cabo **planes de recuperación** que fomenten una rápida vuelta a la normalidad de la economía.

En este contexto, el proceso de **transición ecológica** se presenta una vez más como oportunidad. Como reclamaban diez países⁵ de la Unión Europea a la Comisión, entre ellos España, en una carta enviada el jueves 9 de abril, el **Pacto Verde Europeo** debe ser la palanca para la recuperación económica de la Unión Europea.

Desde UNEF entendemos que puede avanzarse a la vez en una economía más sostenible y más **competitiva**, en la cual España puede ser una de las grandes beneficiadas. En el sector fotovoltaico contamos con empresas que disponen tecnología propia, que se sitúan entre las primeras del mundo, y sobre todo de una gran **ventaja competitiva** con respecto a los países de nuestro entorno: un mejor **recurso solar y territorio disponible** para desarrollarlo.

Si se realiza la transición energética de manera adecuada, el resultado será no solo energía limpia sino también electricidad para nuestra industria más barata que la de los países de nuestro entorno. Como consecuencia, se contribuiría no solo a frenar la deslocalización, sino que se estaría **promoviendo la relocalización**.

La energía fotovoltaica puede y debe tener un **rol protagonista en la recuperación**, no solo por los beneficios que aporta al sector eléctrico (al ser renovable, competitiva y fácil de implementar), sino por su aportación al conjunto de la economía y la sociedad. Y lo que no es menos importante en estos momentos, la aportación a la economía se haría **sin necesidad de dinero público adicional**, pivotando todo en torno al capital privado.

2.1 Sólida cadena de valor

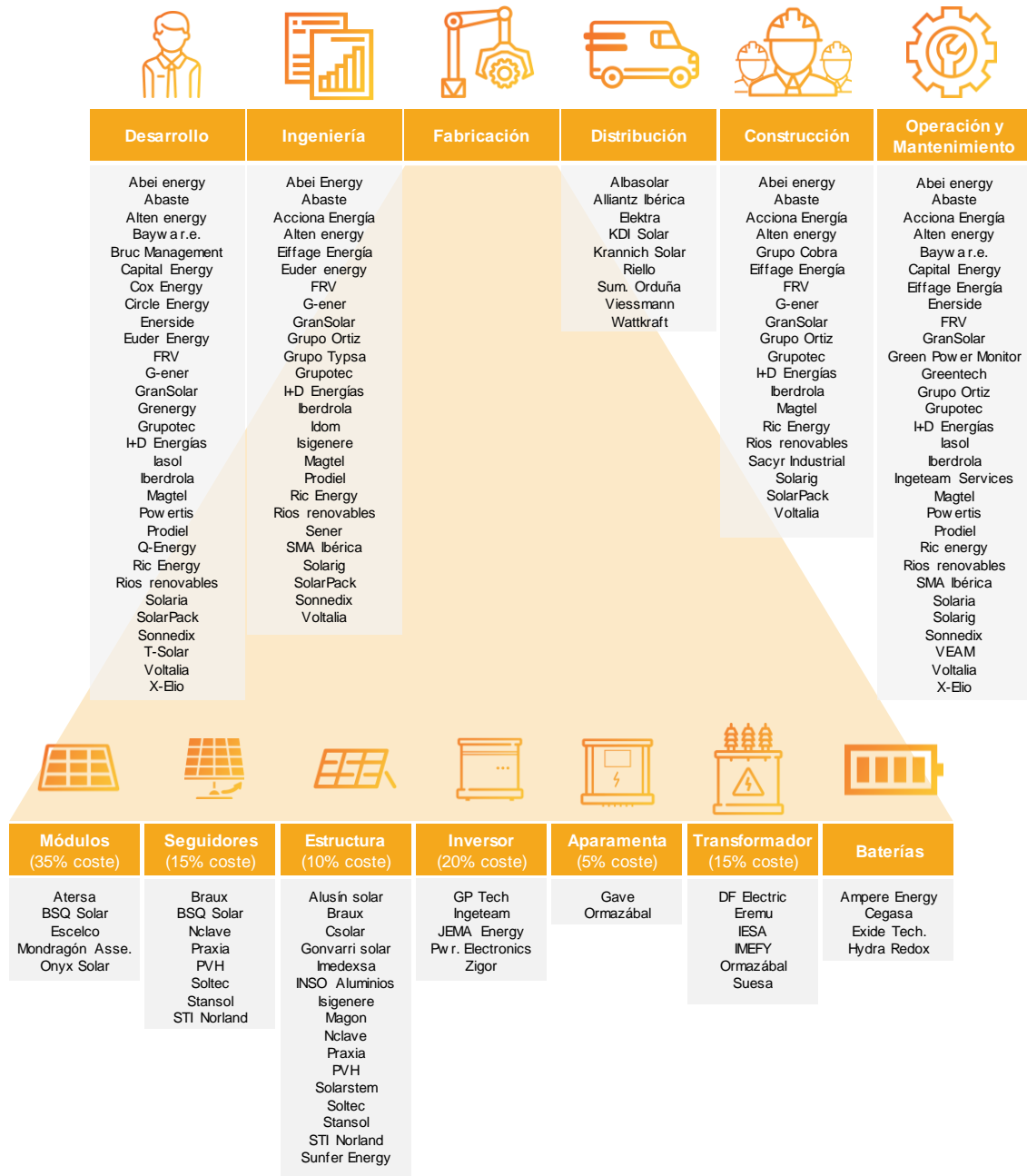
En ocasiones se relaciona al sector económico asociado a la energía fotovoltaica únicamente con la fabricación de uno de sus componentes: el módulo. Sin embargo, la cadena de valor de esta tecnología es **mucho más amplia**. Además, el módulo cada vez tiene una participación más pequeña en el coste del proyecto (por debajo del 35%) y su fabricación tiene unos márgenes comerciales muy reducidos.

En la cadena de valor fotovoltaica, aparte de fabricarse otros componentes, que tienen un mayor peso en el coste final de la instalación, se tienen una gran variedad de

⁵ Austria, Dinamarca, España, Finlandia, Italia, Letonia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal y Suecia.

actividades que generan crecimiento económico y empleo. Prueba de ello son los más de 430 empresas asociadas con los que cuenta UNEF en diferentes actividades.

Figura 7. Cadena de valor del sector fotovoltaico español. Fuente: Elaboración propia UNEF

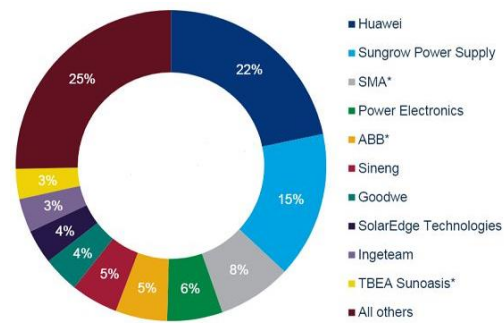


Nota: Los fabricantes incluidos son aquéllos con capacidad de producción nacional

El **sector industrial fotovoltaico nacional** cuenta con una posición favorable al tener presencia entre los **diez mayores fabricantes a nivel mundial** de inversores (Ingeteam, Power Electronics) y seguidores solares (Soltec, Nclave, PVH, STI Nordland). Asimismo, las **estructuras** son una parte de la cadena de fabricación que es eminentemente local.

Figura 8. Ranking de fabricantes de componentes fotovoltaicos a nivel mundial. Seguidores (dcha.) e Inversores (izq.)

