

Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico

Lecciones aprendidas de la experiencia
internacional



Iñigo Ramiro, Aída González, Marta Victoria, Manuel Castillo



El Observatorio
Crítico de la energía

El **Observatorio Crítico de la Energía** (OCE) es fundado a comienzos de 2007 por un grupo de jóvenes ingenieros y científicos que, unidos en torno a un análisis común de los problemas de la sociedad, deciden comenzar una actividad pública orientada a la transformación y regeneración del sistema democrático. Los principios sobre los que se organiza dicha actividad tienen su origen en una crítica a la insostenibilidad ecológica y económica de nuestra sociedad y a la degradación de la cultura democrática. Concebido como una organización de carácter esencialmente progresista y crítico, el OCE es un foro de discusión y análisis en el que se intenta generar un discurso riguroso e informado para abordar estas cuestiones desde una postura que combine la solvencia del método científico con la conciencia política y social.

**Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico.
Lecciones aprendidas de otros países**

es obra de

El Observatorio Crítico de la Energía

y está acogido a licencia

[Creative Commons 4.0.](#)



Ilustración de la portada: Comunidad solar diseñada por el arquitecto RolfDisch en Friburgo, Alemania. Imagen cedida por Andrewglaser a Wikimedia Commons con licencia [Creative Commons 3.0](#)

1ª edición: octubre de 2016

www.observatoriocriticodelaenergia.org

Los autores agradecen la información suministrada por las siguientes personas: Simon Phillips, John Farrell, Alejandro Martínez Steele, Ralf Hutter y Venizelos Efthymiou.

La legislación relativa al autoconsumo en los diferentes países es variada, se modifica a menudo y, en algunos casos, no resulta fácilmente accesible. Hasta donde llega nuestro conocimiento, la información que incluye este documento es correcta. Por favor, si detectas algún error, escríbenos a elcorreodelobservatorio@gmail.com

1. Introducción

El término “autoconsumo” se utiliza para designar el proceso por el que instalaciones generan electricidad de manera distribuida con el objetivo de que esta sea consumida de manera local. En la mayoría de los casos la instalación consiste en un conjunto de paneles fotovoltaicos instalados en el tejado de una vivienda que producen parte de la electricidad que se consume en ella.

El autoconsumo conlleva una serie de ventajas económicas, ambientales y sociales que hacen que su desarrollo en España, como en el resto del mundo, sea muy deseable. La generación de electricidad mediante renovables disminuye la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes y, al mismo tiempo, reduce la importación de combustibles fósiles mejorando tanto la balanza comercial como la soberanía energética de nuestro país. El autoconsumo también aumenta la eficiencia del sistema ya que las pérdidas causadas por el transporte de electricidad disminuyen cuando la generación tiene lugar próxima al lugar de consumo.

Además de las ventajas anteriores, el autoconsumo posibilita un cambio de paradigma en el sistema de generación eléctrica. La razón principal es que permite transitar desde un modelo basado en grandes centrales de generación–propiedad de unas pocas empresas–, a otro donde la electricidad se genera a través de un gran número de pequeñas instalaciones cuya propiedad y gestión puede estar mucho más repartida. La capacidad transformadora del autoconsumo es una de las causas principales que motivan los esfuerzos de las grandes multinacionales del sector eléctrico para impedir, o como mínimo retrasar, su despegue en España.

La historia del desarrollo de la normativa que regula el autoconsumo, los diferentes borradores que redactó el Gobierno, la influencia que sobre ellos tuvo UNESA y la oposición social que despertaron quedan fuera del alcance de este texto, y pueden consultarse en otras referencias¹. Un breve resumen de la situación actual es el siguiente. En octubre de 2015 el gobierno del Partido Popular (PP) aprobó el *Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (R.D.900/2015)*. Esta normativa incluye una serie de medidas que, en lugar de promover el desarrollo del autoconsumo, representan importantes trabas al mismo.

La normativa de autoconsumo en España es probablemente la más restrictiva del mundo, como ya denunciábamos algunos de los autores de este informe en un artículo previo². Muestra de ello es que España es el único país con una normativa específica de autoconsumo que no contempla retribución alguna para la energía vertida a la red por las instalaciones de autoconsumo³ (ver Figura 1). Posteriormente, en un informe comparativo sobre normativas de autoconsumo en

¹[Crónica de un nefasto proyecto para regular el autoconsumo](#), 30 de agosto de 2015

²[Autoconsumo marca España: la normativa más restrictiva del mundo](#), La Marea, 14 de diciembre de 2015

³Aunque el aspecto que ha recibido más atención mediática es el denominado “impuesto al sol”, es decir, el gravamen que se aplica a la energía autoconsumida instantáneamente sin que llegue a pasar por la red eléctrica, la realidad es que el RD 900/2015 exige de pagar este impuesto a las instalaciones con una potencia inferior a 10 kW. Para estas, la ausencia de un esquema de balance neto o similar, es decir, el hecho de no retribuir de ninguna manera la energía que las instalaciones vierten a la red, es probablemente el aspecto que más reduce la rentabilidad de las instalaciones y, por lo tanto, uno de los mayores obstáculos para el desarrollo del autoconsumo en nuestro país.

distintos países, la Agencia Internacional de la Energía (IEA en su siglas en inglés) alcanzó la misma conclusión, destacando que nuestro país es el único que impone una tasa específica para los autoconsumidores destinada a financiar la red eléctrica^{4,5}.

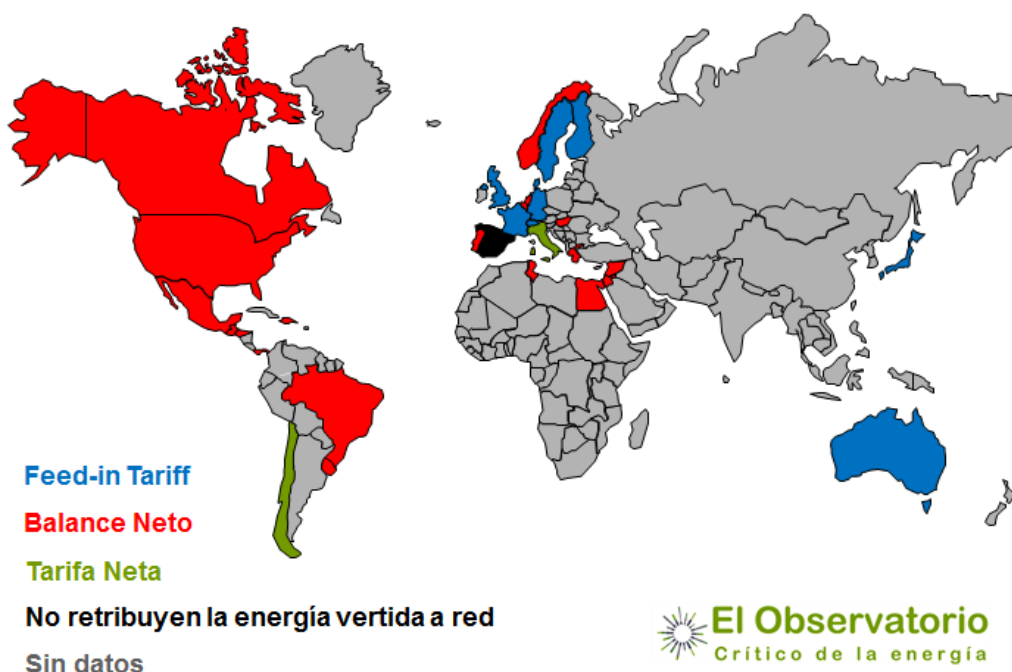


Figura 1. Esquemas de retribución de la energía vertida a la red por las instalaciones de autoconsumo.
Fuente: elaboración propia.

Existe un amplio consenso social y político sobre la necesidad de modificar el R.D.900/2015 y desarrollar una legislación que sí promueva el desarrollo del autoconsumo. De hecho, los principales partidos políticos, a excepción del PP, se comprometieron públicamente en febrero de 2016 a adoptar, en caso de llegar al gobierno, una serie de “medidas urgentes para el fomento del autoconsumo eléctrico”⁶. El compromiso alcanzado se abstiene de derogar por completo el R.D. 900/2015 y evita así el retroceso a una situación de vacío legal que pueda ser todavía más perjudicial para el sector. Además, incluye la modificación de aquellos artículos contenidos tanto en ese texto como en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico que suponen, de facto, un freno insalvable para el desarrollo del autoconsumo. El acuerdo también incluye algunas características de la normativa sobre las que el consenso es amplio, entre otras que la energía autoconsumida instantáneamente quede libre de gravámenes, que los trámites administrativos sean sencillos, que las instalaciones sin vertido a red puedan acogerse a los reglamentos técnicos simplificados y que las sanciones relacionadas con el autoconsumo sean proporcionadas. Existen, sin embargo, otros aspectos sobre los que todavía no existe un consenso entre los diferentes actores (partidos, patronales, plataformas ciudadanas) y que tienen indudablemente una gran importancia.

⁴<http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-aie-dice-espana-caso-unico-tasa-especifica-autoconsumidores-electricidad-20160428142227.html>

⁵“Review and Analysis of PV self-consumption policies”, IEA

⁶[Acuerdo de medidas urgentes de fomento del autoconsumo eléctrico](#), 25 de febrero de 2016

El objetivo de este texto es analizar la normativa de autoconsumo existente en otros países para extraer lecciones aprendidas y ser capaces de identificar y copiar aquellos aspectos que han resultado más exitosos y descartar aquellos que han dado lugar a un resultado indeseado. Actualmente, se puede acceder a algunos documentos que realizan un análisis comparativo de las normativas de autoconsumo en varios países como el informe mencionado previamente y que ha sido elaborado por la Agencia Internacional de la Energía⁷, uno elaborado por la Asociación Costarricense de Energía Solar⁸, o el documento sobre buenas prácticas elaborado por la Comisión Europea⁹.

