

Informe nacional de asesoramiento regulatorio

Proyecto PV Financing

Entregable 6.3 - Público

Noviembre 2016

España

Autor

Creara, departamento de consultoría



Disclaimer:

Las opiniones expresadas en el presente documento representan las opiniones del autor, no representan ni reflejan las opiniones de la Comisión Europea.



Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea bajo el acuerdo de subvención nº 646554.

Indice

1. Resumen Ejecutivo	3
2. Introducción.....	4
2.1 Contexto fotovoltaico en España.....	4
2.2 Regulación para el autoconsumo.....	6
2.3 Regulación de venta directa de energía FV	11
2.4 Perspectivas.....	13
3. Barrera regulatoria 1 - Inseguridad regulatoria	15
3.1 Descripción de la barrera de inseguridad regulatoria	15
3.2 Cambios propuestos para eliminar la inseguridad regulatoria	16
4. Barrera regulatoria 2 - Regulación restrictiva de autoconsumo.....	17
4.1 Descripción de la barrera de regulación restrictiva de autoconsumo.....	17
4.2 Cambios propuestos para mejorar las condiciones para el autoconsumo.....	17
5. Barrera regulatoria 3 - Limitaciones en venta directa de electricidad.....	19
5.1 Descripción de las limitaciones en venta directa de electricidad.....	19
5.2 Cambios propuestos para fomentar la venta directa	20
6. Otras barreras (no regulatorias)	21
7. Conclusiones.....	22

1. Resumen Ejecutivo

Pese a que España posee unas condiciones de irradiación solar muy favorables para el desarrollo del sector FV en el país, este viene padeciendo desde 2012 una notable ralentización como consecuencia de sucesivas modificaciones del marco regulatorio, cuyo principal resultado ha sido la creación de un clima de incertidumbre que afecta a consumidores, instaladores e inversores.

El marco regulatorio actual considera el autoconsumo como único modelo de negocio viable para FV en los segmentos residencial, industrial, comercial y público; y aun siendo viable, también presenta importantes desventajas competitivas. Otro modelo viable son las cooperativas de energía verde, aunque su presencia en el mercado resulta minoritaria. En lo relativo a otros posibles modelos de negocio viables en la UE, como el net-metering y los PPAs, no se contemplan en la regulación española.

El presente documento identifica las principales barreras, regulatorias y no regulatorias, a las que se enfrentan los principales actores del sector FV español, y plantea una serie de propuestas para solventarlas:

- **Inseguridad regulatoria**
 - Se propone establecer una regulación con una estrategia clara a largo plazo y que no introduzca medidas retroactivas.
- **Regulación restrictiva de autoconsumo**
 - Se propone la eliminación de las limitaciones de capacidad y de titularidad en autoconsumo tipo 1.
 - Se propone posibilitar la entrada de más de un consumidor por instalación.
 - Se propone la eliminación del “impuesto al sol”, de los impuestos de generación al exceso de electricidad inyectado a red y de las penalizaciones a las baterías.
 - Se propone el establecimiento de tasas previsibles a futuro y de una remuneración justa para la energía inyectada por el prosumidor.
 - Se propone clarificar y simplificar trámites de legalización de instalaciones FV.
- **Limitaciones en la venta directa de electricidad:**
 - Se propone facilitar la venta directa de energía a través de contratos marcos, así como permitir la firma de más de un contrato por punto de consumo.
 - Se propone establecer un sistema pay-as-bid en futuras subastas, establecer precios fijos como resultado de las mismas y exigir un comprobante más estricto para las ofertas.

2. Introducción

El proyecto PV Financing, enmarcado en el programa de innovación e investigación H2020 de la Unión Europea, tiene por objeto la identificación de nuevas vías para el desarrollo del mercado fotovoltaico europeo, así como la eliminación de posibles barreras para la implementación de sistemas fotovoltaicos en el periodo post-FiT (Feed-in Tariff). Para ello, PV Financing ha identificado nuevos modelos de negocio y formas de financiación innovadoras para la instalación de estos sistemas en 7 países (Alemania, Austria, España, Francia, Italia, Turquía y UK), para los segmentos residencial, comercial, industrial y público.

2.1 Contexto fotovoltaico en España

Todos y cada uno de los estados miembros de la Unión Europea (UE) establecen un objetivo a 2020 de participación de energía procedente de fuentes renovables sobre el consumo de energía final bruta. En el caso de España, el objetivo marcado es del 20% (idéntico al del conjunto de la UE).

Pese a que España ha experimentado una evolución muy favorable (según MINETUR, “España alcanzó en 2014 un 17,3% de penetración de renovables en el consumo final de energía, incluyendo biocarburantes, frente al 12,1% previsto”¹), no se prevé alcanzar el objetivo establecido si no se toman medidas adicionales (según MINETUR, “con las medidas tomadas en los últimos años, España se situará en el entorno del 18,5-19,0% de penetración de renovables sobre su consumo total de energía en 2020”). Esta situación implica que, si se quiere alcanzar el objetivo propuesto, se requiere de inversiones adicionales en materia de energías renovables, dentro de las cuales destaca la energía solar como tecnología a estimular para la consecución del objetivo.

Debe recordarse que los niveles medios de irradiación en España oscilan entre 1.250 kWh/m²/año en el norte del país, cerca de la frontera con Francia, y 2.400 kWh/m²/año en las Islas Canarias. Por tanto, España constituye uno de los países europeos con niveles más elevados de irradiación, lo cual proporciona un amplio margen para la implantación de la tecnología fotovoltaica en el país.