Rank	Company
1	NEXTracker
2	Array Technologies
3	PV Hardware
4	Arctech Solar
5	Soltec
6	NClave
7	Convert Italia
8	STi Norland
9	GameChange Solar
10	SunPower



Fuente: IHS Markit

Fuente: Wood Mackenzie

2.2 Contribución al crecimiento económico

Como puede verse en la figura, el sector fotovoltaico tiene un considerable impacto en la economía nacional con una **contribución al PIB** de más de 5.000 millones de euros en 2018, cuando el sector tenía una actividad moderada, comparado con 2019. Asimismo, el sector tiene una **huella de empleo** de más de 29 mil trabajadores, de los que 7.500 fueron directos, 13.400 indirectos y 8.400 inducidos, respectivamente.

Figura 9. Datos macroeconómicos del sector FV. Fuente: UCLM

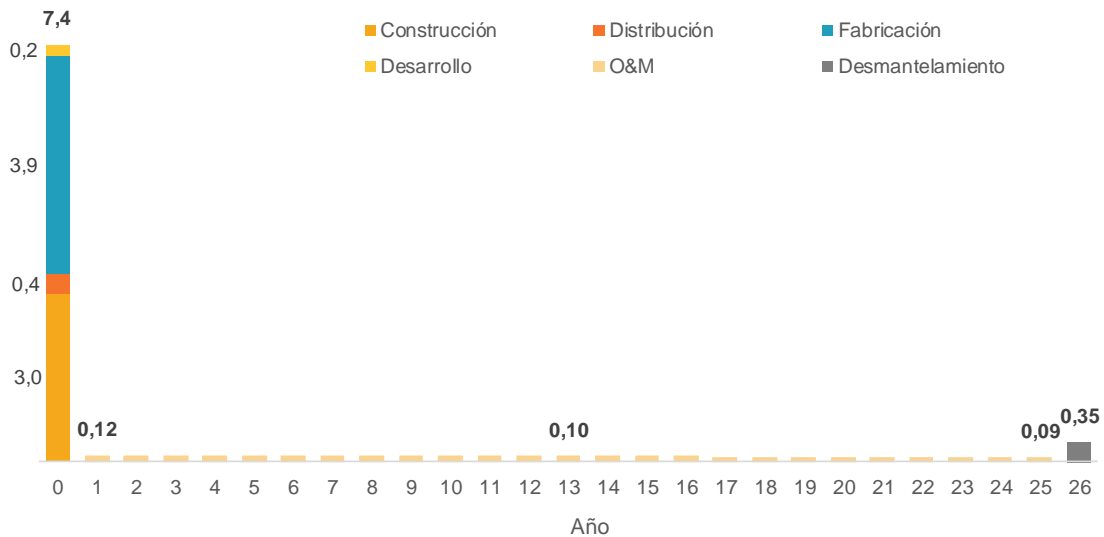
	2017	2018	
CONTRIBUCIÓN AL PIB NACIONAL	4.306 M€	5.119 M€	+19%
IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EXPORTACIONES	1.168 M€	1.522 M€	+30%
GASTO EN I+D	79 M€	108 M€	+37%
EMPLEO HUELLA TOTAL (directo, indirecto e inducido)	24.526	29.306	+19%
BALANZA FISCAL	983 M€	1.071 M€	+9%

2.3 Generación de empleo

Existe consenso sobre la capacidad de generación de empleo de las energías renovables. Según IRENA, se alcanzaron en 2018 los 8,9 millones de empleos a nivel mundial, de los cuales 3,6 millones asociados a la energía fotovoltaica. Estos empleos se distribuyen en toda la cadena de valor en actividades con diferente intensidad de personal.

En la fotovoltaica, los empleos se concentran sobre todo en la **construcción** de la instalación y la **fabricación** de componentes, ya que estas plantas requieren de una reducida operación y mantenimiento (O&M).

Figura 10. Coeficientes de empleo (empleo/MW) en una planta fotovoltaica.
Fuente: IRENA adaptado por UNEF

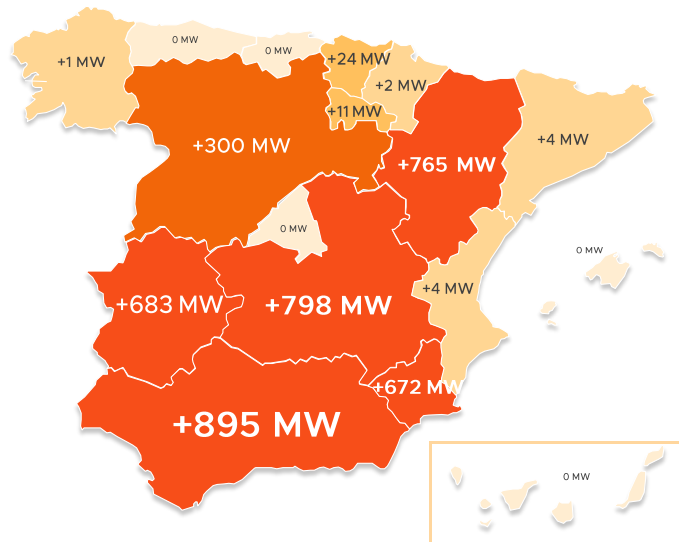


Según los datos obtenidos por IRENA, para la puesta en marcha de una instalación de 50 MW se generan del orden de 350 empleos entre directos e indirectos, de los cuales 150 se generan en su construcción, 20 en la distribución de equipos y materiales, 195 en la fabricación de componentes y 10 en el desarrollo del proyecto.

Teniendo en cuenta que en el año 2019 se pusieron en marcha en España del orden de 4.200 MW de nueva capacidad fotovoltaica y que la construcción, el desarrollo y la distribución de equipos son netamente españolas, además de una parte de la fabricación, el impacto en empleos de este desarrollo puede estimarse en **más de 20 mil**. Hay que destacar que las nuevas plantas fotovoltaicas se ubican en ocasiones en zonas de la **España vaciada**, generando actividad económica y empleo en dichas regiones.

Además del segmento de plantas en suelo, el **autoconsumo** tiene también una gran capacidad para generar empleo y reactivar economía local. Este sector, aunque desplegó una menor cantidad de nueva capacidad en 2019, es **más intensivo en empleo**. Otra de las grandes ventajas del empleo en autoconsumo es su capilaridad extendiéndose por todo el territorio nacional.

Figura 11. Distribución de la nueva capacidad instalada de plantas en suelo en 2019 por CCAA. Fuente: UNEF con datos de REE

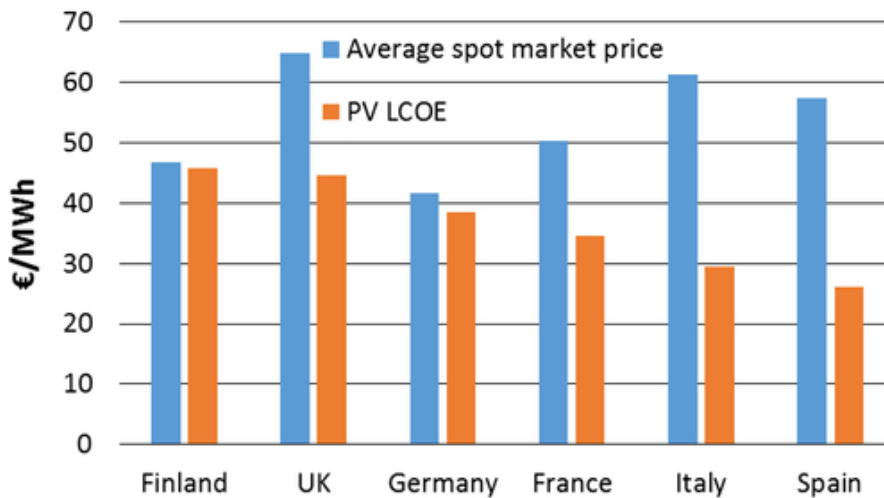


2.4 Aumento de la competitividad de las empresas

Por último, el despliegue de fotovoltaica tiene un impacto positivo que es de sobra conocido pero que se debe recordar, su capacidad para mejorar la competitividad de las empresas españolas al reducir sus costes energéticos.