La novedad de este trabajo reside en que se centra en analizar la experiencia de otros países en relación con el autoconsumo poniendo el foco en tres preguntas concretas:

- En primer lugar, trataremos de entender qué aspectos de la legislación de otros países han resultado significativos para posibilitar la entrada de nuevos participantes en el sector eléctrico. Estos nuevos actores podrán ser consumidores, de manera individual o en instalaciones compartidas, empresas de financiación, cooperativas u organismos municipales. Su participación en el sistema resultará clave para que se produzca el cambio desde la actual situación de oligopolio en el sector eléctrico hacia un modelo más democrático.
- En segundo lugar, analizaremos cómo se ha estructurado en otras normativas la gestión de instalaciones compartidas. En particular, para el caso de una instalación de paneles fotovoltaicos en el tejado de un edificio de viviendas que genere electricidad para los diferentes vecinos que habiten en él, resulta muy interesante conocer los detalles del funcionamiento de esta instalación: cómo está repartida la propiedad, cómo se retribuye o grava el intercambio de electricidad con la red de cada vecino, etc.
- En tercer lugar, estudiaremos la relación entre autoconsumo y pobreza energética. En ocasiones el autoconsumo se propone como herramienta de lucha contra la falta de acceso a la energía que sufren las familias más vulnerables. Para que esto sea posible debe ser contestada la siguiente pregunta: ¿cómo hacer para que las familias con menor nivel de ingresos puedan realmente acceder a las ventajas del autoconsumo?

En concreto, analizaremos los casos de Alemania, el estado de California en Estados Unidos, y Chipre. Alemania es el país del mundo con mayor penetración de fotovoltaica, medida en vatios instalados por habitante. Además, ha seguido una normativa de retribución estable y continuada durante más de dos décadas. El estado de California tiene también una gran penetración de fotovoltaica así como una extensa regulación de autoconsumo que ha permitido en los últimos años el despegue y rápido crecimiento de esta tecnología. Si bien la penetración de la fotovoltaica en Chipre no es tan elevada, el país cuenta con mecanismos de balance neto y de subvenciones para instalaciones de autoconsumo de grupos sociales vulnerables.

⁷[Review and Analysis of PV self-consumption policies](#), IEA

⁸[Panorama de la regulación de la generación distribuida](#), ACESOLAR, 2015

⁹[Best practices on Renewable Energy Self-consumption](#), Comisión Europea 2015

2. El caso de Alemania

El autoconsumo en el contexto de la transición energética (*Energiewende*)

El desarrollo de las instalaciones de autoconsumo en Alemania se enmarca dentro del proyecto de transición energética (*Energiewende*) que el país está implementando desde principio de la década de los noventa. Este proceso de transformación del modelo energético ha permitido que la generación eléctrica renovable haya pasado de representar el 7% en 2001 al 33% en 2015. Además, ha posibilitado el cierre planificado de ocho centrales nucleares y la programación de la clausura de las que todavía están operativas para antes de 2022¹⁰. La nueva generación renovable se ha dedicado a sustituir producción nuclear con la contrapartida de que el porcentaje de generación eléctrica obtenido mediante la quema de carbón sigue en torno al 45%. Como consecuencia, la tasa de emisión de CO₂ por kilovatio-hora generado en Alemania es bastante alta comparada con la media de la UE (636 g CO₂/kWh frente a 558 en 2013).

En el caso de la fotovoltaica, la potencia instalada a finales de 2015 ascendía a más de 39,6 GW y durante ese año la generación mediante esta tecnología cubrió el 7% de la demanda de electricidad¹¹.

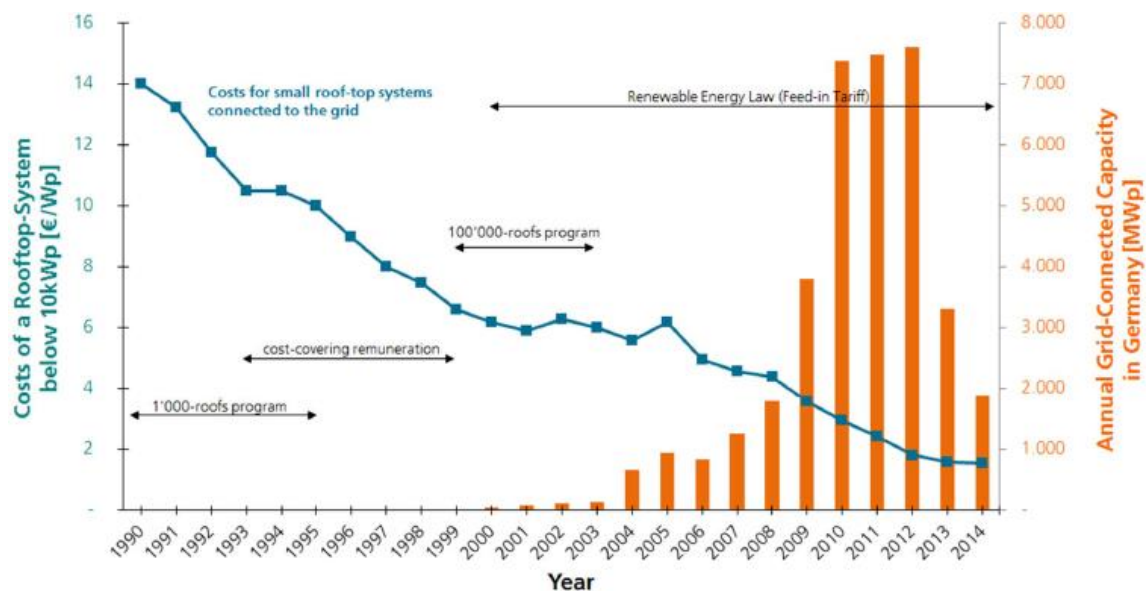


Figura 2. Evolución del coste de sistemas fotovoltaicos instalados en tejados con potencia menor de 10 kW en Alemania (escala izquierda y línea azul). Capacidad fotovoltaica instalada anualmente en Alemania (escala derecha y barras de color naranja). Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE, [Photovoltaic Report 2016](#).

La Figura 2 muestra la potencia fotovoltaica instalada anualmente en Alemania, y representa un buen resumen gráfico de la evolución histórica de esta tecnología. La primera legislación que favorecía la instalación de renovables en el país fue la Electricity Feed-in Act (StEG) promulgada en 1991. En particular, entre 1990 y 1995 se desarrolló el programa de los “1.000 tejados solares”. El éxito de este primer programa propició su ampliación mediante el programa de los “100.000 tejados solares”, entre 1999 y 2003.

¹⁰[El cambio de modelo energético en Alemania](#), Público, 17 de febrero de 2015

¹¹[Photovoltaic Report 2016](#), Fraunhofer-ISE

El verdadero impulso para el desarrollo de las renovables se produjo con la German Renewable Energy Act (EEG) del año 2000, que garantizaba una retribución fija por la energía vertida a la red y reconocía el derecho de cobro durante 20 años. Para las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW el procedimiento que establece la EGG es sencillo: los propietarios de la instalación pueden consumir directamente la electricidad que generan sin pagar cargo o impuesto alguno¹². Además, vierten a la red la energía que no utilizan y reciben por ella un precio fijo (Feed-in Tariff, FiT) cuya cuantía varía en función del momento de puesta en marcha de la instalación¹³ (Figura 3). El pago de las FiT está garantizado durante 20 años. La Agencia Federal (Bundesnetzagentur) publica, cada dos meses, la cuantía de las FiT para nuevas instalaciones, la cual va disminuyendo con el tiempo de manera que:(i) se ajuste al descenso de precios de la tecnología; (ii) suponga un incentivo para mejorar las nuevas instalaciones; y (iii) acote el gasto total asociado que se compromete durante los siguientes 20 años. En la actualidad, la tarifa oscila entre 0,12 y 0,08 €/kWh, según el tamaño de la instalación.

Junto con la evolución de las FiT, en la Figura 3 se muestra cómo ha ido variando el precio que paga un consumidor doméstico por la electricidad en Alemania. Puede observarse cómo, para instalaciones realizadas antes de 2011, los autoconsumidores recibían, por cada kilovatio-hora que inyectaban en la red, un precio (Photovoltaic FiT) mayor que el precio que debían pagar para importar un kilovatio-hora de la red (Household power Price). Sin embargo, para instalaciones posteriores a ese año, el cruce de las curvas indica que los autoconsumidores reciben un precio menor por cada unidad de energía inyectada a la red del que pagan cuando importan esa energía; es decir, a partir de ese año el régimen retributivo automáticamente incentiva el autoconsumo instantáneo (el consumo que se produce en los momentos de generación).

Además, las instalaciones con potencia comprendida entre 10 kW y 1 MW solo pueden cobrar FiT por el 90% de la electricidad que generen. En otras palabras, deben auto-consumir al menos el 10% de su producción eléctrica.