Las favorables condiciones para el desarrollo solar en España se vieron acompañadas por las elevadas tarifas fijadas para las energías renovables (Feed-in-Tariffs, FiTs), que se

¹ <http://www.minetur.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2016/Paginas/20161011-prevision-renovables.aspx>

mantuvieron en vigor hasta 2012, lo que supuso una notable expansión del sector fotovoltaico. De este modo, España se convirtió durante varios años en uno de los países líderes en términos de capacidad FV instalada, especialmente en 2008 cuando el país instaló el 40% de la energía solar a escala global.

Sin embargo, siete años después, en 2015, la contribución de España al mercado global fotovoltaico es tan sólo del 0.09% de la capacidad total instalada. Esta gran diferencia ha sido motivada por la situación de incertidumbre que predomina en el sector FV español, generada principalmente por los cambios regulatorios introducidos durante los últimos años. A continuación, se enumeran los más relevantes:

- En 2010 el gobierno aprobó el Real Decreto Ley 14/2010, que obliga a todos los generadores eléctricos a pagar una tasa de 0,5 EUR/MWh por la electricidad inyectada en la red, con el propósito de reducir el déficit tarifario del sector eléctrico.
- En el mismo año, el Real Decreto 1565/2010 modificó el apoyo del gobierno a la electricidad de origen fotovoltaico generada por plantas existentes. Las elevadas tarifas, Feed-in Tariffs (FiTs), existentes para las energías renovables experimentaron la siguiente reducción:
 - 5% para instalaciones de tejado pequeño (< 20 kW)
 - 25% para instalaciones de tejado mediano (> 20 kW)
 - 45% para instalaciones en suelo
- En enero de 2012, el gobierno impuso una moratoria al mecanismo de Feed-in Tariffs (FiTs) para nuevas instalaciones de energías renovables en España.
- Posteriormente, en 2012, el Real Decreto Ley (RD) 9/2013 abolió de manera definitiva las FiTs para las energías renovables. La eliminación del sistema FiT debilitó en gran medida el sector FV nacional, que de por sí ya se encontraba en una situación delicada tras la entrada en vigor de las medidas retroactivas implantadas en 2010.

A esto hay que añadir que durante los meses subsiguientes a la moratoria a las renovables se esperaba la publicación de una regulación de net-metering (balance neto)². Sin embargo, aunque el proceso comenzó en noviembre de 2011, la regulación final no fue publicada hasta octubre de 2015, regulando exclusivamente el autoconsumo. En consecuencia, actualmente no existe un esquema de net-metering regulado en España.

En definitiva, aunque el autoconsumo está regulado y legalmente permitido, la inversión en instalaciones fotovoltaicas que emplean este modelo de negocio resulta cada vez menos habitual, debido principalmente a la situación de incertidumbre generada por los sucesivos cambios regulatorios en el sector.

2.2 Regulación para el autoconsumo

La ley de autoconsumo regula las disposiciones administrativas, técnicas y económicas para la generación y suministro de electricidad y autoconsumo (Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, 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). Cabe destacar que el Real Decreto (en adelante RD) afecta a todos aquellos puntos de suministro conectados a la red eléctrica de distribución. Las instalaciones aisladas o instalaciones off-grid (aquellas que no poseen ningún punto de conexión a red) están exentas de cumplir con el RD.

La nueva ley regula dos tipos de autoconsumo, cuyas condiciones divergen en determinados aspectos, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

² Según el IDAE, “el balance neto es (...) un mecanismo de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción, y recuperarlos posteriormente”
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf

	Autoconsumo 1 (solo para autoconsumo)	Autoconsumo 2 (autoconsumo y venta)
Consumidor	<ul style="list-style-type: none"> Sólo hay un consumidor para la instalación 	<ul style="list-style-type: none"> Puede haber un consumidor y un generador para la misma instalación
Propietario	<ul style="list-style-type: none"> El propietario de las instalaciones de generación debe ser el mismo que el propietario del punto de suministro 	<ul style="list-style-type: none"> El propietario de la instalación de generación puede diferir del propietario del punto de suministro
Registro	<ul style="list-style-type: none"> No es necesario registrar una instalación de generación como una instalación de producción de electricidad Sin embargo, es necesario dar de alta a la instalación en el registro de autoconsumo (<i>Registro Administrativo de autoconsumo</i>, Real Decreto Ley 24/2013, del Sector Eléctrico) 	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario registrar la instalación de generación como una instalación de producción de electricidad (<i>Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica</i>, Real Decreto 413/2014)
Energía contratada	<ul style="list-style-type: none"> La energía contratada por el consumidor/suministro puede llegar a un máximo de 100 kW y la capacidad de la instalación de generación no puede exceder la capacidad contratada de los puntos de suministro de energía 	<ul style="list-style-type: none"> La capacidad de generación no debe exceder la capacidad contratada en el punto de suministro, pero no hay límite como en autoconsumo 1
Exceso de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> El consumidor no recibe remuneración por la electricidad excedente inyectada a la red 	<ul style="list-style-type: none"> El consumidor puede recibir una compensación por los excedentes de electricidad inyectados en la red
Equipo de medición	<ul style="list-style-type: none"> Es obligatoria la instalación de equipos de medición para registrar la medición neta 	<ul style="list-style-type: none"> Es obligatoria la instalación de equipos de medición bidireccionales para registrar la medición neta; así como equipos de medición en los puntos de consumo asociados