La energía **fotovoltaica, con buen recurso, es la fuente de generación más competitiva tanto entre las renovables como las convencionales.** Además, según estimaciones de BNEF sus costes se seguirán reduciendo en los próximos años, del orden de un -34% hasta 2030.

Figura 12. LCOE fotovoltaico y precios (en 2018) de los mercados mayoristas europeos. Fuente: Eero Vartianen et. al



En la Figura 12 se puede apreciar claramente la competitividad que la fotovoltaica española puede aportar a la industria española con respecto a los costes de producción del resto de los países europeos.

El desarrollo tecnológico de la fotovoltaica en los últimos años le lleva a ser no solo más competitiva en el sector de plantas de generación. **También el autoconsumo ayuda a mejorar la competitividad de las PYMEs**, mejorando las posibilidades de supervivencia del sector servicios de una forma directa, al reducir sus costes de energía. El autoconsumo tiene además un efecto de reducción de precios de mercado eléctrico del que se benefician todos los consumidores.

3. Propuestas del sector fotovoltaico para la reactivación económica

Desde la declaración del Estado de Alarma en marzo de 2020, ha quedado patente que las medidas de restricción de la actividad necesarias para mitigar la crisis sanitaria ocasionada por el **covid-19** van a tener un **impacto muy acusado en la economía**. Estos impactos afectan al tejido productivo y social resultando en pérdidas de rentas para hogares, autónomos y empresas.

La gestión de la crisis sanitaria, actualmente la prioridad número uno de nuestro país, dará paso en unos meses a la gestión de las dificultades económicas que le seguirán. La profundidad de estas dificultades dependerá de las **medidas de política económica** que se implementen para proteger el empleo y mantener el tejido productivo.

Según el FMI el PIB se contraerá en España un -8% en 2020, mientras que otros analistas sitúan esta contracción en el -10% o superior. En consecuencia, la discusión se centra ahora en el contenido de los **planes de recuperación** que deberán implementarse en los próximos meses.

Figura 13. Estimaciones de evolución del PIB en diferentes economías. Fuente: FMI

(real GDP, annual percent change)	2019	2020	2021
World Output	2.9	-3.0	5.8
Advanced Economies	1.7	-6.1	4.5
United States	2.3	-5.9	4.7
Euro Area	1.2	-7.5	4.7
Germany	0.6	-7.0	5.2
France	1.3	-7.2	4.5
Italy	0.3	-9.1	4.8
Spain	2.0	-8.0	4.3

Con nuestro entendimiento de las dinámicas del mercado y conociendo el impacto positivo que tiene el sector fotovoltaico en la economía española, desde UNEF planteamos las siguientes propuestas.

3.1 Acelerar el desarrollo de plantas en suelo

Las plantas en suelo han sido tradicionalmente el motor que ha impulsado el sector fotovoltaico en España. Durante el año 2019, la construcción de más de 4 GW de nueva capacidad ha llevado a una expansión que se ha dejado notar en la actividad económica y el empleo. Para que este desempeño, que ha situado al mercado fotovoltaico español como líder europeo en 2019, pueda tener continuidad en los próximos años es necesario implementar medidas adicionales.

3.1.1 Celebración de subastas renovables

El modelo de mercado eléctrico marginalista no da las suficientes garantías a los inversores en un escenario de **penetración masiva de renovables**. En ese contexto la mayor parte del tiempo las tecnologías que van a marcar precio van a ser aquéllas que no tienen costes marginales. Por ello, el precio resultante del mercado no constituye una señal de inversión que permita asegurar el cumplimiento de los objetivos del PNIEC.

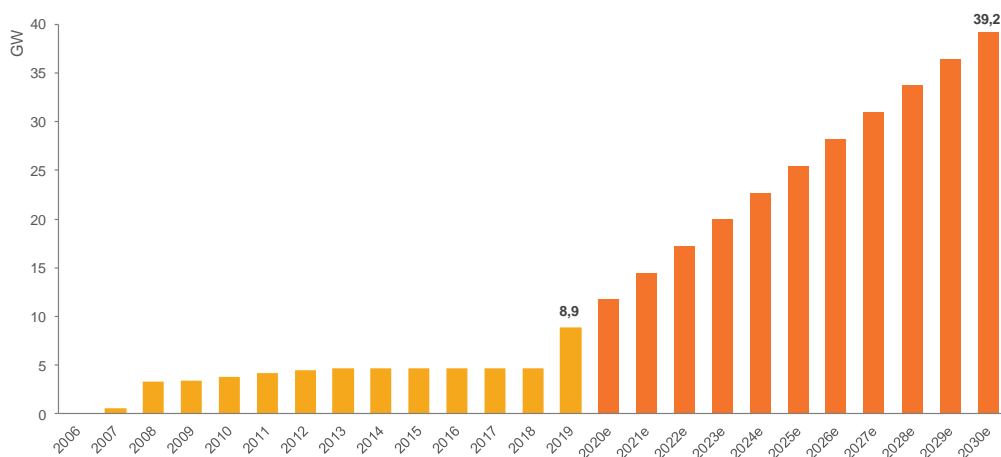
Este efecto se amplifica con la incertidumbre generada por la **reducción de precios derivada del covid-19** (que para muchos inversores supone un anticipo de la situación futura del mercado), que ha endurecido las condiciones ofrecidas por las instituciones financieras.

Como consecuencia, si se quiere asegurar la senda de capacidad instalada del PNIEC, al tiempo que se captura el mejor precio para los consumidores, se hace necesario establecer un procedimiento competitivo de fijación de precio a través de **subastas**.

Dicho de otra forma, desde UNEF entendemos que los **objetivos del PNIEC** de potencia fotovoltaica instalada a 2030, que implican del orden de 2,7 GW anuales **todos los años** de los próximos once, no se alcanzarán si se prescinde de convocar subastas.

Es necesario convocar estas subastas de manera **urgente** para evitar que se produzca un vacío de más de dos años, lo que no solo impediría al sector fotovoltaico jugar un papel motor en la economía, sino que además sería nefasto para el tejido industrial.

Figura 14. Evolución de la potencia instalada de energía fotovoltaica (MW) para cumplir el escenario objetivo del PNIEC. Fuente: UNEF



Las subastas, con un calendario preestablecido, son una herramienta que aporta visibilidad a los actores del **sector industrial fotovoltaico nacional** para que puedan prever su actividad futura y tomar decisiones de inversión y de contratación de personal.

Sobre el diseño de las subastas a realizar, el PNIEC contempla que el **producto será la electricidad generada** y la **oferta será el precio** de esta energía. Desde UNEF

estamos de acuerdo con este enfoque y apoyamos un modelo homologable internacionalmente basado en las características especificadas en la siguiente figura.