Las instalaciones de autoconsumo también disfrutaban de una situación ventajosa en lo que se refiere al impuesto “EEG Umlage”. Este impuesto, que se incluye en la factura de electricidad de todos los consumidores alemanes, está destinado a financiar la transición energética. Por un lado, las instalaciones de autoconsumo con potencia inferior a 10 kW están exentas de este gravamen; por otro, las que tienen una potencia superior, deben pagar solo el 35% del “EEG Umlage” en 2016 y el 40% en 2017.

¹² Existe una propuesta del Ministerio de Finanzas Alemán que consiste en un gravamen de 0,02 \$ por cada kilovatio-hora autoconsumido instantáneamente. Pese a que aún no ha sido aprobada, la propuesta ya ha recibido numerosas críticas. http://m.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany-considers-new-taxes-for-renewable-energy-consumers_100024727/#axzz4APJvht9

¹³ También existe la opción de que reciban una prima fija (Feed-in Premium, FiP) que se suma al valor que alcance la electricidad en el mercado, este esquema se conoce como “Modelo de Integración en Mercado”.

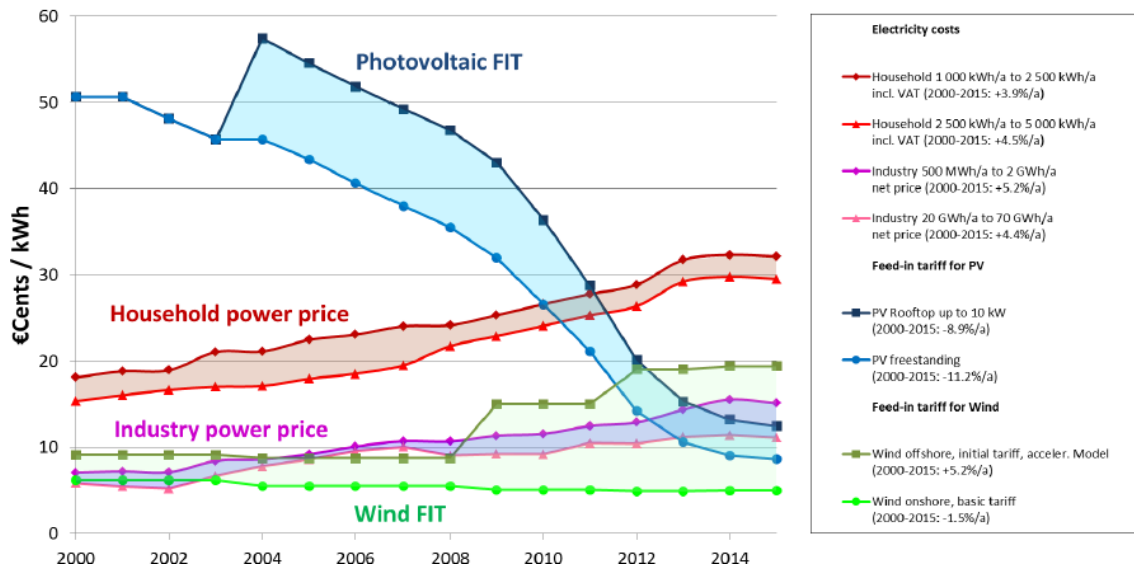


Figura 3. Evolución de las Feed-in Tariffs (FIT) en Alemania. Los propietarios de una instalación de autoconsumo reciben esta tarifa por cada kilovatio-hora que inyecten en la red. La FIT que recibe cada autoconsumidor depende del momento de puesta en marcha de su instalación y está garantizada durante 20 años. Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE [Photovoltaics Report 2016](#).

Por último, para ayudar a obtener una visión global de la situación, la Figura 4 muestra la evolución del tamaño de los sistemas o plantas fotovoltaicas instaladas anualmente en Alemania. Si bien en el año 2000, la mayoría de las instalaciones tenían una potencia inferior a 10 KW, es decir, se trataba de instalaciones en tejados de viviendas, en 2014, el porcentaje de estas instalaciones se redujo a menos del 20%.

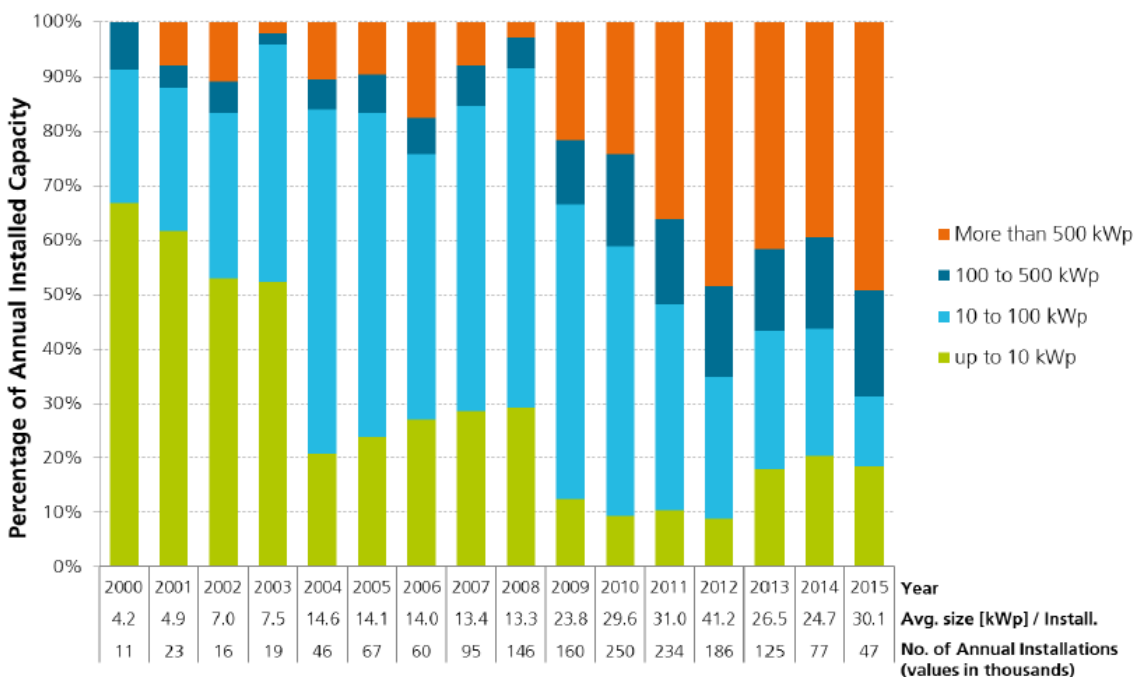


Figura 4. Distribución, según su tamaño, de las centrales fotovoltaicas instaladas anualmente en Alemania. Fuente: Informe anual del Instituto Fraunhofer-ISE [Photovoltaics Report 2016](#).

La propiedad de las instalaciones

La participación ciudadana es a menudo señalada como uno de los principales factores que han permitido el éxito de la transición energética en Alemania. De toda la potencia renovable¹⁴ que había instalada en Alemania en 2012, el 47% estaba en manos de ciudadanos y cooperativas permitiendo la evolución desde un sistema marcadamente oligopólico hacia otro más democrático. La participación de los ciudadanos como inversores en los nuevos proyectos renovables también implica una mayor aceptación social de la transición, aun cuando esta ha supuesto un incremento de las tarifas eléctricas¹⁵. Entre los aspectos principales que han permitido el desarrollo de instalaciones renovables propiedad de ciudadanos, granjeros y cooperativas de consumidores se encuentra la existencia de unas condiciones de retribución de la energía generada sencillas y estables. Como señalan varias de las fuentes consultadas, el hecho de que los productores tengan unos ingresos fijos garantizados a través de una FiT que se mantiene durante 20 años ha resultado clave para que muchos de ellos se hayan decidido a participar en el sector eléctrico.

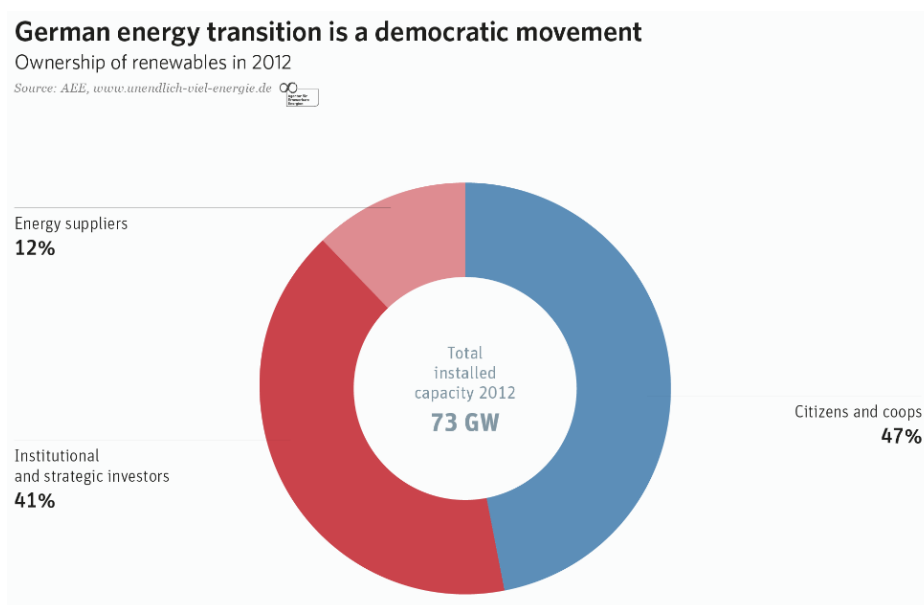


Figura 5. Propiedad de la potencia instalada de generación eléctrica renovable en Alemania en 2012.