Tabla 1: Características principales de los tipos de autoconsumo permitidos en España

Los consumidores que deciden autoconsumir bajo el RD 900/2015 deberán seguir pagando los peajes de acceso a la electricidad como cualquier otro consumidor. Sin embargo, este tipo de consumidores deberán asumir ciertos cargos adicionales. Por el momento, estos cargos adicionales se pueden clasificar en dos tipologías (la ley indica que esto podría cambiar en el futuro debido que los cargos sólo se han fijado para los años 2016 y 2017), las cuales presentan diferentes excepciones de pago:

- Cargos fijos, basados en la capacidad
 - Los sistemas FV de hasta 100 kW que no disponen de contador que mida el consumo total (no se requiere legalmente) ni de sistemas de baterías, están exentos de pagar cargos fijos.
 - Las instalaciones de producción de cogeneración están exentas de pagar cargos fijos hasta el 31 de diciembre del año 2019.

- Los cargos variables para la electricidad de autoconsumo (kWh), basados en la tarifa eléctrica contratada
 - Los consumidores cuya energía contratada sea igual o inferior a 10 kW están exentos del pago de los cargos variables para autoconsumo.
 - Las instalaciones de producción de cogeneración también resultan exentas del pago de cargos variables hasta el 31 de diciembre de 2019.
 - Mallorca y Menorca tienen reducciones en los costes variables para el autoconsumo, mientras que las Islas Canarias, Ceuta y Melilla y los sistemas eléctricos de Ibiza - Formentera poseen exenciones totales de estos pagos.

Es preciso señalar que la regulación de autoconsumo permite la instalación de sistemas de almacenamiento de energía como las baterías. Estas permiten aprovechar la energía auto-producida en momentos de elevada demanda a aquellos consumidores cuyas curvas de carga y de generación no se encuentran adaptadas de manera óptima. Sin embargo, la regulación de autoconsumo elimina las excepciones de pago de los cargos adicionales fijos en el caso de empleo de baterías.

De esta forma, la única manera de recibir una remuneración por el exceso de electricidad FV es elegir la opción de autoconsumo tipo 2 y vender dicho excedente en el mercado spot a precios actuales ("precio del pool"). Para ello, el propietario de la instalación debe obtener varias licencias (autoconsumo, formularios de registro de instalaciones de producción de electricidad, agente de mercado eléctrico, etc.). El principal inconveniente reside en que el procedimiento de obtención de dichas licencias resulta muy laborioso, y además está regulado por el Real Decreto 1699/2011, que se refiere a todas las instalaciones conectadas a la red.

El cumplimiento del procedimiento establecido por el Real Decreto 900/2015 constituye la única opción legal para recibir alguna remuneración por el exceso de electricidad inyectada. De esta forma, para poder vender electricidad en el mercado spot el consumidor puede:

- Convertirse en agente de mercado para ser capaz de vender electricidad en el mercado spot por sí mismo, o bien
- Contratar a un agente de mercado que pueda vender la electricidad en el mercado spot.

Ambas opciones suponen costes adicionales que reducen el atractivo de esta remuneración, especialmente para el pequeño consumidor.

Aparte de las limitaciones relativas a la venta del exceso de electricidad, también existe una barrera que evita que dicho excedente se consuma por un consumidor cercano al punto de generación (por ejemplo, un vecino del consumidor). Cada punto de suministro solamente puede contar con un suministrador de electricidad, por lo cual un consumidor que quiera comprar los excedentes de la planta de un generador ubicado cerca, estaría obligado a ser consumidor directo de mercado (ver página 12 - PPAs).

Cabe mencionar que en España la venta de electricidad lleva implícito el pago de un impuesto (*Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica*), como está dispuesto en la Ley 15/2012. En consecuencia, aquellos generadores que inyecten el exceso de electricidad a la red deben pagar como impuesto el 7% de la remuneración recibida (sin IVA). Por otra parte, aquellos generadores que decidan almacenar la energía producida mediante un sistema de baterías deben hacer frente a los cargos fijos.

En consecuencia, independientemente de cómo se gestione el excedente de electricidad, bien inyectándolo a la red, bien almacenándolo mediante un sistema de baterías, el consumidor debe hacer frente al pago de impuestos, ya sea el impuesto del 7% o el pago de los cargos fijos, que evidentemente reducen la rentabilidad y el atractivo de la instalación.

Además, todas las instalaciones de autoconsumo deben legalizarse, aunque es cierto que existen más etapas para legalizar aquellas instalaciones en régimen de autoconsumo tipo 2:

- 1) Legalización del sistema FV a través del Ministerio de Industria y Energía. Generalmente el instalador, o bien una empresa consultora contratada previamente por el instalador, se encargan de llevar a cabo esta etapa.
- 2) Legalización del sistema FV de acuerdo con los diferentes registros incluidos en la nueva ley de autoconsumo (RD 900/2015) en función del tipo de autoconsumo elegido:
 - Registro administrativo de autoconsumo (autoconsumo 1 y 2) - Con objeto de registrar la instalación, los usuarios deben seguir el proceso que se detalla a continuación:
 - La inscripción debe efectuarse en la DGPE (Dirección General del Patrimonio del Estado) y puede completarse a través de medios electrónicos.
 - La obligación recae en el propietario de la instalación, el cual dispone de un periodo de un mes desde la formalización del contrato de acceso a la red de la instalación FV para poder presentar la documentación pertinente.
 - La inscripción debe acompañarse con la siguiente documentación:
 - Declaración jurada del representante legal de la instalación.