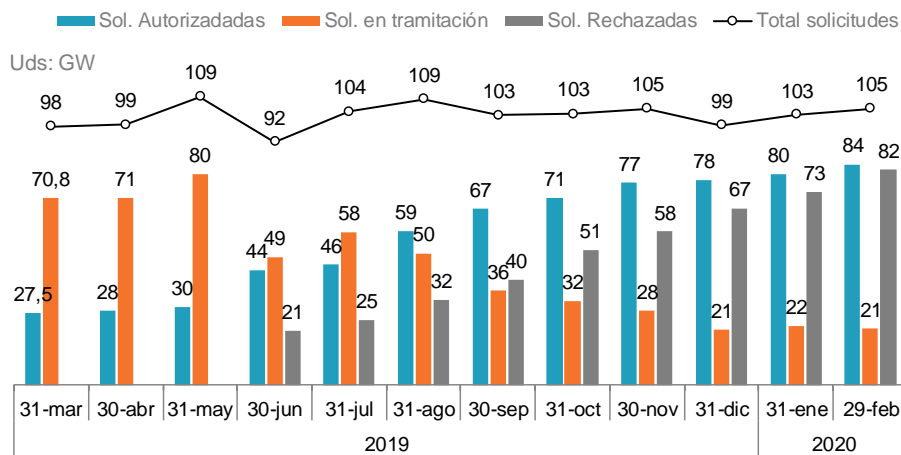
Figura 15. Propuesta de UNEF para las subastas renovables. Fuente: UNEF

Tecnológicamente neutra <i>(excepto para subastas de capacidad firme o tecnologías aún no competitivas que se quiera desarrollar)</i>
Pay-as-bid
Precio por kWh ofertado
Precio de adjudicación fijo
Con precalificación: punto de acceso y conexión concedido y declaración de impacto ambiental (DIA) favorable
Los proyectos de las subastas no tendrán prioridad en la tramitación administrativa
Avales requeridos: 30 EUR/kW
Plazo máximo de conexión del proyecto de 2 años Extensión de 6 meses con penalización 1/6 del aval por mes de retraso
Posibilidad de que una parte del proyecto vaya a mercado , pero nunca superior al 25%
Se limitará la capacidad obtenida en una subasta a un máximo del 30% por agente
Vigencia del mecanismo 20 años
Reserva del 20% para proyectos hasta 10MW y conectados a tensión inferior a 45 kV para evitar que se dividan
Calendario a 5 años y 2 convocatorias anuales

3.1.2 Reforma del marco regulatorio de acceso y conexión

Conjuntamente con las subastas, la revisión del marco regulatorio de acceso y conexión debe ser el **elemento de mayor prioridad para el sector eléctrico**. Tras el reparto de competencias del RD-Ley 1/2019, la Propuesta de Circular de la CNMC y el posterior Informe realizado por el Ministerio para la Transición Ecológica, desde UNEF entendemos que es crucial finalizar esta reforma.

Figura 16. Evolución de los permisos de acceso y conexión para la energía fotovoltaica. Fuente: UNEF con datos de REE



Este nuevo marco de acceso y conexión es cada día más necesario a la vista de la evolución de los datos de permisos de acceso concedidos. A pesar del incremento de los avales necesarios para la solicitud de los permisos introducido por el RD-L15/2018 y del aumento de solicitudes rechazadas por REE en los últimos meses, los permisos ya **concedidos** superaban a 29 de febrero de 2020 **los 84 GW**, estando **21 GW adicionales en proceso** de obtención.

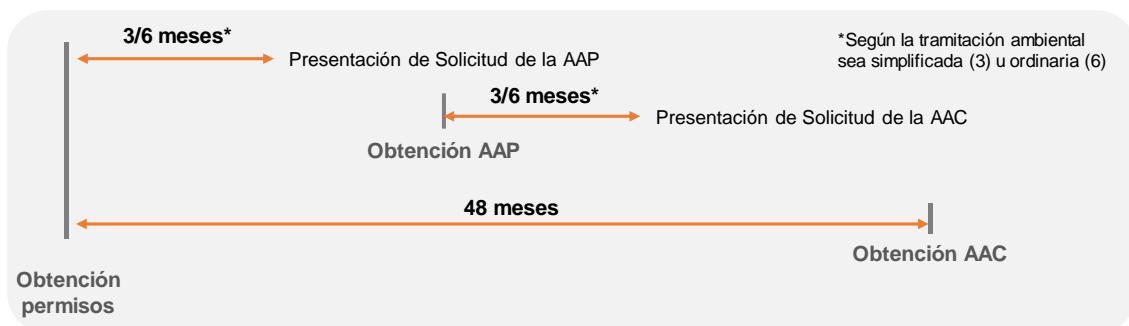
Para conseguir los objetivos planteados en el PNIEC es fundamental **eliminar el cuello de botella**, reducir las listas de espera y los procesos en las solicitudes de acceso y conexión, así como simplificar administrativamente la tramitación para la obtención de los mismos. Al mismo tiempo, la reforma deberá servir para **clarificar** la magnitud real de proyectos fotovoltaicos en desarrollo.

En este sentido, consideramos que algunos elementos de la Propuesta de la CNMC eran muy **favorables**, al establecer una serie de pasos claros para la obtención de los citados permisos, **reduciendo la carga administrativa**, eliminando ciertas figuras que añadían complicaciones al proceso, como el Interlocutor Único de Nudo, y **añadiendo transparencia** al mismo.

Respecto a los **hitos administrativos** establecidos en la Propuesta de la CNMC a aplicar tras la obtención del permiso, desde UNEF tenemos una visión diferente. Para aquellos proyectos que estén sujetos a evaluación ambiental simplificada o calificación ambiental, el plazo propuesto de 12 meses es demasiado largo.

Por ello, proponemos una secuencia de hitos intermedios y de plazos diferentes en la que no todos los tiempos están referidos a la obtención de los permisos sino a los propios trámites administrativos y que distingue entre si la evaluación de impacto ambiental del proyecto es simplificada u ordinaria.

Figura 17. Propuesta de UNEF para los hitos administrativos del procedimiento de obtención del permiso de acceso y conexión. Fuente: UNEF



Nota: AAP: Autorización Administrativa Previa; AAC: Autorización Administrativa de Construcción

Además de la revisión del marco regulatorio de acceso y conexión, hay otra medida que permitiría **augmentar la capacidad de la red** y con ella, el desarrollo de renovables con las infraestructuras existentes: la **revisión al alza del criterio de potencia de cortocircuito**.

Actualmente la capacidad máxima de conexión en un determinado punto de la red se calcula como 1/20 de la potencia de cortocircuito en dicho punto, criterio que se introdujo en los años 80. Sin embargo, **existe una capacidad de conexión renovable mucho mayor**, que está siendo inutilizada por aplicar un criterio de cálculo obsoleto. La integración de la tecnología fotovoltaica en la red ha demostrado mediante informes técnicos que este criterio podría revisarse hasta valores de 1/5 donde no haya parques existentes y 1/10 o 1/15 en nudos con plantas existentes.

La revisión de este criterio liberaría capacidad ahora mismo no utilizada, abriendo la puerta al desarrollo de nuevos proyectos, **sin necesidad de ninguna medida o incentivo adicional**. Además, al desligar el desarrollo de renovables de nuevas inversiones en red, evita aumentar los costes del sistema y, por ende, para los consumidores.