Fuente: Informe realizado por la [Leuphana University of Lüneburg](http://www.leuphana.de)

En cuanto a las instalaciones de mayor potencia, que vierten toda su electricidad a la red, la reciente modificación de la EGG en agosto de 2014 ha cambiado su esquema de retribución. Actualmente, se establecen unas subastas de potencia de manera que, cada año, se consiga instalar una cantidad determinada de cada tecnología. Un estudio de la Oficina Federal de Cooperativas Energéticas muestra que el número de cooperativas que tiene previsto realizar una inversión en el corto plazo ha pasado del 92% en 2013 al 67% en 2014 y han disminuido el número de nuevas cooperativas formadas. El estudio achaca estos descensos al aumento de complejidad creado por la reforma de la EGG¹⁶. Además, según algunos expertos, el nuevo esquema de subastas recogido en la modificación de la EGG supondrá un obstáculo para que las

¹⁴La distribución de propiedad para el caso particular de las instalaciones fotovoltaicas no está disponible.

¹⁵Clean Energy Wire, Dossier [“Germany between citizens’ energy and Nimbyism”](#).

¹⁶Ibid.

cooperativas sean propietarias de nuevas instalaciones renovables. Por un lado, los gastos asociados a la preparación de ofertas para concurrir a una subasta son más difíciles de asumir por empresas o cooperativas de un tamaño pequeño o mediano; por otro, la exigencia de avales implica unos gastos financieros que las sitúa en una situación de desventaja con respecto a las grandes empresas eléctricas.¹⁷

Otro aspecto que resulta muy interesante del modelo alemán es el incentivo creado para la instalación de baterías junto a los paneles fotovoltaicos mediante el programa “Standard & Storage”. El Banco de Desarrollo Alemán otorga a los propietarios de sistemas con potencia inferior a 30 kW créditos de bajo interés para la instalación de estos sistemas de almacenamiento¹⁸.

Pobreza energética

En Alemania existen ayudas para las familias que no pueden hacer frente a sus facturas de electricidad. Estas ayudas se otorgan en base a criterios de exclusión social y son financiadas por la Seguridad Social y el Ministerio de Trabajo pero no están relacionadas en modo alguno con el autoconsumo.

3. California (EE. UU.)

En el año 2015, aproximadamente el 1% de la electricidad generada en EE. UU. tenía origen fotovoltaico. Si bien este porcentaje es menor que el de países como Italia o Alemania, donde asciende al 7-8%, EE. UU. cuenta con una extensa y asentada regulación en materia de renovables, en general, y de fotovoltaica, en particular, la cual ha permitido que más de dos tercios de la nueva potencia instalada en 2015 corresponda a eólica y solar¹⁹. En el caso de la fotovoltaica, valga como ejemplo el mapa presentado en la Figura 6, donde se muestran los estados de EE. UU. que cuentan con regulación de autoconsumo.

California es, con diferencia, el estado donde más se está impulsando la fotovoltaica. En 2015, aproximadamente el 7% de la electricidad generada allí tuvo origen fotovoltaico, ya fuera en grandes centrales o en pequeñas instalaciones de generación distribuida. Como muestra la Figura 7, a final de 2015 había 5.458 MW de potencia agregada en grandes plantas de producción²⁰ y 3.449 MW de potencia agregada en pequeñas plantas de generación distribuida funcionando en régimen de autoconsumo. Se puede apreciar en el gráfico cómo el despegue de las instalaciones de autoconsumo comienza antes que el de las plantas de producción, las cuales empiezan a instalarse de forma abrupta a partir de 2011. Este desfase temporal se explica por la temprana implantación de una normativa de balance neto –como detallaremos más adelante– que garantizaba la viabilidad económica de las instalaciones de autoconsumo aun

¹⁷Clean Energy Wire, [Germany's energy transition revamp stirs controversy over speed, participation](#), 29 de junio de 2016

¹⁸“[Review and Analysis of PV self-consumption policies](#)”, IEA

¹⁹<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25492>

²⁰Hasta junio de 2016 California exigía un tamaño mínimo de 0,5 MW para poder participar en el mercado de electricidad. Desde entonces, las pequeñas centrales de generación distribuida pueden agregarse en una sola entidad hasta alcanzar dicho tamaño y vender su electricidad al mercado. “[California Removes Barrier to Distributed Generation Participating in Power Market](#)”, Forbes, 9 de junio de 2016.

cuando el precio de la fotovoltaica no había alcanzado los niveles tan bajos en los que se encuentra hoy en día.

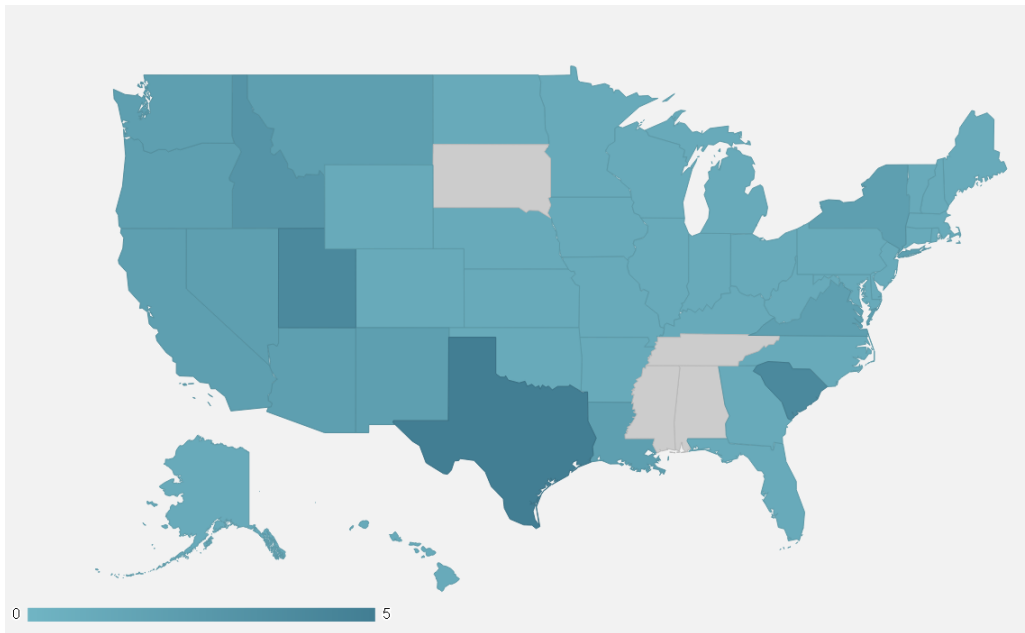


Figura 6. Estados de EE. UU. con normativa vigente de autoconsumo. El color gris indica estados que no tienen regulación de autoconsumo, el color azul indica estados con regulación (un azul más intenso indica un mayor número de normativas relacionadas con el autoconsumo eléctrico). Fuente: <http://www.dsireusa.org/> (actualizado en septiembre de 2015.)

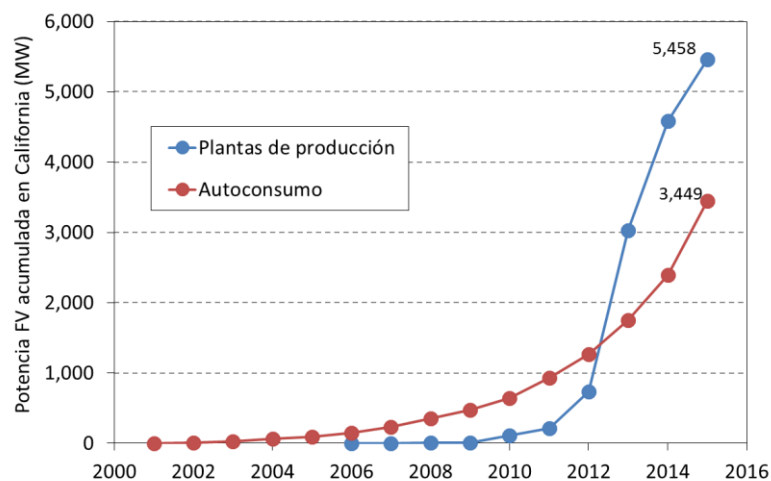


Figura 7. Evolución de la potencia fotovoltaica total instalada en California. En azul, instalaciones que venden toda su generación, en rojo instalaciones en régimen de autoconsumo. Fuentes: <http://www.energy.ca.gov/>; www.californiasolarstatistics.ca.gov/.

La alta penetración de la fotovoltaica en sus diversas modalidades y la posibilidad de realizar un análisis temporal de su desarrollo (debido en gran parte a la existencia de una exhaustiva base

de datos gubernamental) hacen de California un caso de estudio idóneo del que extraer valiosas conclusiones.

