0000 0CTUBRE 2018

EL VALOR DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ESPAÑA

DESMONTANDO EL IMPUESTO AL SOL





Foto: © Veejay Villafranca / Greenpeace

Autores:

Dorine van der Vlies (Quintel Intelligence B.V.) **Pieter van Breevoort** (Talking Climate) **Thomas Winkel** (ecoSynergies)

Traducido por:

Mari Carmen Illán García

Diseño y maqueta:

Cristina Jardón (Graphic Inside)

Fotos de portada y contraportada:

© Greenpeace / Clive Shirley

© Greenpeace Handout

Informe realizado para:

Greenpeace España

RESUMEN

El objetivo de este estudio es informar tanto de las investigaciones europeas que se están llevando a cabo sobre el rediseño de los modelos de precio de la electricidad, el autoconsumo de electricidad y el rediseño de las estructuras tarifarías como del debate europeo en torno a este tema. Este estudio aplica por primera vez las nuevas normas acordadas en el marco de la Directiva Europea de Energías Renovables, que requiere que la generación de energía solar fotovoltaica distribuida (ESFD) obtenga una remuneración a valor de mercado y también puede incluir los beneficios generados por la ESFD para la red, el medio ambiente y la sociedad. El informe se basa en la comparación de dos casos de estudio de generación de electricidad a partir de ESFD en España. Además, se evalúa el valor que aportaría la ESFD al sistema eléctrico español y a la sociedad española en general.

Para evaluar los costes y beneficios que tendría implantar la ESFD se adaptó el método del valor solar que se desarrolla y aplica en Estados Unidos. Entre los aspectos evaluados se encuentran: los costes (evitados) de capital y de inversión en aumentar la capacidad de las infraestructuras de transporte y distribución, inversión y costes de generación de electricidad (evitados), así como los beneficios medioambientales.

Arizona, Colorado, California, Nueva York, Nueva Jersey, Oregón, Pensilvania y Texas, entre otros estados y municipios de Estados Unidos, han utilizado el método del valor solar para realizar diversos estudios. La compañía eléctrica de Austin (Texas) fue la primera en utilizar el método del valor solar y en 2013 adoptó una tarifa basada en este valor. Oregón ha seguido su ejemplo recientemente. Michigan es otro de los estados que está considerando su adopción. Por prime-



ra vez, se aplica este método a un país europeo: España.

Para evaluar en detalle qué efecto tendría implantar la ESFD, el estudio emplea un método basado en escenarios y un modelo energético avanzado para comparar dos casos extremos de desarrollo futuro. Al comparar los dos casos, calculamos el valor neto de la ESFD a nivel nacional.

Según este estudio, los beneficios de implantar la ESFD a gran escala superan con creces la inversión en red; además, la ESFD aporta un valor neto positivo al sistema de alrededor de 39€/MWh. Esto sin incluir el valor de las emisiones de CO₂ evitadas. Si estas se incluyen, el valor neto aumenta a entre 48 €/MWh y 59€/MWh. Debido a que estudiamos un sistema en el que la energía fotovoltaica está conectada a la red, calculamos los beneficios para el agregado de la electricidad autoconsumida y la inyectada a red.

El estudio también examina qué efectos económicos directos tiene implantar la ESFD a gran escala en las partes interesadas clave: los hogares o pymes, el Gobierno y el operador del sistema. En primer lugar, examina los efectos económicos de la ESFD bajo el sistema tarifario actual. En la presente situación no se remunera el excedente de electricidad que se inyecta a la red. En segundo lugar, el estudio evalúa qué sucedería si a) se retribuyese el excedente de electricidad y si b) no hubiera un cargo transitorio por energía autoconsumida, lo que comúnmente se conoce como el "impuesto al sol".

Bajo el sistema tarifario actual, resulta poco atractivo invertir en ESFD. Hay que tener en cuenta que el periodo de amortización excede los diez años, por lo que es poco probable que dichas inversiones tengan lugar. Bajo un sistema

potencial que cuente con medidas suficientemente atractivas para fomentar la inversión, los hogares y las pymes ahorrarían en sus facturas eléctricas si instalasen paneles fotovoltaicos mientras que el Gobierno y los operadores del sistema sufrirían una pérdida de ingresos en el caso de mantenerse la actual estructura tarifaria. Sin embargo, según nuestros cálculos, el efecto sobre estas fuentes de ingresos sería moderado.