3.1.3 Reducción de plazos en la tramitación administrativa

Otro elemento que permitiría acelerar en el desarrollo de proyectos una vez se levanten las restricciones del covid-19 es la **reducción de plazos de tramitación** administrativa. Los plazos estándar actuales del proceso de tramitación no cumplen en la práctica con los máximos establecidos en la regulación, siendo insuficientes para un desarrollo como el que es necesario para cumplir con los objetivos del PNIEC.

En demasiadas ocasiones el trámite administrativo se conforma como un **cuello de botella** de los proyectos debido a recursos de personal limitados y una administración que cuenta con procesos heterogéneos entre las diferentes Comunidades Autónomas (CCAA) y pendientes de optimización. Como resultado, las tramitaciones se extienden de media unos 2 años, aunque pueden alargarse hasta los 4 años, frente a una fase de construcción que puede resolverse en 5-6 meses.

Las tramitaciones requieren además de un seguimiento continuado por parte de las empresas, ya que no existe una **figura de coordinación** dentro de la administración que realice su monitoreo. En este sentido, entendemos aconsejable analizar la posibilidad del establecimiento de la **ventanilla única**.

Una medida que consideramos que podría acortar enormemente los plazos es la introducción de mayor grado de **simultaneidad** en los trámites a realizar con las distintas administraciones. Entendemos que debe fomentarse que el **máximo número de procesos se puedan tramitar de forma paralela**.

Una licencia de obras o una autorización de cambio de uso de suelo, trámites de la administración local, deberían poder realizarse de forma paralela a la autorización administrativa, con la administración autonómica o general. Simplemente con la **simultaneidad de licencia de obras y autorización administrativa se podrían ganar del orden de 6-8 meses**. Si simultanéáramos la autorización administrativa previa, con

la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la licencia de obra y la Declaración de Utilidad Pública, podrían reducirse los tiempos a la mitad.

En general entendemos que los **dictámenes e informes técnicos**, en muchos casos podrían llevar una tramitación simplificada. Los informes del Ministerio de Defensa, La Confederación Hidrográfica, ADIF o la Agencia Española de Seguridad Aérea tienen unos plazos medios de **6-8 meses**, pudiendo llegar a demorarse un año. El mínimo plazo de respuesta de estos dictámenes, en el caso de no afección, se extiende hasta 3 meses.

Se dan casos de empresas que esperan el dictamen del Ministerio de Defensa desde hace más de un año y medio y otros en los que no ha llegado nunca, paralizando el proyecto. Se debería instar a estos organismos preceptivos para que respondan en los plazos legales, además se debería posibilitar seguir tramitando el expediente sin esperar los informes de estos organismos.

Otro de los informes técnicos a realizar es el dictamen sobre la **solvencia** del promotor por parte de la CNMC. A este respecto, proponemos la creación de un **registro de promotores** para que la CNMC no deba resolver y realizar este dictamen para cada proyecto evitando que deba ser solicitado y perdiendo tiempo cada vez.

Otro cuello de botella detectado es el caso de los **Jefes de Área de Energía e Industria** en las diferentes provincias, que presentan escasez de medios y motivación. En algunas incluso las plazas no están cubiertas.

Respecto a la tramitación administrativa, hay que resaltar que los proyectos tramitados vía CCAA, en el caso de que las plantas tengan menos de 50 MW, tienen en general **plazos más cortos** que los tramitados a través de la Administración Central. En un muestreo realizado con 40 plantas fotovoltaicas la media de tramitación en la administración central es de 3,5 años y de 1 en las CCAA.

Ante esa circunstancia cabe preguntarse sobre el **límite de 50 MW** que determina los proyectos que llevan una u otra vía de tramitación. Esta cifra no está basada en un análisis técnico y se ha quedado muy por debajo de las tendencias actuales en instalaciones fotovoltaicas. Con el fin de reactivar a la mayor brevedad la actividad, proponemos que se estudie la viabilidad de incrementar este límite, aunque sea con un alcance temporal de dos años.

Las empresas del sector se comprometen a seguir mejorando la madurez de los proyectos presentados para minimizar el número de comunicaciones, pero vemos cada vez más necesaria una **excepcionalidad** para que las plantas renovables sean una prioridad en la tramitación administrativa y los plazos puedan reducirse.

Asimismo, vemos necesario **reforzar la dotación de personal cualificado** a las diferentes administraciones públicas encargadas de la tramitación de los proyectos (CCAA, delegaciones provinciales del Gobierno, ayuntamientos, etc.).

Por último, queremos incidir en la necesidad de continuar el proceso de **digitalización** de las administraciones públicas. Se tienen todavía demasiados elementos de la tramitación que no permiten su resolución por vía telemática. Resulta obvio señalar que si esta digitalización fuera completa, no tendrían por qué sucederse retrasos en la tramitación de instalaciones a raíz de las restricciones de movilidad introducidas por el covid-19.

3.1.4 **Hibridación y sobreinstalación**

La última propuesta para el fomento del desarrollo de plantas en suelo pasa por contemplar en la regulación las siguientes tipologías de instalaciones de generación: la **hibridación** y la **sobreinstalación**.

Gracias a los distintos perfiles de generación de las tecnologías renovables (la energía solar en el mediodía y la eólica más por la tarde y la noche), la combinación de éstas permite aplanar el perfil de generación inyectado en la red, facilitando la gestión del operador del sistema. Así, la **hibridación** consiste en la instalación de fotovoltaica en plantas eólicas existentes y viceversa.

Por su lado, la **sobreinstalación** implica que haya plantas cuya potencia instalada sea superior a la capacidad máxima de inyección a la red otorgada, siempre que la generación inyectada respete este límite de capacidad. Esto podría aplicarse aumentando la potencia instalada en plantas existentes.

Por su propia configuración, este tipo de instalaciones permiten un mayor **aprovechamiento de la capacidad de la red**. Es decir, implican más generación renovable con las infraestructuras existentes, una configuración más óptima desde el punto de vista de los costes del sistema (ergo, de los consumidores).

Asimismo, al poder realizarse como actuaciones en instalaciones existentes, se aprovechan emplazamientos ya ocupados, **reduciendo el impacto ambiental**. También se tiene un uso más eficiente del recurso suelo.

Sin embargo, en la actualidad ni la hibridación ni la sobreinstalación están reguladas específicamente en el marco legal del sistema eléctrico. Teniendo en cuenta la eficiencia de estas soluciones en términos económicos, ambientales y de operación del sistema, entendemos justificada su introducción.

Entendemos que debería desarrollarse un **proceso de tramitación simplificado** que permita estas actuaciones en un corto plazo de tiempo, tanto en lo referente a las autorizaciones administrativas como en la obtención de los permisos de acceso y conexión. Por las ventajas antes comentadas frente a desarrollos 'desde cero' la hibridación y la sobreinstalación deben fomentarse mediante un tratamiento prioritario.

3.2 Fomentar el despliegue del autoconsumo

Desde UNEF entendemos que el rol del **autoconsumo** debe ser fundamental en los planes de recuperación de la economía, gracias a su capacidad para generar una actividad capilar que arrastra empleo local y por el **riesgo de pérdida del tejido empresarial y personal cualificado** que estaba empezando a consolidarse.

Para mitigar el efecto del covid-19 y **fomentar una rápida reactivación del sector** una vez se levante el estado de alarma, proponemos la implementación de las siguientes medidas.