- Documento de confirmación de la inscripción en el registro de autoconsumo según el modelo publicado en el Anexo II del RD.
- Los propietarios de instalaciones FV implementadas antes de la introducción de la nueva regulación (octubre de 2015) dispusieron de un periodo de adaptación a la nueva regulación de 6 meses (finalizó en abril de 2016)³.
- Existe un procedimiento sancionador por cometer infracciones como:
 - No registrar la instalación.
 - Desarrollar un tipo de autoconsumo que no esté incluido en los patrones de consumo establecidos por la regulación (por ejemplo, una combinación de autoconsumo 1 y 2).
 - El incumplimiento de cualquier requisito técnico del RD de autoconsumo que se traduzca en problemas relativos a la calidad del servicio.
- Registro de las instalaciones de producción de electricidad (autoconsumo 2) - El procedimiento de inscripción se descompone en dos fases: una fase de pre-registro y una fase de inscripción definitiva:
 - En la fase de pre-registro la solicitud debe acompañarse de la siguiente documentación:
 - La autorización provisional de operación para el testeo.
 - El contrato técnico con la empresa distribuidora, o en su caso, el contrato técnico de acceso a la red de transmisión.
 - Un certificado emitido por el proveedor de electricidad que demuestre el cumplimiento de las disposiciones de los puntos de medición unificada del sistema eléctrico.
 - Un informe realizado por el operador de la red de transmisión o el proveedor de electricidad que acredite la correcta ejecución de los procedimientos de acceso y conexión, así como el cumplimiento de los requisitos técnicos, operativos y de información.

³ El reducido periodo de adaptación que este nuevo RD concede a los sistemas fotovoltaicos ya instalados, junto con el hecho de que la regulación no es clara en cuanto a los cargos que se aplican a cada uno de los diferentes tipos de autoconsumo, el proceso de registro, etc., llevó a una situación en la que, en marzo de 2016, 1 mes antes del final del periodo de adaptación, tan sólo 6 sistemas fotovoltaicos fueron legalizados de acuerdo al RD, aunque entre abril y mayo el número de sistemas FV legalizados creció hasta 411 sistemas FV registrados, momento en que se inició el proceso sancionador. A mediados de noviembre de 2016, los sistemas FV legalizados en España ascendían a 618 instalaciones.

- Fase final de registro, que supone obtener los siguientes documentos:
 - Licencia de operación final.
 - Certificación de cumplimiento con los requerimientos para los generadores de mercado⁴ y, donde sea aplicable, los resultados de los testeos de capacidad neta, bruta y mínima.

Los cargos administrativos dependen de cada región. De esta forma, si bien en algunas áreas se carga una pequeña tasa para obtener la documentación, en otras el procedimiento se encuentra libre de cargos. En consecuencia, esta dependencia autonómica solo contribuye a aumentar la falta de claridad y de transparencia en el proceso.

2.3 Regulación de venta directa de energía FV

A parte del autoconsumo, que se ha identificado como único modelo de negocio viable para los segmentos considerados (residencial, industrial, comercial y público), podrían existir otras modalidades de venta de energía para instalaciones FV, aunque no presentan opciones viables en la actualidad. Se centran en modelos de negocios para instalaciones grandes construidas específicamente para la venta de energía.

PPAs

En España no existe ninguna regulación específica que regule la venta directa de electricidad a través de PPAs (“Power Purchase Agreement”, lo que en castellano sería un contrato bilateral de venta de energía). Sin embargo, existe la opción de cerrar contratos bilaterales, los cuales pueden ser físicos o financieros dependiendo de las condiciones de venta de la electricidad generada (principalmente precio y duración) y la liquidación del precio acordado. Estos contratos son de carácter privado y se negocian directamente entre las dos partes interesadas. En comparación con otros países, la firma de PPAs no resulta una práctica habitual en España, aunque cada vez más se nota más interés.

Los generadores venden a través de contratos bilaterales, siendo la contraparte más habitual un representante de mercado o comercializadora en detrimento de los consumidores. Una de las barreras es que, si el contrato es físico, la contraparte está obligada a ser consumidor

⁴ A diferencia de las instalaciones térmicas e hidráulicas, actualmente los sistemas FV no se encuentran obligados a llevar a cabo una prueba para demostrar su capacidad bruta, neta y mínima. Sin embargo, una propuesta del Real Decreto - Ley que regula los mecanismos para la capacidad y la hibernación, *Mecanismos de Capacidad e hibernación*, está siendo examinada y podría requerir a instalaciones FV para llevar a cabo la prueba también.

directo de mercado. En cambio, si el contrato es financiero, se puede cerrar con cualquier contraparte. Es decir, en el caso de querer vender energía a un consumidor a través de un contrato físico, debe tratarse de un consumidor directo del mercado⁵ (estos suelen ser solamente los consumidores más grandes, ya que esta actividad requiere conocimiento específico y recursos). De lo contrario, solamente se pueden firmar contratos financieros o vender la energía al consumidor a través de una comercializadora (lo que requiere una negociación entre las tres partes).