El balance neto como impulso al autoconsumo

California es un ejemplo paradigmático de apuesta por el balance neto como forma de impulso al desarrollo del autoconsumo renovable. La primera normativa de balance neto fue aprobada hace 20 años, en 1996. Desde entonces, ha sido modificada en numerosas ocasiones, siendo la última en 2013. Las principales características de la normativa vigente²¹ son:

- Se trata de un *balance neto en dinero*; es decir, cada kilovatio-hora exportado a la red genera un saldo económico (igual al precio al que el consumidor doméstico compra la energía) que se resta de la factura originada por la energía consumida de la red²². Dicho saldo económico no está gravado.
- El periodo de balance es de 12 meses. Tras este tiempo, si el balance energético del autoconsumidor es positivo (hay un exceso neto de generación), el autoconsumidor puede elegir entre: (1) recibir una compensación económica por parte de la comercializadora o (2) conservar ese exceso mes a mes de forma indefinida²³. La retribución del exceso neto de generación se calcula como la media durante los 12 meses del precio de mercado mayorista entre las 7 am y las 5 pm.
- Se establece un límite de potencia de 1 MW por instalación.
- Se establece un *límite de capacidad agregada* por territorio y compañía²⁴. Dicho límite es del 5% de la suma de las potencias pico de todos los clientes de la compañía. Alcanzado ese 5%, las nuevas instalaciones de autoconsumo tendrán que regirse por la *tarifa sucesora del balance neto* (ver más adelante).

Autoconsumo compartido

El autoconsumo compartido está permitido en diversos estados de EE. UU. (ver Figura 8.), entre los cuales está California. No obstante, menos del 1% de las instalaciones de autoconsumo son compartidas. Actualmente existen tres modelos de autoconsumo compartido permitidos en California:

1. Las instituciones públicas pueden realizar balance neto entre una instalación de generación y más de un punto de consumo. Para ello, los puntos de consumo tienen que disponer de facturación horaria.
2. Se permite el balance neto compartido entre clientes participantes en el programa MASH (ver el apartado Pobreza energética) o viviendas de un edificio en multipropiedad. En el último caso, la energía compensada mediante el balance es típicamente distribuida en proporción a la propiedad del sistema de generación compartido.

²¹ Extraídas del sitio web de la [California Public Utilities Commission](#)

²² Este mecanismo retributivo es equivalente al *balance neto en energía*, donde un kWh entregado a la red se cancela con uno importado de la misma. El saldo económico que genera cada kWh es independiente del momento en que este es vertido en la red. Este esquema se diferencia de la llamada *tarifa neta* en la que el precio del kWh importado y exportado de la red depende del momento en que se produzca el intercambio.

²³ Hasta 2009 solo la opción (1) era posible.

²⁴ Si bien hace unos años este criterio era general en los EE. UU., en la actualidad 20 estados no establecen ningún límite a la penetración de las instalaciones de autoconsumo.

3. Un mismo cliente con más de un contador en propiedades contiguas tiene la posibilidad de agregar los consumos y aplicar al total la compensación de energía generada por una instalación también ubicada en una propiedad contigua.

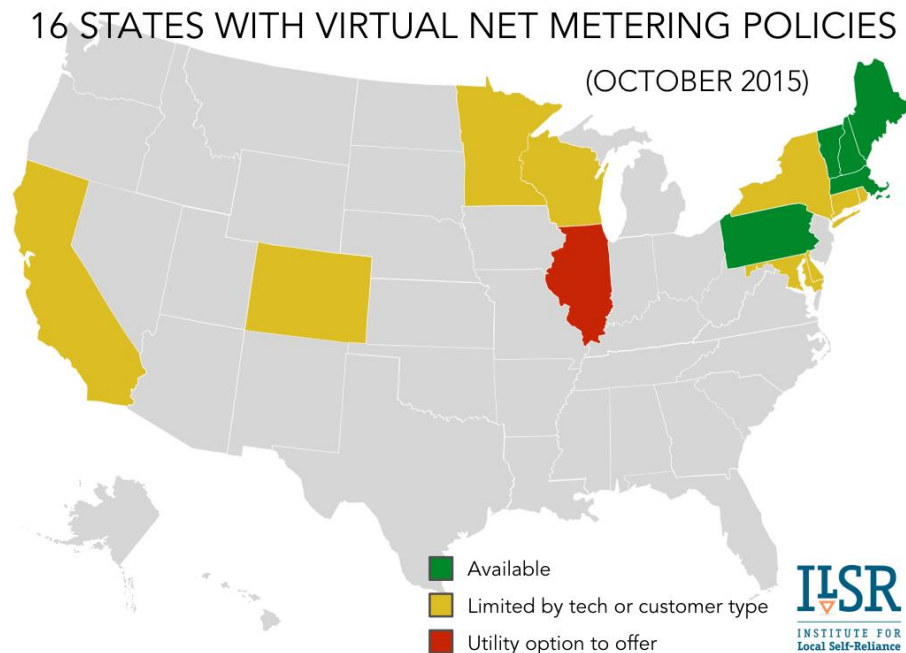


Figura 8. Estados de EE. UU. que permiten alguna forma de autoconsumo compartido. Fuente: [Institute for Local Self-Reliance](http://www.instituteforlocalselfreliance.org).

Futuro próximo: la tarifa sucesora del balance neto

La actual normativa de balance neto estará vigente para nuevas instalaciones hasta que se alcance el límite de capacidad agregada del 5% (descrito anteriormente) o el 1 de julio de 2017, lo que llegue antes. A partir de entonces, los nuevos clientes que quieran ser autoconsumidores tendrán que suscribir un contrato bajo la *tarifa sucesora del balance neto*²⁵, publicada en enero de 2016 por la California Public Utilities Commission. Las principales diferencias con la actual normativa de balance neto son:

- Para instalaciones inferiores a 1 MW, se requerirá el pago único de una tarifa de interconexión (entre 75\$ y 100\$).
- Las instalaciones mayores de 1 MW podrán incorporarse al régimen de autoconsumo. Estas deberán hacerse cargo de los costes de interconexión y actualizaciones necesarias en la red.
- Pago de un canon por cada kilovatio-hora que se consume de la red (aproximadamente 2-3 c\$/kWh). Actualmente los autoconsumidores solo pagan dicho canon por la energía que consumen de la red tras descontar el saldo balanceado; es decir, por el consumo neto importado de la red, mientras que el resto de consumidores pagan dicho canon por cada kWh consumido. Este canon está destinado a financiar programas públicos, como por ejemplo de ayuda a las familias con bajos ingresos y de eficiencia.

²⁵<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=3934>

Es importante resaltar el contexto en que se ha elaborado esta tarifa sucesora del balance neto, o balance neto 2.0, para la que, de momento, no se establecen cupos máximos de potencia instalada. La regulación de balance neto ha permitido, como queda patente en la Figura 7, un desarrollo prácticamente exponencial del autoconsumo. Este crecimiento no tiene visos de frenarse en los próximos años puesto que, en términos relativos, la implantación de generación eléctrica distribuida es aun pequeña (inferior al umbral del 5% mencionado). Al igual que en el caso español, las grandes eléctricas privadas de California (y de otros estados²⁶) han defendido el establecimiento de gravámenes al autoconsumo, con la excusa de que los autoconsumidores dejan de costear gastos fijos de la red que pasan a ser sufragados por el resto de consumidores. Esta argumentación se consolidaba en 2015 en peticiones formales al Gobierno de California por parte de las dos principales eléctricas²⁷ que operan el Estado, aprovechando la necesidad de elaboración una nueva regulación para 2017 (el llamado balance 2.0). El común denominador de sendas peticiones era el establecimiento de un gravamen a la potencia instalada (en torno a 3\$/kW) y otro a la energía intercambiada por la red (6-8 c\$/kWh).²⁸ Sorprende ver cómo en California las pretensiones de las grandes eléctricas han sido ninguneadas por los legisladores, mientras que en España han sido acogidas con los brazos abiertos.

Propiedad de las instalaciones

En California el 49 % de las instalaciones de autoconsumo pertenecen al autoconsumidor (ver Figura 9), ya sea este del sector residencial, comercial o industrial, o una institución pública, mientras que el 51% restante pertenece a un tercero (empresas, como SolarCity o SunRun, que financian proyectos fotovoltaicos). Vamos a analizar brevemente la evolución histórica de la propiedad de las instalaciones, intentando encontrar tendencias y posibles explicaciones para las mismas. Para el análisis, es importante tener presente que: (i) para todos los años bajo estudio, las nuevas instalaciones de autoconsumo en los sectores residencial, comercial e industrial suponen más del 95% de las nuevas instalaciones de autoconsumo, por lo que entender lo acontecido en estos tres sectores equivale a entender el desarrollo del autoconsumo en su conjunto, y (ii) como puede apreciarse comparando la Figura 10 y la Figura 11, a medida que el autoconsumo se desarrolla, el peso relativo del sector residencial es mayor (en 2015 alcanzó el 75%).

La Figura 10 muestra la evolución de la propiedad de los sistemas de autoconsumo instalados anualmente en California en el sector residencial. Se aprecian tres tendencias temporales diferenciadas. La primera, durante el periodo de despegue del autoconsumo, que comprende los años 2007-2009, donde la mayoría de las instalaciones son propiedad del autoconsumidor. A partir de ese momento, comienza a disminuir el número de autoconsumidores propietarios de manera que el porcentaje desciende hasta el 25% en 2012 y 2013. Durante esta fase es el capital de terceras empresas el que financia las instalaciones. A partir de 2013, la tendencia se invierte de nuevo – sin que por ello, el crecimiento exponencial de las instalaciones se vea

²⁶<http://www.greentechmedia.com/articles/read/APS-Proposes-21-Monthly-Fee-for-Residential-PV-Launches-Home-Energy-Storage>; <http://www.azcentral.com/story/money/business/2015/03/30/tep-proposes-change-payments-new-solar-customers/70611366/>

²⁷<http://www.greentechmedia.com/articles/read/california-utilities-plan-for-net-metering-20-fixed-charges-lower-payments>

²⁸Note el lector cómo las pretensiones de las eléctricas privadas de California están lejos de la restrictiva normativa aprobada en España, donde la energía exportada a la red no recibe retribución alguna.

alterado –, de modo que en 2015 el 50% de las nuevas instalaciones queda en manos del autoconsumidor.