3.2.1 Incentivos temporales en materia fiscal

En primer lugar, planteamos la introducción de ciertas medidas de incentivación fiscal de carácter **temporal**, aplicando tanto a los impuestos directos (Impuesto de Sociedades) como a los indirectos (IVA).

En el caso del **Impuesto de Sociedades**, en el pasado se instrumentaron medidas de amortización acelerada de activos fijos nuevos vinculada a la creación o mantenimiento del empleo, como sería el caso del autoconsumo que genera un importante aumento del empleo capilar. La propuesta sería un **fixar temporalmente un coeficiente de amortización acelerado** que podría subir al 100%. Esta medida solo sería de aplicación durante el tiempo de duración de la crisis económica producida por el covid-19.

En el caso del Impuesto sobre el valor Añadido, la Ley del IVA, en su artículo 91, contempla tipos reducidos para obras en viviendas: “Obras de rehabilitación, “análogas” o “conexas”, en edificaciones. La AEAT define las obras conexas como:

“Se considerarán obras conexas a las de rehabilitación las que se citan a continuación cuando su coste total sea inferior al derivado de las obras de consolidación o tratamiento de elementos estructurales, fachadas o cubiertas y, en su caso, de las obras análogas a éstas, siempre que estén vinculadas a ellas de forma indisoluble y no consistan en el mero acabado u ornato de la edificación ni en el simple mantenimiento o pintura de la fachada:

- a) Las obras de albañilería, fontanería y carpintería.*
 - b) Las destinadas a la mejora y adecuación de cerramientos, instalaciones eléctricas, agua y climatización y protección contra incendios.*
 - c) Las obras de rehabilitación energética.*
- Se considerarán obras de rehabilitación energética las destinadas a la mejora del comportamiento energético de las edificaciones reduciendo su demanda energética, al aumento del rendimiento de los sistemas e instalaciones térmicas o a la incorporación de equipos que utilicen fuentes de energía renovables.”*

Por tanto, se podría considerar que ya **existe un precedente** de tipos reducidos en lo relativo a la eficiencia energética de la que el autoconsumo es un importante exponente. Consideramos que, durante el periodo de la crisis, en particular a las instalaciones domésticas se les debería aplicar un **IVA reducido**. Se puede conseguir si la AEAT definiera explícitamente las obras de autoconsumo como obras de rehabilitación energética.

Hay que dar a los ciudadanos las **señales de precio** necesarias y adecuadas para que acometa las inversiones que nos llevarán a corto plazo a reactivar el autoconsumo y a largo plazo a cumplir con los objetivos de transición energética.

La tercera y última propuesta de UNEF en el ámbito fiscal, pasa por **eliminar** transitoriamente, durante un periodo de 24 meses desde el inicio del Estado de Alarma, el **impuesto de generación del 5%** para las instalaciones de autoconsumo sujetas al mismo.

3.2.2 Reducción del término fijo de la factura eléctrica

Desde la aprobación del Real Decreto-Ley 1/2019 se está llevando a cabo un proceso de revisión tarifaria en España que debe aprovecharse para que la tarifa que se diseñe sea un **impulsor de la transición energética**.

Este proceso de revisión ya ha quedado sellado en una de sus partes, la definición de los **peajes de acceso a la red** por parte de la **CNMC** (que deben recuperar los costes de transporte y distribución). Desafortunadamente, la CNMC optó por un reparto de 75% fijo - 25% variable, resultando en unos peajes que **desincentivan la eficiencia energética**, así como otras transformaciones esenciales como el despliegue del autoconsumo y el almacenamiento.

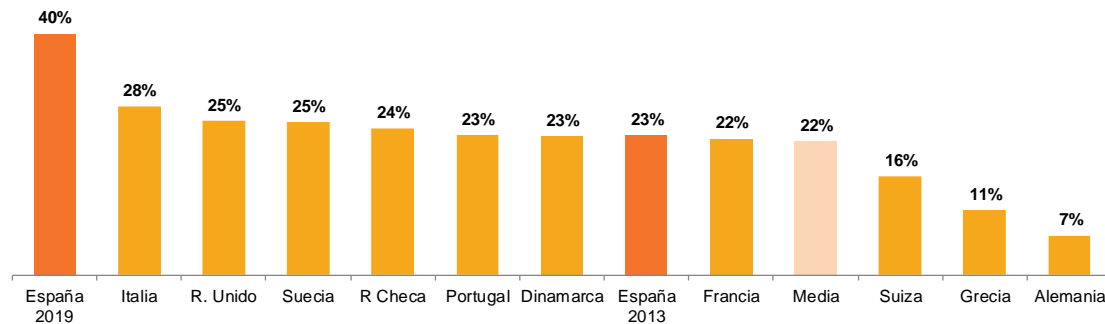
Aunque los peajes de red hayan sido aprobados, **existe margen para influir en la señal de precios** en la definición por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) de los cargos por otros costes del sistema⁶. Desde UNEF entendemos que deben emplearse los cargos para aumentar el peso del término variable en la tarifa eléctrica. Para ello, nuestra propuesta es añadir **cargos eminentemente variables** a los peajes diseñados por la CNMC (asegurando que se mantiene la recaudación para el sistema).

Somos conscientes de que no todas las transformaciones que se requieren para la transición energética se ven beneficiadas por el mismo diseño tarifario. El ejercicio de tarificación es siempre **un compromiso entre diferentes principios y objetivos**, simplificados generalmente en el peso de los términos fijo y variable.

Sin embargo, la tarifa actual está **lejos de este compromiso**. Tras las subidas del término fijo que se sucedieron entre 2012 y 2015, la tarifa es una **anomalía internacional**: España es el país con mayor peso del término fijo de todos los países europeos.

⁶ Para el ejercicio 2019, los costes a recuperar vía cargos representaron un 59% del total, frente a un 41% de las redes.

Figura 18. Peso de la parte fija en la factura (antes de impuestos) en diferentes países europeos para un consumidor doméstico y España en 2019 y 2013. Fuente: Elaboración propia UNEF



Con la tarifa propuesta se alcanzaría el compromiso buscado, incentivando la eficiencia, el autoconsumo y las transformaciones antes comentadas, al mismo tiempo que seguiría siendo rentable la electrificación.

En un sentido más amplio, aunque en relación con los precios de los distintos vectores energéticos, entendemos que se hace cada vez más urgente una reforma de la **fiscalidad ambiental**. Se trata de incrementar la carga impositiva sobre los combustibles fósiles según su contenido en carbono de forma que se cumpla el principio de quien contamina paga. A través de una fiscalidad más alineada con el proceso de transición energética la gran beneficiada debe ser la **electrificación**, trasladando consumos energéticos fósiles a electricidad renovable.

3.2.3 Simplificación, digitalización y homologación de la tramitación

En tercer lugar, re incidimos en la necesidad de **simplificar, digitalizar y homologar las tramitaciones administrativas**. Que mejore la agilidad de las tramitaciones es, en este momento más que nunca, clave para que se reactive la actividad de todo el entramado de autónomos y empresas que pueden hacer del autoconsumo una vía más de recuperación económica a nivel nacional tras la crisis actual. Una mayor agilidad puede redundar en una más pronta recuperación y una menor destrucción de empleo.

Una versión digital de los procedimientos se ha reivindicado aún si cabe más necesaria y útil tras la paralización actual de todos los procesos administrativos. **Una administración más digital**, dotada de medios suficientes para poder trabajar de forma telemática **hubiera permitido a muchas empresas continuar parcialmente su actividad**, avanzando en la actualización y puesta al día de las tramitaciones pendientes.