Además, existe una gran incertidumbre relativa al cierre de un contrato bilateral para la venta de energía en España debido principalmente a:

- Riesgo de cobertura a futuro: actualmente los mercados a futuro en el mercado ibérico cotizan productos anuales a un máximo de 4 años⁶, donde los primeros dos años presentan una liquidez aceptable, el tercero una liquidez baja y el cuarto año una liquidez casi nula. Por ello, cualquier contraparte interesada en cerrar la compra de energía a través de un contrato bilateral a largo plazo (normalmente un representante de mercado) abre una posición que no puede cubrir a partir del cuarto año.
- Riesgo de construcción de la planta: en el caso de firmar un contrato para una planta en fase de planificación, existe un *gap* temporal entre el cierre del PPA y la fecha de finalización de la planta, lo que supone un riesgo, ya que es posible que se trabaje en la operación de cerrar un PPA y que posteriormente no se construya la planta, o que durante ese periodo se modifiquen las características de la planta, o que se produzcan cambios en el mercado spot.

Otro aspecto a considerar es que el mercado de contratos bilaterales también está influenciado por el riesgo regulatorio, de modo que un cambio de normativa y regulación respecto a la retribución de las plantas renovables o una convocatoria de subasta de renovables, así como las condiciones de la misma, podrían aumentar o disminuir la oferta.

A diferencia de lo que ocurre en otros países, donde resulta habitual firmar contratos PPA para FV con una duración de entre 5 y 25 años, los contratos bilaterales firmados entre

⁵ “Consumidores de energía eléctrica que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo”

(<http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/ConsumidoresDirectosMercado.aspx>)

⁶ Los productos que se venden/ compran tienen como mucho una duración de un año y el mercado permite presentarlos a cuatro años vista

generador FV y contraparte en España poseen una duración máxima de entre 1 y 2 años. Aunque se pueden encontrar algunas ofertas a más años (8 - 10 años) con precios muy conservadores, no parece existir demanda para estos productos.

En definitiva, no existen demasiados PPAs cerrados, debido a que las contrapartes no son capaces de alcanzar puntos de acuerdo que desemboquen en la firma de contratos de electricidad FV a largo plazo.

Subastas

Con objeto de aumentar de forma controlada la capacidad instalada de tecnologías renovables, el gobierno español ha introducido subastas en el sector eléctrico.

En enero 2016 se realizó la primera ronda⁷, en la cual se subastó una ayuda a la inversión requerida y una prima a recibir por encima de los ingresos por la venta de electricidad en el mercado spot para 500 MW de energía eólica y 200 MW de biomasa. Las ofertas se han enmarcado en un sistema marginalista, el cual establece como precio para todos los proyectos aceptados el último precio entrante.

Según MINETAD, “el resultado de la subasta ha sido que los adjudicatarios, tanto de biomasa como de eólica, están dispuestos a realizar los proyectos con un descuento del 100% sobre el valor estándar de inversión previsto. Es decir, para el caso de la eólica, están dispuestos a percibir únicamente la retribución del mercado sin prima, y para el caso de la biomasa, la retribución del mercado más una retribución variable por el coste del combustible (denominada retribución a la operación).”

2.4 Perspectivas

Actualmente la perspectiva del sector FV en España es incierta. Existen dudas tanto sobre cómo se va a desarrollar en los próximos años el marco regulatorio referente al autoconsumo (podrían introducirse cambios relativos a aspectos concretos, como el pago de tasas, o bien cambios generales relativos a todo el marco) como sobre cuándo van a organizarse las próximas subastas de renovables.

En cuanto al marco regulatorio para el autoconsumo, es preciso señalar que la gran mayoría de los partidos políticos firmaron un acuerdo antes de las elecciones de diciembre de 2015 y

⁷ RD 947/2015 - Se establece una convocatoria de subastas específicas para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y para instalaciones de tecnología eólica

otro en la primavera de 2016, los cuales establecen cambios significativos en la regulación del autoconsumo y que podrían implementarse en caso de que alguno de dichos partidos consiga acceder a la gobernación del país.

Ciudadanos, uno de los partidos que suscribió el acuerdo de primavera de 2016, ha incluido estos cambios regulatorios en el acuerdo que ha firmado con el PP, partido que ostenta el gobierno en funciones del país. Dicho acuerdo abarca 150 puntos (“150 compromisos para mejorar España”), entre los cuales 3 de ellos (número 18, 19, 20) afectan directamente al sector energético⁸:

- “Impulsar un Pacto de Estado por la Energía, conciliando una planificación de objetivos a corto, medio y largo plazo, siempre en sintonía con las políticas energéticas europeas y apostando por la innovación. Este Pacto ha de dotar al sistema de seguridad jurídica, fomentar la competencia y apoyar la estrategia española de interconexiones internacionales.
- Aprobar una Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que regule de forma coherente y estable las políticas que afectan al clima, que incorpore objetivos ambiciosos y realistas para 2030 y 2050, además de los recogidos en la Agenda Europea 2020 y los adoptados en la Cumbre Mundial del Clima COP21. Se elaborará un Plan de Transición Energética (PETE) 2030-2050 para impulsar las energías renovables, el autoconsumo y la eficiencia energética, y para reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Se apostará por la movilidad eléctrica con la finalidad de reducir el nivel de las emisiones y seguir trabajando para cumplir los diferentes objetivos europeos marcados para 2030-2050.
- Avanzar en la reforma del sector eléctrico para conseguir tener precios competitivos (“tarifa eléctrica”) ajustados a los costes. De esa forma los precios españoles se irán aproximando a los precios medios de la UEM. La política energética se realizará en función de los compromisos europeos, favorecerá la penetración de energías renovables, manteniendo la competitividad de la economía española y el poder adquisitivo de los hogares. Se llevará a cabo una auditoría y liquidación definitiva de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), así como todos los costes del sistema. Se eliminarán las dificultades que pudieran existir al autoconsumo eléctrico eficiente (coloquialmente conocido como “impuesto al sol”) con el fin de promover un marco regulatorio estable y propicio para la generación a pequeña escala,

⁸ http://www.rtve.es/contenidos/documentos/documento_pp-cs.pdf

promoviendo la reducción de precios. Se tendrán en cuenta particularidades adicionales de los sistemas extra-peninsulares, tratándolas de manera específica atendiendo a sus condiciones especiales y siempre con el objetivo de reducir los costes y contribuir a la estabilidad del sistema.”