Propiedad de las instalaciones de autoconsumo (hasta 2015)



Figura 9. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo en California. Estos datos hacen referencia a todos los sectores (residencial, comercial, industrial, instituciones públicas, etc.). Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados en www.californiasolarstatistics.ca.gov/.

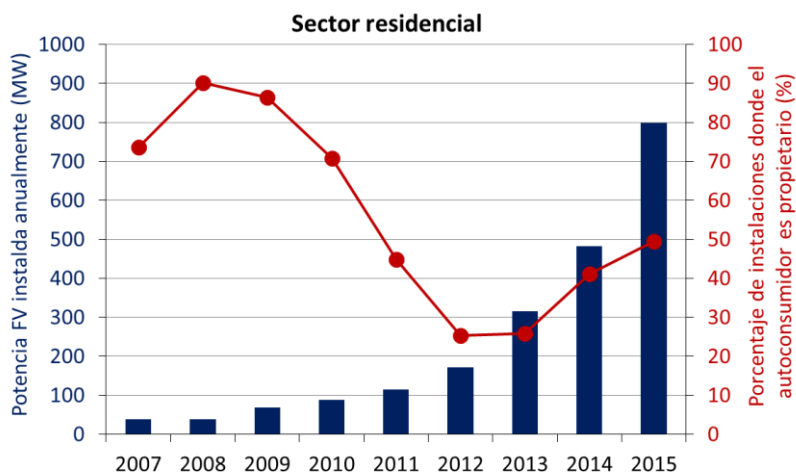


Figura 10. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en el sector residencial. Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados en www.californiasolarstatistics.ca.gov/.

La Figura 11 muestra la evolución de la propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en los sectores comercial e industrial.²⁹ La evolución de la propiedad de las nuevas instalaciones en el conjunto de estos dos sectores es muy diferente a lo visto para el sector residencial. En los años de despegue del autoconsumo en torno al 30% de las instalaciones eran propiedad del autoconsumidor. Desde entonces y hasta 2015 hay una clara tendencia de aumento de dicho porcentaje, de tal forma que en 2015 más del 80% de las nuevas instalaciones son propiedad del autoconsumidor.

²⁹ Nótese que, si bien el gráfico muestra un crecimiento más o menos continuado de la potencia instalada, este es mucho menos pronunciado que el crecimiento en el sector residencial y no se asemeja a un crecimiento exponencial.

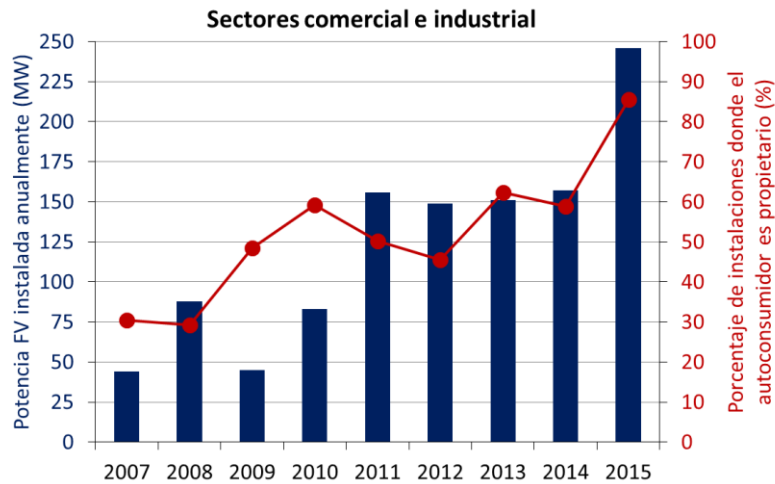


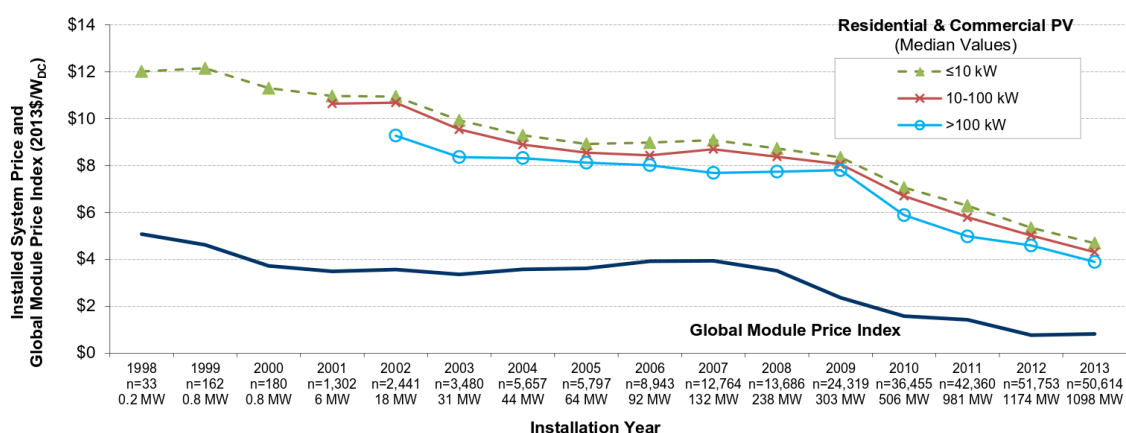
Figura 11. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en los sectores comercial e industrial. Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados en www.californiasolarstatistics.ca.gov/.

Existen básicamente dos modelos de propiedad de un tercero: el PPA (siglas en inglés de Power Purchase Agreement, acuerdo de compra) y el *leasing*. Mediante el PPA el autoconsumidor se compromete a comprar la electricidad generada por los paneles a la empresa propietaria de la instalación (a un precio generalmente inferior al precio de venta al pequeño consumidor). Mediante el *leasing*, el consumidor se compromete a realizar un pago mensual independiente del consumo a la empresa propietaria. Finalizado el periodo inicial de *leasing*, el consumidor tiene la opción de extender el periodo de *leasing* o comprar la instalación a “precio de mercado”.

La principal ventaja de estos modelos para el autoconsumidor consiste en evitar hacer frente a la inversión inicial de la instalación (del orden de 10.000 \$ para las más pequeñas, a día de hoy; el doble en 2009). Este alto desembolso inicial, junto con la reticencia de los bancos a conceder préstamos a particulares para financiar nuevas tecnologías, parece haber sido el mayor obstáculo para hacer que la propiedad de las instalaciones esté en manos del autoconsumidor. Si bien las instalaciones renovables de generación distribuida permiten desgravar hasta un 30% de su coste, los trámites para esto no son nada sencillos. Por otra parte la desgravación solo es posible en tanto en cuanto los impuestos pagados superan la cantidad a desgravar. El principal inconveniente para el autoconsumidor de que la propiedad pertenezca a un tercero es que el ahorro a largo plazo se reduce, puesto que la empresa propietaria tiene que obtener su propio beneficio.

La Figura 12 muestra la evolución del precio de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en el conjunto de los sectores residencial y comercial. Se aprecia cómo el precio estuvo estancado en torno a los 9 \$/W entre 2004 y 2008. A partir de 2009 el precio comienza a bajar, estando por debajo de los 5\$/W en 2013. Este paulatino descenso del precio se asemeja al descenso del porcentaje de la propiedad de terceros en las instalaciones en el sector comercial. Podemos especular que, a medida que el gasto inicial descendía, los comercios – con mayor acceso a financiación y capacidad de absorber un gasto inicial que los particulares – decidían ser los propietarios de sus instalaciones debido a los mayores beneficios a largo plazo. El descenso del precio de la instalación, por sí solo, no parece justificar la inversión, en 2013, de la tendencia de la propiedad las instalaciones en el sector residencial. No cabe duda de que cuanto menor

sea la inversión inicial mayor será el número de particulares que puedan autofinanciar su instalación, pero otros factores han debido de jugar un papel en dicho cambio de tendencia.



Note: Median installed prices are shown only if 15 or more observations are available for the individual size range. The Global Module Price Index is SPV Market Research's average module selling price for the first buyer (P. Mints).

Figura 12. Evolución del precio de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en los sectores residencial y comercial. Fuente: Photovoltaic System Pricing Trends, Historical, Recent, and Near Term Projections, 2015 Edition, U. S. Department of Energy.

El esquema de autoconsumo que defienden las grandes empresas eléctricas

Hemos visto que aproximadamente la mitad de las instalaciones pertenecen a los autoconsumidores y la otra mitad empresas financiadoras³⁰. También hemos visto como las eléctricas estadounidenses hacen campaña por hacer menos rentable el modelo de balance neto, instaurando gravámenes al autoconsumo. Ahora introducimos un último elemento: las eléctricas estadounidenses (las mismas que abogan por gravar el autoconsumo) han empezado a sacar sus propios programas de generación distribuida³¹. Bajo el modelo ofertado por estas compañías, el cliente paga una tarifa fija (similar a la de su consumo en el momento de la puesta en marcha de la instalación) por la electricidad generada por los paneles. De este modo, el cliente percibirá un ahorro si, y a medida que, el precio de la electricidad (el precio de venta al pequeño consumidor) sube. Bajo este modelo los beneficios para el autoconsumidor son entre un 50% y un 75% inferiores que si éste fuera dueño de la instalación,³² en favor de la compañía eléctrica. Así es que, por una parte, las eléctricas llevan años intentando torpedear el desarrollo del autoconsumo y, por otra, ahora quieren hacerse con el negocio del mismo. Es evidente que las eléctricas saben que el desarrollo de la generación distribuida no tiene freno y van a hacer todo lo posible por ser ellas quienes se beneficien del mismo. O puesto en palabras de Thomas A. Fanning, director ejecutivo de la eléctrica Southern Company: *“Si la generación distribuida merma tu crecimiento, aduéñate de la generación distribuida.”*³³

³⁰ En California operan numerosas empresas de financiación. No obstante, de toda la potencia de autoconsumo en propiedad de empresas financiadoras, el 35% pertenece a una misma empresa, SolarCity.