El valor positivo de la ESFD podría legitimar que se apove su implantación. Los futuros diseños de las estructuras tarifarias de la ESFD deben reflejar adecuadamente este valor, haciendo así que las inversiones sean lo suficientemente atractivas, al mismo tiempo que se distribuyen equitativamente los costes y beneficios entre las distintas partes interesadas. En el caso de España, las inversiones en ESFD podrían resultar suficientemente atractivas para la mayoría de los hogares si la remuneración neta por electricidad inyectada a la red fuera similar al precio del mercado eléctrico mayorista proyectado a 2030 (40 €/MWh, excluyendo las asignaciones de CO₂ bajo el régimen de comercio de emisiones de la UE). En el caso de las pequeñas y medianas empresas, sería necesaria una remuneración adicional para que dicha inversión resultase atractiva.

El método adoptado en este estudio se puede trasladar a otros países de la UE y así contribuir al diseño de una nueva normativa para el mercado eléctrico y a establecer unas tarifas e incentivos para los sistemas de ESFD que reflejen con mayor precisión tanto sus beneficios como los costes asociados.



CONTENIDOS

Resumen	2
Introducción	6
Contexto	6
El método del valor solar: una base para establecer las estructuras	
tarifarias y determinar una remuneración justa para los prosumidores	8
Meta y objetivos del estudio	8
Determinar el valor solar en España: método y ámbito	10
El Modelo de Transición Energética	10
¿Qué determina el valor solar?	11
Metodología basada en escenarios	12
El valor neto de la solar fotovoltaica	14
Pérdidas en la red	14
Cálculo de los costes de capital e inversiones (evitados) en	
mejorar la capacidad de la red de transporte y de distribución de electricidad	15
Determinar el efecto económico sobre las partes interesadas	17
El modelo actual de precios de la electricidad y la estructura	
tarifaria para los prosumidores en España	17
El valor de la energía solar fotovoltaica distribuida en España	21
Coste de capital e inversiones en capacidad de las infraestructuras	
de transporte y distribución (evitados)	21
El impacto de la ESFD en las inversiones y costes (evitados) de	
la generación de electricidad	22
Inversión total	22
El coste anual de la generación eléctrica	24
Beneficios medioambientales	24
Hacia el valor solar en España	26
El impacto económico de la energía solar fotovoltaica	
distribuida en las partes interesadas	28
Periodo de amortización para las inversiones en ESFD	28
Periodo de amortización bajo el actual sistema tarifario	28
Periodo de amortización bajo un sistema alternativo	31
El impacto económico de la ESFD sobre el Gobierno y los operadores	
del sistema	33
El impacto económico neto de la ESFD	34
Conclusiones y recomendaciones	36
Bibliografía	40
Anexo 1 Detalles del análisis de las partes interesadas en el modelo	
de transición energética (ETM-SA)	41

Perfiles	41
Demanda anual de las partes interesadas en el Modelo de	
Transición Energética (ETM-SA)	41
Andalucía	41
Cataluña	42
Picos de demanda	42
Anexo 2 Detalles de los cálculos para establecer la inversión	
necesaria en la red eléctrica	43
Topología de la red	43
Actual valor de reposición de la red eléctrica	44
Resumen del conjunto de la red	44
Supuestos sobre la red de distribución	45
Supuestos sobre la red de transporte	45
Cambios en la carga (media) de la red	45
Inversión adicional en la red de Andalucía bajo el caso ESFD	46
Anexo 3 Detalles del cálculo del impacto económico de la ESFD	47
Periodos tarifarios 3.0A	47
Flujo de dinero de los clientes al Gobierno y al operador del sistema	47
Normalizar los costes (evitados) de la ESFD y el gas natural	48
Anexo 4 El Modelo de Transición Energética - recursos y enlaces de utilidad	50
Modelo de Transición Energética	50
ETM-SA	50
Andalucía	50
Cataluña	50
Sobre los autores	51



INTRODUCCIÓN

CONTEXTO

Dado que el coste de la energía solar fotovoltaica ha disminuido fuertemente, la electricidad procedente de esta fuente de energía renovable es ahora cada vez más competitiva con respecto a los precios minoristas de la electricidad (AIE, 2016). Como consecuencia, empresas y hogares cada vez producen y consumen más electricidad propia y se están convirtiendo en "prosumidores" activos (productores y consumidores de electricidad). El porcentaje de energía solar fotovoltaica, así como de otras fuentes de energía renovable, está creciendo. Esto está teniendo un efecto sobre las redes eléctricas y las estructuras tarifarias eléctricas actuales. Como resultado, los Estados miembros de la UE están revisando y rediseñando sus políticas de incentivos, e igualmente están debatiendo el rediseño de las estructuras tarifarias del mercado eléctrico.