Además de la digitalización de procesos, hay que destacar que **cada ayuntamiento exige un proceso diferente** para tramitar una instalación de autoconsumo. Se da el caso de que incluso en un mismo ayuntamiento difiere el trámite dependiendo del técnico asignado. La falta de un trámite definido, unido a la importante carga de trabajo

de los técnicos municipales y al desconocimiento de una normativa relativamente nueva produce **retrasos de seis a ocho meses**.

Desde UNEF vemos asimismo importante que las instalaciones de autoconsumo sobre cubierta se tramiten por la vía de la **comunicación previa** tal y como se está ya haciendo en las Illes Balears (Ley 7/2013), Extremadura (Ley 11/2018) y Cataluña (Decreto Ley 16/2019). Según nuestro estudio junto a SolarPower Europe, la licencia de obras tampoco es requisito habitual en otros países europeos⁷.

La exigencia de licencia de obras, muy generalizada, **no se ajusta a la naturaleza de una instalación sobre cubierta**, comportando plazos de 6 a 8 meses de tramitación al exigirse documentación que, en muchos casos, carece de sentido (p.ej. informe de reflejos de los paneles o la obligación de depositar un aval por desperfectos en la vía pública cuando una instalación de este tipo no requiere ocupación de la misma) y que aumenta el coste para el ciudadano.

Con la vía de la **comunicación previa**, el ayuntamiento solicita la documentación que considere pertinente y no se exige que un técnico pueda ir realizar una inspección posteriormente.

Mientras que la competencia sobre el tipo de permiso de obras aplicable a cada actuación concreta (declaración responsable, comunicación previa o licencia de obras) es de los municipios, dicha decisión se ve modulada por las directrices autonómicas al respecto (p.ej. Leyes de urbanismo).

La actual situación creemos que justifica la extraordinaria y urgente necesidad de **aprobar un decreto ley que adecúe las leyes autonómicas de urbanismo a la realidad del autoconsumo**, dejando claro que las instalaciones de autoconsumo sobre cubierta deben tramitarse por la vía de la comunicación previa.

Eliminar barreras administrativas permite mejorar la rentabilidad de las instalaciones, impulsando la demanda de las mismas sin tener que recurrir a incrementar las ayudas. Por ilustrar el impacto de este tipo de procesos, basta recurrir a la tramitación de instalaciones de autoconsumo residencial para casas unifamiliares trasladada por una empresa asociada a UNEF.

Este proceso se puede alargar hasta 5 meses de los cuales el informe de la Agencia Española de Seguridad Aérea supone de media 2 o 3 meses, que se añaden al tiempo de tramitación del permiso de obras. Si se eliminara el informe y se tramitara por comunicación previa como proponemos desde UNEF, el proceso se reduciría a 15 días.

⁷ Ninguno de los países que respondió a la petición de información requería licencia de obras (building permit). Los países que contestaron fueron Alemania, Países Bajos, Italia y Suecia. En República Checa no es necesaria para instalaciones menores a 10kW.

Por finalizar con la tramitación local, entendemos que las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo deberían ser una actividad compatible con una clasificación de suelo rústico.

Otro elemento de la tramitación administrativa del autoconsumo es la relativa a la **conexión a la red**, centrada en la obtención del **permiso de acceso y conexión**. Actualmente deben obtenerlo las instalaciones con excedentes mayores de 10 kW en general y las mayores de 15 kW en suelo urbano. Este trámite está generando retrasos de varios meses en los proyectos, conformándose como un cuello de botella, a pesar de que la incidencia en la red de los excedentes de estas instalaciones es baja.

Aunque los tiempos de respuesta de las empresas distribuidoras están delimitados en el RD 244/2019 de Autoconsumo, los tiempos reales oscilan entre 3 y 9 meses, superándose los límites establecidos. Para incentivar que los expedientes se resuelvan en los plazos legales, proponemos que el **silencio administrativo aplique a la obtención del permiso de acceso y conexión**. Así, una vez cumplidos los plazos máximos estipulados en el RD, si la compañía no ha respondido, el permiso quedaría otorgado.

Una alternativa para aligerar el trámite de conexión a las instalaciones de autoconsumo es eximir de la solicitud de permiso a los consumidores cuya potencia de evacuación solicitada sea inferior a la potencia que tienen contratada de consumo.

En todo caso, en la revisión del marco de acceso y conexión antes mencionada para plantas de generación, entendemos que debería incluirse también un **procedimiento simplificado**, aplicable los proyectos de autoconsumo.

Por otro lado, se tienen una serie de **requisitos técnicos a la conexión** de instalaciones de autoconsumo que desde UNEF entendemos se podrían relajar. En primer lugar, en el caso de autoconsumo con excedentes de potencia mayor de 15 kW, si los inversores instalados cuentan con función de protección contra funcionamiento en isla, se podría eliminar el requisito de instalación de teledisparo. También consideramos que podría eliminarse el requisito de contar con protección 59 N en instalaciones de potencia inferior a 100 kWp.

3.2.4 Utilización de los fondos estructurales para la promoción de la innovación en el autoconsumo

Se debería convocar lo antes posible la convocatoria anunciada con fondos FEDER para proyectos innovadores de autoconsumo y almacenamiento, como la fotovoltaica flotante o la integrada en edificación.

Planteamos, además, el uso de fondos FEDER para el fomento del autoconsumo, en proyectos (aunque no sean innovadores) en zonas no peninsulares como **Ceuta y Melilla**. La falta de espacio de las ciudades autónomas dificulta el desarrollo de plantas

de generación, justificando la introducción de fuentes alternativas de suministro eléctrico como el autoconsumo, evitando que se queden al margen del proceso de transición ecológica.

3.2.5 Revisión del Código Técnico de Edificación

En quinto lugar, queremos resaltar una herramienta que, mejor empleada, podría ser clave para fomentar el autoconsumo: el Código Técnico de la Edificación (CTE). El CTE se modificó hace menos de un año, pero entendemos que en su redacción actual **no muestra suficiente ambición** en lo que se refiere al autoconsumo fotovoltaico.

El CTE (cuya última modificación fue aprobada por el RD 732/2019) establece una mínima generación de energía eléctrica en edificios de uso distinto al residencial privado, de nueva construcción o ampliaciones **cuando superen o incrementen la superficie en más de 3.000 m²**. Para la potencia a instalar se establece un rango de potencia mínima y máxima (nunca superior a 100 kW).

Desde UNEF entendemos que debe **reducirse significativamente la superficie mínima que obliga a la introducción de autoconsumo** fotovoltaico. Como alegamos en el proceso de consulta pública del mencionado RD, la superficie debería ser 1.000 m². Asimismo, entendemos que **no tiene sentido definir un valor máximo** a la potencia a instalar, y en caso de mantenerse, no debería ser tan bajo. Son numerosas las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión con una potencia instalada superior a 100 kW (en edificios residenciales, comerciales, administraciones, industriales, etc.).

Otro elemento en el que el CTE podría fomentar el autoconsumo es la **fotovoltaica integrada en la edificación** (BIPV, *Building Integrated Photovoltaics*) que permite incorporar generación renovable como un elemento de construcción.

3.2.6 Reforma de la Ley de Propiedad Horizontal

La introducción de sistemas fotovoltaicos en las ciudades españolas va a realizarse principalmente a través del autoconsumo colectivo, al ser España el país de la Unión Europea donde más ciudadanos y ciudadanas viven en edificios plurifamiliares, con un 66% frente al 25-30% en países como Francia, Bélgica o Países Bajos (Eurostat 2017).