³¹ <http://www.utilitydive.com/news/arizonas-utility-owned-solar-programs-the-new-business-models-utilities-a/348331/>

³² <https://ilsr.org/if-you-cant-beat-em-own-em-utilities-muscle-in-to-rooftop-solar-market/>

³³ <http://www.utilitydive.com/news/eei-2015-5-major-utility-ceos-on-the-transformation-of-the-energy-system/400530/>

Pobreza energética

El concepto de *pobreza energética* no está definido desde un punto de vista institucional; queda diluido dentro del concepto general de pobreza. No obstante existen ayudas públicas al pago de las facturas de los hogares con menos recursos. En California, la generación distribuida se ha empezado a utilizar como modo alternativo de ayuda a esos hogares, a través de dos planes públicos que costean parte de la instalación fotovoltaica en edificios multivivienda. Estos planes son:

- Multifamily Affordable Solar Housing (MASH). Iniciado en 2008, ha cofinanciado (aportando 1,1–1,8 \$ por vatio instalado) más de 350 proyectos, para un total del 23,6 MW instalados. El objetivo marcado es cofinanciar 190 MW.
- Multifamily Affordable Housing Solar Roofs. Iniciado en 2016, tiene por objeto cofinanciar la instalación de 300 MW para el año 2030.

Almacenamiento (solo atañe a compañías privadas)

Se permite el balance neto en instalaciones con baterías. La principal preocupación de la California Public Utilities Commission a este respecto es evitar que se utilicen las baterías para almacenar energía cuando esta es barata y exportarla cuando es más cara. Para enfrentar este problema, se desarrollaron dos normativas diferentes según la potencia de la instalación. Para instalaciones con potencia superior a 10kW, se requiere la instalación de equipamiento adicional que permita, entre otras cosas, medir los flujos de energía en la instalación. Para instalaciones con potencia igual o inferior a 10kW, la compañía distribuidora podrá estimar un límite máximo para la energía exportada a la red que pueda ser balanceada.

4. Chipre

En 2015, Chipre tenía una capacidad acumulada de fotovoltaica de 68,4 MW conectada a la red y 1,1 MW aislada. Esto equivale a 60 W³⁴ por habitante, lo que está todavía lejos de Alemania con 499 W por habitante y por debajo de la media Europea, situada en 186 W por habitante.

Desde hace algunos años, la agencia reguladora de la energía chipriota ha puesto en marcha mecanismos para fomentar el uso de la fotovoltaica, como explicaremos a continuación.

En Chipre existen dos esquemas de ayudas a las renovables, fundamentalmente destinados a promover la fotovoltaica: el programa de ayudas “Energía solar para todos” y el programa “Balance Neto”. “Energía solar para todos” tiene como objetivo financiar la compra e instalación de sistemas de hasta 3 kW para grupos sociales vulnerables e introducir el balance neto, esquema bajo el cual operarán las instalaciones. Las personas y entidades que tienen derecho a beneficiarse del programa de ayudas “Energía solar para todos” son personas físicas, mientras que del programa “Balance Neto” se pueden beneficiar personas físicas, administración de las entidades públicas y personas jurídicas.

³⁴ El dato de W por habitante se ha calculado tomando en consideración los datos de población de Chipre del informe “World Population Prospects” (revisión de 2015) de Naciones Unidas.

El programa “Energía Solar para Todos”

Este programa incluye subvenciones para la compra e instalación de sistemas cuya potencia sea inferior a 3 kW. La última convocatoria para 2016, publicada en noviembre de 2015, incluía subvenciones para un total de 1,2 MW. Este techo fue impuesto por el transportista y operador del sistema chipriota para evitar problemas operacionales en la red a causa de la penetración de demasiada energía fotovoltaica. En opinión de expertos del país, el techo impuesto es demasiado bajo, pero es posible que se aumente una vez el almacenamiento entre en el mercado. Es importante tener en cuenta que Chipre tiene una red de transporte aislada sin ninguna interconexión, por lo que puede sufrir más problemas operacionales en la red que los sistemas interconectados.

Debido a la alta irradiación anual que recibe el país las condiciones del régimen de balance neto, las instalaciones fotovoltaicas tienen un periodo de amortización de 5 o 6 años. Este corto periodo de amortización hace muy atractivas dichas instalaciones.

Los criterios para determinar la elegibilidad de las personas que pueden beneficiarse de la subvención se basan principalmente en sus ingresos anuales. Estas personas son aquellas que pertenecen a grupos sociales vulnerables (categoría definida en el Decreto Ministerial 218/2013) o familias uniparentales con ingresos inferiores a 39.000 € anuales. Los candidatos seleccionados además pueden operar bajo un esquema de balance neto.

La subvención asciende a 900 € por kW, con un máximo de 2.700 € por instalación, lo que supone un 50% aproximadamente del coste de una instalación de 3 kW. Las ayudas se pagan a través del Fondo Especial para las Energías Renovables y Eficiencia Energética, que gestiona el Estado pero es costeado principalmente por los consumidores (a través de la factura de electricidad que incluye un impuesto especial sobre el consumo de electricidad). Además, el presupuesto del Fondo Especial mencionado anteriormente también incluye todos los ingresos de los gravámenes a los productos energéticos (por ejemplo, combustibles fósiles).

El Programa de “Balance Neto”

En el programa de “Balance Neto” de 2015-2016 estarían incluidas las siguientes instalaciones:

- Para hogares: sistemas fotovoltaicos hasta una potencia instalada acumulada de 5 kW
- Para la industria y el comercio: sistemas fotovoltaicos de entre 10 y 2000 kW. La potencia máxima de la instalación fotovoltaica no puede ser mayor que el 80% de la demanda máxima anual del edificio registrada el año anterior a menos que se instale un sistema adecuado para el almacenamiento de energía.

El esquema de balance neto se permitirá hasta que la potencia total instalada sea 20 MW. Esta potencia se divide en 1,2 MW para el programa “Energía solar para todos”, 8,8 MW en viviendas de particulares que no tengan subvención y 10 MW en edificios no habitables. Bajo este esquema, la energía inyectada a la red se descuenta de la energía importada de la red. El cálculo de la compensación se lleva a cabo una vez cada dos meses por la distribuidora o comercializadora que el consumidor haya contratado. Cuando la cantidad de energía inyectada es mayor que la importada de la red, el excedente se traslada a los próximos dos meses en favor del autoconsumidor. Si la diferencia entre la energía inyectada y la importada es negativa, el déficit se facturará utilizando la tarifa correspondiente para el consumidor. El balance final

(medición de abril-mayo) del año natural será la liquidación total. El excedente de electricidad no puede aplazarse de un año a otro por lo que solo se retribuye antes de la liquidación.

Propiedad de la instalación

Excepto por el programa “Energía solar para todos”, no existen otras ayudas o subvenciones para instalar fotovoltaica en Chipre. Existe otro modelo, consistente en el alquiler de un tejado en una vivienda o edificio para instalar el sistema fotovoltaico y proveer electricidad al propietario del inmueble, quien recibe una prima por parte del propietario de la instalación.

Todos los generadores locales de energías renovables son particulares que tienen las instalaciones en sus viviendas o subarrendadas (no existen muchos casos como este último). En Chipre todavía no existen los agregadores u otros suministradores que no sean los de la tradicional empresa verticalmente integrada. Los generadores tradicionales también poseen las redes de transporte, tienen en propiedad y operan las redes de distribución y comercializan la electricidad para venderla a los consumidores.

Los edificios de apartamentos pueden utilizar sus tejados para instalar sistemas fotovoltaicos pero la regulación vigente obliga a la persona que quiera instalar ese sistema a tener la aprobación del resto de los propietarios del edificio. Puede haber más de un sistema instalado, perteneciente cada uno a particulares diferentes y que suministren electricidad a apartamentos diferentes, pero no puede haber propiedad común de sistemas fotovoltaicos para suministro al edificio entero.

Impuestos

El autoconsumo de energía en Chipre no está gravado; es decir no está sujeto a ningún impuesto equivalente al IVA. Sin embargo, los productores todo tipo de energía, convencional y renovable, pagan una cantidad por cada kilovatio instalado por el uso que hacen de las redes en la que se incluye un gravamen fiscal que se destina al apoyo de la energía verde (por ejemplo el programa “Energía verde para todos”) y a los ciudadanos en riesgo de exclusión social.

Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento residencial no se mencionan explícitamente en la legislación, pero actualmente el gobierno y los agentes del mercado están discutiendo la posibilidad de regularlo.