El 30 de noviembre de 2016, la Comisión Europea presentó un paquete de medidas sobre política energética que se denominó "Energía limpia para todos los europeos". Con este paquete, la UE pretende implementar su política climática y energética 2030 para el periodo 2021-2030. El paquete incluye propuestas para un marco legal vinculante que proteja y otorgue un estatus jurídico al autoconsumo de energía renovable, a los prosumidores (productores y consumidores de electricidad) y a la energía comunitaria, además de eliminar los obstáculos legales y administrativos existentes. Las razones subyacentes son: (1) empoderar a los consumidores y darles mayor control sobre la energía que eligen; y (2) permitir que los consumidores participen activamente en el mercado eléctrico al facilitarles que generen su propia energía, la almacenen, compartan, consuman o vendan al mercado. El 27 de junio

de 2018 concluyeron las negociaciones entre el Consejo, el Parlamento y la Comisión sobre la Directiva de Energías Renovables. Las reglas revisadas, que se aplicarán desde 2021 por primera vez a nivel de la UE, otorgan a todos los europeos el derecho a generar, consumir, almacenar y vender electricidad sin temor a impuestos y cargos punitivos. Bajo las nuevas reglas de la UE, la electricidad vendida a la red también debe ser remunerada, al menos, al valor de mercado y también puede incluir los beneficios de ESFD (energía solar fotovoltaica distribuida) para la red, el medio ambiente y la sociedad.

Es la primera vez que un estudio aplica estas nuevas normativas comunitarias a un país europeo: España. Este método pretende determinar con mayor precisión el valor de la energía solar fotovoltaica distribuida para la red, el medio ambiente y la sociedad. El método denominado "valor solar" ha sido empleado ampliamente en estudios realizados para varios estados y municipios de Estados Unidos. Asimismo, se ha utilizado para adoptar un valor de tarifa solar en la ciudad de Austin (Texas) y en el estado de Oregón.

El tema de los prosumidores y el autoconsumo ha generado mucho debate. Esto se debe en parte a que las estructuras tarifarias del mercado eléctrico se diseñaron para un modelo eléctrico centralizado. En este modelo, la electricidad centralizada procedente de fuentes convencionales (como los combustibles fósiles y la energía nuclear) viaja primero a través de la red del operador del sistema de transporte y después a través de la red del operador del sistema de distribución, antes de llegar al consumidor. A medida que el mercado incorpora tanto un mayor nú-



mero de energías renovables descentralizadas como de tecnologías nuevas, como por ejemplo la gestión de la demanda, el modelo de electricidad se descentraliza y la generación descentralizada vierte a la red de distribución. Esto ha hecho que se cuestione cómo se estructuran las tarifas del mercado eléctrico y cómo se deben rediseñar para esta realidad cambiante. Igualmente, plantea interrogantes sobre cómo el nuevo diseño puede ayudar a la UE a cumplir con sus objetivos en política energética en materia de cambio climático, así como con los compromisos adquiridos bajo el Acuerdo de París sobre cambio climático.

En la actualidad, los consumidores de electricidad de la UE pagan a los operadores de la red de transporte y de la red de distribución para cubrir los costes relativos a la red (los llamados costes de distribución y transporte o tarifas de red) y por la electricidad que se les suministra (estos son solo algunos de los costes que pagan los consumidores). Los costes de distribución y transporte se diseñaron para cubrir los costes reconocidos de la distribución y transporte (GEODE, 2013). En la mayoría de los países, los operadores de la red de transporte y de la red de distribución, así como las compañías eléctricas, recuperan sus gastos a través de un modelo de precios de electricidad que se basa principalmente en el consumo. Este modelo de precio volumétrico se considera relativamente equitativo y justo porque se supone que el consumo está directamente relacionado con los ingresos.