En consecuencia, en función de cómo se implementen las políticas para la consecución de estos objetivos, el ámbito regulatorio para instalaciones FV podría experimentar cambios significativos en el futuro próximo.

En lo relativo a las subastas para capacidades renovables adicionales, se prevé una nueva ronda que se llevará a cabo a lo largo de los próximos meses. Una prueba de ello es que MINETUR ha expresado que “está trabajando en una nueva subasta para final de año”, aunque oficialmente no se ha publicado ninguna fecha concreta.

A continuación, se presentan algunas propuestas para eliminar las barreras regulatorias existentes relativas instalaciones FV en España, con las cuales se pretende obtener un contexto más libre y justo. Es necesario puntualizar que el objetivo no es proponer medidas que únicamente aventajen a la FV frente a otras tecnologías y que además supongan costes para el sistema eléctrico, sino más bien proponer modificaciones que permitan equiparar las condiciones de la FV a las de otras tecnologías.

3. Barrera regulatoria 1 - Inseguridad regulatoria

3.1 Descripción de la barrera de inseguridad regulatoria

El gran número de cambios regulatorios que se han introducido en los últimos años en el sector eléctrico, y especialmente en el segmento de las renovables y de la energía fotovoltaica, han generado una situación de inseguridad regulatoria. Esta situación ha sido motivada por varios factores, entre los que se encuentran:

- Sucesivos cambios
- Cambios con carácter retroactivo para los actores del mercado
- Falta de claridad de la regulación actual para el autoconsumo, en cuanto a:
 - Procesos administrativos
 - Pago de tasas a futuro
 - Penalizaciones

De esta forma, se ha provocado una situación de desconfianza generalizada que afecta por igual tanto a los actores que ya se encontraban presentes en el sector fotovoltaico, como a una gran parte de potenciales inversores del sector, lo cual limita considerablemente la inversión en instalaciones FV.

Se trata por tanto de una barrera que afecta de forma general a todo el sector FV, esto es, a todos los segmentos (instalaciones residenciales, comerciales e industriales).

3.2 Cambios propuestos para eliminar la inseguridad regulatoria

La barrera para el desarrollo del mercado FV se eliminaría si el entorno regulatorio consiguiese generar de nuevo confianza entre los actores de mercado y potenciales inversores. Para ello, se requiere definir una visión estratégica clara relativa el sector eléctrico y a las renovables en España y que esta quede reflejada en una nueva regulación:

- Que tenga una visión clara a largo plazo
- Que sea completa y compacta, evitando vacíos legales
- Que no introduzca medidas retroactivas (los cambios propuestos no deben suponer un impacto económico negativo en el proyecto)

La solución propuesta para esta barrera no solamente tendría un impacto importante para el sector FV, sino también en la imagen general del país como núcleo de desarrollo de proyectos. Además, un entorno regulatorio estable es un requisito imprescindible para fomentar la inversión, esto es, aunque se introduzcan condiciones regulatorias más favorables, por ejemplo, para el autoconsumo, también resulta imprescindible que exista confianza por parte de los potenciales inversores.

En definitiva, el desarrollo de una regulación clara no implica costes propiamente dichos para el gobierno o para el sistema y tiene un impacto en todos los segmentos de interés (aparte de influenciar favorablemente la imagen del país para potenciales inversores de otros sectores).

4. Barrera regulatoria 2 - Regulación restrictiva de autoconsumo

4.1 Descripción de la barrera de regulación restrictiva de autoconsumo

Como puede apreciarse en la *Tabla 1: Características principales de los tipos de autoconsumo disponibles en España*, la actual regulación vigente en España para el autoconsumo establece limitaciones claras que afectan a los “prosumidores” en relación a los siguientes aspectos:

- Limitaciones de capacidad y titularidad
- Tasas e impuestos
- Remuneración de excesos
- Proceso de legalización

Se trata de barreras que impactan los segmentos residenciales, comerciales e industriales.

4.2 Cambios propuestos para mejorar las condiciones para el autoconsumo

La regulación de autoconsumo debería adaptarse con objeto de ofrecer la oportunidad de invertir y obtener una rentabilidad razonable a un mayor número de consumidores. Para ello, la regulación debería ser menos restrictiva y aumentar las opciones de los inversores.

Concretamente, los cambios necesarios engloban:

- Limitaciones de capacidad y titularidad
 - El autoconsumo tipo 1 no debería contar con limitaciones de capacidad⁹ ni de titularidad, lo cual abriría este modelo a consumidores de mayor tamaño y permitiría la introducción de nuevos modelos de financiación (por ejemplo, el leasing).
 - Debería posibilitarse la entrada de más de un consumidor para una instalación FV en régimen de autoconsumo, lo cual permitiría la inversión conjunta en el segmento residencial, como en viviendas multi-familiares, o también en aplicaciones del sector comercial (por ejemplo, oficinas o centros comerciales).