Pobreza energética

La pobreza energética en Chipre se juzga en base a la renta teniendo en cuenta índices determinados por el Gobierno. Existen tarifas especiales (parecidas al *bono social español*³⁵) para las personas que se encuentren en esta categoría. El resto de los consumidores pagan un cargo especial para equilibrar la menor contribución al sistema por parte de los consumidores vulnerables.

³⁵<http://www.minetur.gob.es/energia/bono-social/Paginas/bono-social.aspx>

5. Lecciones aprendidas

A continuación recopilamos una serie de lecciones que pueden extraerse a partir del análisis de la legislación y de la evolución de las instalaciones de autoconsumo en Alemania, California y Chipre.

Propiedad de las instalaciones

Los esquemas de retribución sencillos y estables en el tiempo favorecen la participación ciudadana en el desarrollo de las renovables, tanto mediante la instalación de sistemas de autoconsumo como posibilitando la creación de cooperativas de generación eléctrica. Esta idea, que resulta bastante intuitiva, se ve respaldada por la experiencia de los países analizados. Un ejemplo es el caso alemán donde el paso a un sistema regulatorio más complejo (Feed-in Premium en lugar de Feed-in Tariff o subastas de potencia renovable en lugar de cupos con una retribución fija) parece estar retrayendo la nueva inversión en el sistema eléctrico por parte de ciudadanos y cooperativas.

En el caso español, los detalles de la hipotética legislación que sustituya al R.D. 900/2015 tendrán una influencia crucial sobre la distribución de la propiedad de las nuevas instalaciones de autoconsumo. Resulta imprescindible, además, tomar en consideración que no partimos de una hoja en blanco sino que la estructura actual del sistema eléctrico español, marcadamente oligopólica, sitúa en una clara posición de ventaja a las multinacionales eléctricas que operan en nuestro país. Así, los detalles de la futura legislación de autoconsumo deberán decidirse considerando como principal objetivo que nuevos actores como cooperativas, pequeñas y medianas empresas, ciudadanos, ayuntamientos y otros organismos puedan convertirse en autoconsumidores propietarios de su instalación. Para ello, se deberá evitar cualquier procedimiento o requisito que obstaculice su participación y los sitúe en clara desventaja frente a las grandes empresas eléctricas. En particular, en cuanto al esquema retributivo de la energía vertida a la red, nos parece probable que un esquema sencillo, como es el caso del Balance Neto, redunde en un mayor porcentaje de instalaciones en manos de la ciudadanía³⁶.

A partir de la experiencia de California, también se puede extraer una lección interesante: los esquemas de financiación privada existentes en este estado (PPA o leasing), en los que participa una empresa, resultan útiles para vencer el obstáculo que supone la inversión inicial en una instalación de autoconsumo. En el caso de PPA, el usuario se compromete a comprar una

³⁶ Aunque se desvía ligeramente del objetivo de este documento, merece la pena también reflexionar aquí sobre las implicaciones del nuevo mecanismo de subastas para la instalación de potencia renovable que recientemente ha comenzado a utilizar el Gobierno español. Mediante este mecanismo, las empresas participantes en las subastas realizan ofertas secretas a la baja para la instalación de una determinada potencia renovable cuya energía generada recibirá una tarifa fija (o una prima sobre el precio del mercado). Las ofertas de menor cuantía son seleccionadas hasta completar el total de la capacidad incluida en cada subasta. La instalación de potencia renovable mediante el mecanismo de subastas otorga importantes ventajas a las grandes empresas eléctricas en perjuicio de otros posibles actores: (i) los costes administrativos necesarios para participar en la subasta son más fáciles de asumir para grandes empresas; (ii) si se requieren avales, estos suelen ser proporcionales al tamaño de la participación; por ejemplo, la cantidad de megavatios por los que el actor puede pujar. Esta condición supone una barrera tanto más salvable cuanto mayor es el músculo financiero de la empresa; y (iii) el formato de subastas adoptado hasta ahora en nuestro país incentiva a los actores a adoptar un comportamiento especulativo (<https://fundacionrenovables.org/10-hipotesis-verosimiles-que-explicarian-el-resultado-de-la-subasta-eolica/>)

cantidad de energía mensualmente a la empresa que instala y es propietaria de la instalación fotovoltaica. En el segundo caso (leasing) el consumidor paga una cantidad periódica independientemente de su consumo. Este tipo de esquemas conllevan, a priori, dos aspectos beneficiosos: (1) favorecen el desarrollo del autoconsumo, permitiendo instalaciones en hogares o pequeñas empresas que no pueden o no quieren hacerse cargo de la inversión inicial; (2) aumentan el número de actores en el mercado eléctrico, siempre y cuando las empresas de financiación no sean las propias compañías eléctricas. No obstante, existe el riesgo de que se creen macroempresas que acaparen gran parte del negocio de financiación, como hemos visto en el caso de California, en cuyo caso el número de nuevos actores no sería muy elevado. Es por esto que los mecanismos PPA y leasing no deben ser los únicos que posibiliten instalaciones en hogares o comercios con pocos recursos económicos, y han de coexistir con mecanismos de cofinanciación pública; por ejemplo, créditos blandos o subvenciones.

Instalaciones compartidas

De nada sirve resolver el problema del acceso a financiación si no se cuenta con modelos simples de instalaciones compartidas, ya que, en gran parte de los casos, la gente que no cuenta con recursos suficientes para realizar la inversión inicial no vive en viviendas unifamiliares. No conocemos en detalle esquemas de autoconsumo que incentiven el desarrollo de instalaciones compartidas en otros países. Uno de los esquemas permitidos en California, que podría ser adaptado para el caso de España, se basa en realizar instalaciones fotovoltaicas en multipropiedad. Así, de toda la energía que genera una instalación que es propiedad de varios vecinos, le corresponde a cada vecino la parte proporcional a su porcentaje de propiedad en la instalación.

Autoconsumo y pobreza energética

Para que el autoconsumo suponga una herramienta útil de lucha contra la pobreza energética es imprescindible establecer esquemas que permitan el acceso a estos sistemas de aquellas familias que están en una situación vulnerable.

Como hemos dicho más arriba, mecanismos de financiación privada como los que existen en EE. UU. (PPA o leasing) deben acompañarse de esquemas que permitan la propiedad compartida de instalaciones para que tengan alguna posibilidad de llegar a hogares con reducida capacidad de ahorro. Pero, además de esto y sin duda, la estrategia más efectiva para permitir el acceso al autoconsumo de hogares en pobreza energética es la cofinanciación pública de las instalaciones. Esta estrategia se está utilizando en Chipre (Programa Energía Solar Para Todos) y en California (Multifamily Affordable Solar Housing).

Cuadro comparativo de los diferentes países/regiones analizados.

		Alemania	California (EE. UU.)	Chipre
Integración de la energía solar fotovoltaica en 2015	Potencia fotovoltaica instalada (MW)	39.200	5.458	68,4
	Potencia fotovoltaica de autoconsumo instalada (MW)	No aplica ³⁷	3.449	22,5
	Porcentaje de generación fotovoltaica sobre el total de generación eléctrica	7%	7 %	4,4%
Regulación económica del autoconsumo	¿Existe un gravamen sobre la energía autoconsumida instantáneamente? ¿Cuál es la cuantía?	No	No	No
	¿Existe un modelo de balance neto, tarifa neta o Feed-in tariff? ¿Cuál es el periodo de facturación para dicho modelo?	Feed-in tariff (la energía vertida a la red se paga a 0,08-0,12 €/kWh)	Balance neto (12 meses)	Balance neto (12 meses)
Propiedad y financiación de las instalaciones	¿Qué porcentaje de las instalaciones pertenece al consumidor?	El 47% de las instalaciones de renovables son propiedad de cooperativas, ciudadanos o ayuntamientos	49 %	27%
	¿Hay incentivos o préstamos públicos para la instalación de un generador?	-	Sí, deducciones fiscales.	Sí, subvenciones.
	¿Existen empresas privadas dedicadas a financiar el coste de las instalaciones?	-	Sí, bajo esquemas de Power Purchase Agreement (PPA) y de Leasing.	Sí, bajo acuerdos comerciales con condiciones favorables con los instaladores.

³⁷ En Alemania no existe una normativa de autoconsumo como tal, sino que todas las instalaciones reciben una Feed in Tariff (FIT) independientemente de si autoconsumen parte de su energía o vierten toda la generación a la red.

	¿Han financiado las grandes eléctricas la instalación de generadores? ¿Ofrecen contratos específicos de autoconsumo?	-	No han participado en el desarrollo del autoconsumo. Ahora empiezan a ofrecer contratos específicos.	No
Autoconsumo compartido	¿Es posible poner en marcha instalaciones compartidas? ¿Bajo qué esquema?	-	Sí. En instituciones públicas y en viviendas de multipropiedad. También puede agregarse el consumo de varios contadores contiguos pertenecientes a un mismo propietario.	No
Pobreza energética	¿Hay incentivos o ayuda específicamente orientados a instalar generadores en hogares en pobreza energética?	No. Existen ayudas para las familias en situación de vulnerabilidad que no están relacionadas con el autoconsumo	Existen programas de cofinanciación de instalaciones para hogares de baja renta.	Sí, existen programas específicos para subvencionar las instalaciones fotovoltaicas.
Almacenamiento	¿Están permitidos los sistemas de almacenamiento?	Sí	Sí	No, pero actualmente se está debatiendo.
	¿Hay una regulación que incluya retribución económica específica para instalaciones con almacenamiento?	Créditos con bajo interés para la instalación de estos sistemas	Se está implementando.	No