La publicación del RD-Ley 15/2018 levantó la prohibición al autoconsumo colectivo, quedando regulado de forma completa mediante el RD 244/2019. Además, se espera

⁸ La Ley de cambio climático de Baleares establece la obligación de instalar placas solares en los edificios de más de 1.000 m² que se construyan tras la publicación de la ley, los nuevos aparcamientos de 1.000 m² y los existentes de 1.500 m².

para 2020 la introducción de coeficientes dinámicos, mejora sustancial del régimen económico de esta modalidad de autoconsumo.

A pesar de estar plenamente regulado, actualmente constatamos que el número de proyectos de autoconsumo colectivo es limitado. Una de las razones que entendemos está lastrando el desarrollo de esta modalidad es la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.

La interpretación de esta ley de 1960 está siendo confusa por parte de propietarios y administradores de fincas, a la vez que requiere de consensos muy amplios para que una instalación fotovoltaica pueda prosperar en una votación. Así pues, vemos necesario revisar dicha ley, modificando el sistema o número de votos positivos necesarios en una junta de propietarios para materializar y desarrollar instalaciones fotovoltaicas sobre el tejado de una comunidad de vecinos.

3.2.7 Campaña de promoción del autoconsumo

Por último, planteamos la realización de una campaña de promoción del autoconsumo por parte de las administraciones públicas.

El anterior marco regulatorio de autoconsumo (RD 900/2015) y las barreras económicas, administrativas y técnicas que presentaba dejaron desafortunadamente huella en cómo percibe la sociedad esta tecnología. Aun hoy en día, cuando el autoconsumo ha superado los cientos de MW instalados en los últimos años, desde UNEF todavía tenemos que explicar que el autoconsumo es legal y que no hay “impuesto al sol”.

Es importante por tanto que se haga una **labor didáctica** por parte de todos los agentes del sistema que traslade a los consumidores el mensaje de que el autoconsumo es una opción viable para su suministro y que, gracias a la competencia económica de la tecnología, **permite el ahorro en la factura**.

Para ello entendemos que, además de la labor didáctica que realizamos UNEF y otros agentes, sería recomendable una campaña de promoción por parte de administraciones públicas como el IDAE.

Anexo: Análisis jurídico para la implementación de las medidas propuestas

A continuación, se incluye el tipo de instrumento normativo que sería necesario emplear para la implementación de las medidas propuestas.

3.1 Acelerar el desarrollo de plantas en suelo

3.1.1 Celebración de subastas renovables

El marco regulatorio para habilitar la celebración de nuevas subastas renovables de acuerdo con el modelo propuesto, podría establecerse a través de un **Real Decreto-ley** que modifique la Ley del Sector Eléctrico.

3.1.2 Reforma del marco regulatorio de acceso y conexión

Para la reforma del marco regulatorio de acceso y conexión en los términos propuestos no es necesario introducir ninguna modificación normativa a través de una norma con rango de ley. Todos los cambios que se proponen ya tienen habilitación legal y podrían realizarse a través de la **Circular de la CNMC y el Real Decreto** que está pendiente de aprobación por parte del Gobierno sobre esta materia.

3.1.3 Reducción de plazos en la tramitación administrativa

A través de un RD-ley se podrían aprobar las siguientes medidas:

- Establecer que, durante un período determinado pero lo más amplio posible, la obligatoriedad de que todos los procedimientos de autorización de instalaciones renovables, ya sea en el ámbito estatal o el autonómico, se tramiten por el **procedimiento de urgencia** en los términos y condiciones previstos en el artículo 33 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De acuerdo con este precepto, *“cuando razones de interés público lo aconsejen, se podrá acordar, de oficio o a petición del interesado, la aplicación al procedimiento de la tramitación de urgencia, por la cual se reducirán a la mitad los plazos establecidos para el procedimiento ordinario, salvo los relativos a la presentación de solicitudes y recursos”*.

- Establecer que el **trámite de información pública** en los procedimientos de autorización de instalaciones renovables, ya sea en el ámbito estatal o el autonómico, sea común a efectos del otorgamiento de las autorizaciones necesarias de conformidad con la normativa del sector eléctrico (AAP, AAC y DUP, en su caso), ambiental (EIA) y de la autorización de cambio de uso de suelo que resulte de aplicación de acuerdo con la normativa urbanística autonómica, permitiéndose en todo caso la tramitación **simultánea** de todos estos procedimientos.

A estos efectos, se podría establecer un modelo de **ventanilla única**, como el que existe en Cataluña, en la que el promotor presente toda la documentación requerida a efectos de obtener las autorizaciones citadas sin necesidad de tener que presentar dicha información ante los distintos organismos que intervienen en el procedimiento de autorización de este tipo de instalaciones.

- Teniendo en cuenta que los plazos de tramitación son generalmente más cortos en el ámbito autonómico, a través de un **RD-ley** se podría modificar el artículo 3 de la Ley del Sector Eléctrico para **incrementar el umbral de potencia** que determina la sujeción de un determinado proyecto al ámbito estatal o autonómico.

Por otra parte, a fin de agilizar la tramitación de los expedientes, podría valorarse la realización de encomiendas de gestión a TRAGSATEC para que dé soporte a los funcionarios del Ministerio en la tramitación de este tipo de expedientes, tal y como ya se ha hecho en el pasado con otros procedimientos.

Estas encomiendas de gestión se consideran imprescindibles para agilizar los tiempos de respuesta de aquellos organismos que no disponen de los medios necesarios para la tramitación del volumen de expedientes dentro de los plazos establecidos legalmente (confederaciones hidrográficas, AESA y Ministerio de Defensa).

3.2. Fomentar el despliegue del Autoconsumo

3.2.1 Incentivos fiscales en materia fiscal

Las tres propuestas incluidas (fijación de un coeficiente de amortización acelerado en el IS, aplicación del IVA reducido y eliminación transitoria del impuesto de generación para instalaciones sujetas al mismo) tendrían que implementarse a través de un **RD-ley** que modifique la Ley del IVA y del IS a estos efectos.

3.2.5 Revisión del CT de la Edificación

La propuesta podría articularse mediante un **Real Decreto** que modifique el CTE. Ello, no obstante, si existe voluntad de implementar estas medidas a la mayor brevedad, nada obstaría a que dichas modificaciones pudieran realizarse a través de un RD-ley.

3.2.3 Simplificación, digitalización y homologación de la tramitación

A través de un **RD-ley** se podrían establecer que, durante un período determinado pero lo más amplio posible, las instalaciones de autoconsumo incluidas dentro del ámbito de aplicación del RD 244/2019, de potencia inferior a un cierto valor queden sujetas obligatoriamente a un **régimen de comunicación previa**, de acuerdo con lo previsto en el artículo 84.1.b) de la Ley Reguladora de las Bases de Régimen Local.

Ese artículo de la ley de bases ya establece un marco para sujetar estas instalaciones a comunicación previa. Se trataría de que el RD-ley establezca que ése será el trámite

aplicable, al menos durante un periodo de tiempo, de forma que los ayuntamientos no puedan optar entre el régimen de licencia o el de comunicación previa.

3.2.6 Reforma de la Ley de Propiedad Horizontal

La propuesta implica necesariamente la modificación de la Ley de Propiedad Horizontal, por lo tanto, se implementaría a través de un **RD-ley**.