⁹ Mientras que la capacidad instalada del sistema FV sea igual o menor a la potencia contratada

Al mismo tiempo, incluso las cooperativas podrían beneficiarse del autoconsumo.

- Tasas e impuestos
 - La energía auto-consumida por el “prosumidor” no debe suponer coste alguno para el consumidor (“impuesto al sol”), puesto que la energía no supone ningún gasto para el sistema. Las tasas deberían ser eliminadas.
 - No deberían aplicarse impuestos de generación a los excesos de energía inyectados por los “prosumidores”, puesto que su venta no constituye la principal actividad comercial para estos actores.
 - No deberían aplicarse tasas a “prosumidores” que utilizan baterías en sus instalaciones, puesto con ellas consiguen optimizar el consumo de energía auto-producida y en consecuencia contribuyen a reducir las inversiones requeridas en infraestructura de transporte y distribución.
 - Las tasas existentes deben resultar previsibles permitiendo de esta forma a los inversores estimar sus costes a largo plazo.
- Remuneración de excesos
 - El excedente de energía inyectado por el “prosumidor” tiene que remunerarse de forma justa¹⁰. Para ello, se contemplan distintas opciones:
 - Pagar el precio del mercado spot, sin que el “prosumidor” tenga que gestionar la venta de la energía.
 - Introducir un sistema de net-billing, el cual podría facilitar la remuneración basada en un porcentaje de la tarifa eléctrica del “prosumidor”.
 - Otra opción eficiente para el sistema sería, en lugar de pagar directamente al “prosumidor”, permitirle vender localmente la energía a otro consumidor, reduciendo de esta forma las pérdidas y necesidades de infraestructura de transporte y distribución. Para ello, se requiere permitir tener más de un contrato de suministro por punto de consumo.
- Proceso de legalización
 - El proceso de legalización de las instalaciones no está definido de forma clara o estandarizada, lo que supone una complicación del proceso para el

¹⁰ Según un estudio del Observatorio Crítico de la Energía, 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 autoconsumo (<http://observatoriocriticodelaenergia.org/wp-content/uploads/2016/10/Un-autoconsumo-que-democratice-el-sistema-electrico.pdf>)

propietario de la instalación. La introducción de una “ventanilla única” (punto único en la administración donde se gestionan todos los trámites para la legalización de las instalaciones) eliminaría dicha barrera.

- La regulación debería especificar claramente los organismos responsables al mismo tiempo que indicar un tiempo máximo en el que la administración deba completar el proceso.

Una vez más, los cambios regulatorios no suponen ningún gasto gubernamental, ya que la inversión en instalaciones es afrontada íntegramente por los “prosumidores”, aunque sí se eliminan los ingresos que recibe el sistema de los pagos de tasas e impuestos. Además, una mejora de la regulación para el autoconsumo tendría impacto principalmente en pequeñas instalaciones (no-utility-scale) y serviría como apoyo del gobierno al sector FV.

5. Barrera regulatoria 3 - Limitaciones en venta directa de electricidad

5.1 Descripción de las limitaciones en venta directa de electricidad

Actualmente el único modelo de negocio para la FV legal y viable es el autoconsumo (con excepción de las cooperativas verdes) para los segmentos considerados. En cuanto a utility-scale, fuera del alcance del proyecto, se han planificado grandes instalaciones, aunque la incertidumbre regulatoria y su coste de conexión han frenado su implementación. La regulación debería ser adaptada para, por una parte, facilitar la venta directa de electricidad a través de contratos bilaterales (power purchase agreements, PPAs), y por otra, mejorar el sistema de subastas de energías renovables con el propósito de hacerlas más efectivas.

Como se ha mencionado previamente, no existe una normativa específica para regular los contratos bilaterales. Además, se trata de contratos privados entre dos partes interesadas cuya negociación requiere de conocimiento específico, además de dedicación de recursos.

En cuanto a las subastas para capacidades renovables adicionales se prevé una nueva ronda en los próximos meses. MINETUR ha manifestado que *“para continuar impulsando la*

penetración de renovables, el Ministerio está trabajando en una nueva subasta para final de año, en la que participen las distintas tecnologías en concurrencia competitiva.”¹¹

5.2 Cambios propuestos para fomentar la venta directa

Con objeto de incrementar la liberalización del sistema eléctrico, resultaría de gran interés facilitar la venta directa a través de contratos bilaterales, con la publicación de contratos marcos. Adicionalmente, debería resultar legal para un generador vender directamente su electricidad a cualquier consumidor final, sin que una empresa comercializadora intervenga en la transacción o que el consumidor esté obligado a ser consumidor directo del mercado. Con ello, se ampliarían tanto las opciones de venta de energía para los generadores como las opciones de compra para los consumidores.

Estas modificaciones no supondrían costes adicionales para el sistema ni requieren del empleo de fondos públicos para su implementación.

Además, para que las subastas alcancen la máxima efectividad posible, proponemos la introducción de los siguientes elementos:

- Las futuras subastas deberían basarse en un sistema “pay-as-bid”, el cual implica que los adjudicatarios de la subasta reciben la remuneración ofertada en lugar de la remuneración presentada por del último participante (la puja aceptada más baja¹²). De esta forma, se evitarían tanto el daño de las ofertas especulativas como las sobre-retribuciones.
- Las instalaciones adjudicatarias deberían recibir precios fijos como resultado de las subastas. Adicionalmente, resultaría de gran interés simplificar el sistema y subastar únicamente precios por generación (kWh).
- Con objeto de aumentar la probabilidad de ejecución de los proyectos presentados, se debería exigir algún comprobante a modo de indicador de la rigidez de la oferta (por ejemplo, presentación de permisos obtenidos y/o varios años de mediciones). La presentación de un aval no demasiado elevado, como el que se ha demandado en la primera edición, puede resultar un requisito demasiado laxo para asegurar la ejecución de los proyectos.

¹¹ <http://www.minetur.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2016/Paginas/20161011-prevision-renovables.aspx>

¹² En la edición anterior de la subasta, las pujas se representaron en forma de reducción (%)

- Con el propósito de ampliar la diversidad del mix energético, resultaría muy recomendable diferenciar entre tecnologías y reservar una parte de la capacidad para instalaciones relativamente más pequeñas. Esto favorecería la participación de un mayor número de actores.

6. Otras barreras (no regulatorias)

Además de las barreras regulatorias, existen barreras adicionales que deben abordarse igualmente con el propósito de aumentar la instalación de sistemas FV y con ello alcanzar los objetivos marcados por la Unión Europea. Entre dichas barreras destacan las siguientes:

- Informar/educar a los consumidores
 - Existe un cierto nivel de desconfianza en las energías renovables por parte de los consumidores finales, los cuales tienden a pensar que estas son las causantes del aumento de los precios de electricidad.
 - Deberían adoptarse medidas e intensificar las ya existentes por parte de los diversos actores de la cadena de valor (desde el gobierno y asociaciones sectoriales a actores del mercado eléctrico).
- Ofertar una financiación adaptada a la realidad
 - La financiación existente no se adapta a los proyectos FV puesto que, de forma general, no es capaz de cubrir el periodo de retorno de las instalaciones (por ejemplo, actualmente los prestamos poseen una duración demasiado breve).
 - Los actores financieros no deberían evaluar la viabilidad de los proyectos y del prestamista mediante indicadores puramente financieros. Se propone que la evaluación incluya también un análisis de las curvas de carga y de generación como indicador de si un prestamista es aceptable o no, ya que la casación de dichas curvas puede resultar más determinante para la viabilidad del proyecto FV.
 - Existen pocos actores en el mercado FV que trabajen en el desarrollo de esquemas de financiación adaptados a la situación real del mercado.
- Asegurar el acceso a red a proyectos RES
 - Los proyectos renovables que se están desarrollando están encontrando problemas a la hora de obtener el acceso a la red de transporte y distribución.
 - Los actores responsables de conceder los permisos deberían mejorar los procesos y hacer la toma de decisiones más transparente.

Cabe mencionar que, mientras que los cambios regulatorios resultan esenciales, las medidas mencionadas pueden favorecer el desarrollo del mercado, especialmente una vez que se haya definido e implementado un marco regulatorio más atractivo.

7. Conclusiones

A pesar de que los niveles de irradiación en España son de los más altos de Europa y en consecuencia proporcionan unas condiciones óptimas para la generación de electricidad mediante la utilización de sistemas FV, España cuenta con menor potencia FV instalada que países como Alemania y UK, en los que las condiciones climatológicas resultan notablemente más desfavorables. Además, la incertidumbre regulatoria existente ha desencadenado un sentimiento de desconfianza entre consumidores e inversores, los cuales han frenado sus inversiones en este tipo de tecnología. Si bien un cambio en la regulación proporcionaría un marco más atractivo para la FV y el autoconsumo, el daño efectuado sobre la confianza de consumidores e inversores parece resultar bastante profundo y no será fácilmente restaurado.

Actualmente, el único modelo de negocio regulado y viable para la FV en España es el autoconsumo (para los segmentos considerados), al no contemplar la nueva regulación mecanismos de net-metering, ni existir una regulación específica para la venta de electricidad FV vía PPA. En cuanto a las grandes instalaciones, fuera del alcance de este proyecto, pueden vender la energía generada a pool.

El presente documento expone una serie de propuestas en forma de modificaciones regulatorias y no regulatorias que resultaría recomendable implementar con objeto de estimular la instalación de capacidad FV adicional en España (y con ello contribuir al cumplimiento de los objetivos marcados a 2020). Por tanto, los cambios propuestos resultan de vital importancia para reactivar el sector FV y eliminar las notables desventajas competitivas que se han generado frente a otro tipo de tecnologías. Estas propuestas cubren los tres objetivos siguientes:

- Eliminar/ reducir la inseguridad regulatoria
- Adaptar la regulación de autoconsumo para hacerla menos restrictiva
- Reducir las limitaciones en la venta directa de electricidad

Es preciso señalar que, con carácter general, estos cambios no implican costes adicionales para el sistema eléctrico y podrían introducirse fácilmente por el organismo regulador. El pacto

acordado entre PP y Ciudadanos ha aportado algo de esperanza en el sector, sin embargo, aún resulta una incógnita si finalmente va a llevarse a término, y en caso afirmativo, cómo van implementarse las medidas propuestas.

Además, mientras que los cambios regulatorios resultan indudablemente esenciales para estimular el sector FV, las medidas a implementar por otros actores no carecen ni mucho menos de interés, ya que podrían aportar numerosos beneficios al desarrollo del mercado, especialmente una vez se haya definido e implementado un marco regulatorio más favorable.

Entre las medidas propuestas destacan:

- Informar/educar a los consumidores
- Ofertar una financiación adaptada a la realidad
- Asegurar el acceso a red a proyectos RES