No obstante, este modelo tradicional de precios de la electricidad se ve cuestionado por varios motivos: por un lado, han entrado nuevos participantes al mercado como los prosumidores, los agregadores y los proveedores de gestión de la demanda (que ayudan a gestionar el uso y la demanda de electricidad). Por otro, los operadores de la red de transporte y de la red de distribución cada vez facilitan una mayor integración de las fuentes de energía renovables.

Dado que un creciente número de prosumidores genera su propia electricidad, el consumo eléctrico ha disminuido. Cuando las estructuras tarifarias se basan en el volumen de consumo, surge la duda de si los prosumidores pagan menos por los costes generales de transporte y distribución. Las eléctricas argumentan que, mientras que los costes siguen siendo los mismos, estos se deben distribuir entre un número menor de clientes, por lo tanto, esto incrementa la tarifa de los otros clientes. Según este informe, los costes de las redes solo aumentan marginalmente, mientras que los beneficios de la ESFD los superan ampliamente.

Por ejemplo, en España, bajo el llamado impuesto al sol, los prosumidores deben compensar al sistema por la electricidad que autoconsumen. Esto abre el debate sobre si los prosumidores son realmente un coste para el sistema y si deben pagar a la red por una electricidad que nunca se inyecta en ella. Igualmente plantea la pregunta de si se debe penalizar a los prosumidores por reducir la demanda eléctrica en las horas punta.

Estas circunstancias requieren que los modelos de precios de electricidad y los regímenes tarifarios actuales se replanteen y que evolucione la forma en que se diseñan.



EL MÉTODO DEL VALOR SOLAR: UNA BASE PARA ESTABLECER LAS ESTRUCTURAS TARIFARIAS Y DETERMINAR UNA REMUNERACIÓN JUSTA PARA LOS PROSUMIDORES

El método del valor solar tiene como objetivo establecer una base sobre cómo remunerar la electricidad procedente de la ESFD exportada a la red a un precio que refleje: a) el valor que la energía solar aporta al conjunto del sistema eléctrico y b) cualquier posible coste que la ESFD suponga para la red (Rocky Mountain Institute, 2017). Su objetivo es lograr un equilibrio que garantice, por un lado, una remuneración justa para los prosumidores y, por otro, unas tarifas de red que permitan a los operadores de la red del sistema de transporte y del sistema de distribución recuperar sus inversiones basándose en el valor que la energía solar fotovoltaica tiene para la sociedad en general. Este método aborda algunos de los problemas clave relacionados con el modelo actual de precios de la electricidad y las estructuras tarifarias, además de proporcionar un medio y una base para diseñar un régimen pensado de cara al futuro.

META Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo de este estudio es evaluar el valor de la energía solar fotovoltaica distribuida (ESFD) en España, así como dar a conocer las investigaciones en curso y el debate sobre el autoconsumo y el rediseño de las estructuras tarifarias de la electricidad. España es un caso particularmente relevante para investigar en detalle. En 2015, el Gobierno introdujo una nueva normativa sobre el autoconsumo que regula las instalaciones de autoconsumo, incluidos los sistemas solares fotovoltaicos distribuidos¹. El Real Decreto 900/2015

La introducción del real decreto debe analizarse bajo el contexto de varios acontecimientos. Con la excusa del déficit de tarifa y de la crisis financiera se limitaron los presupuestos y gastos de España en energía renovable y a ello le siguió una reforma con carácter retroactivo de los incentivos a los proyectos renovables existentes. Solo en 2008, el país añadió 2,6 GW de sistemas de energía solar fotovoltaica nuevos, lo que aumentó la capacidad total de energía solar fotovoltaica instalada a 3,5 GW (JRC, 2009).

A partir de ese momento, se paralizó la instalación de nuevos sistemas fotovoltaicos, le siguió la energía eólica (en 2012) y más tarde la energía solar térmica (a finales de 2013). Entre los años 2011 y 2014, el empleo en el sector renovable español cayó un 40%. A nivel mundial, España dejó de ser atractiva para invertir en energías renovables, pasó del segundo puesto al vigésimo noveno —detrás de países como Perú, Pakistán o Filipinas— en las clasificaciones internacionales.

establece nuevas tarifas para el acceso a la red, para el autoconsumo de electricidad (cargo transitorio por energía autoconsumida, a pesar de que esta electricidad nunca llega a la red) y para el uso de baterías² (impuesto sobre capacidad instalada). Dicho decreto hace prácticamente imposible que se remunere el excedente de electricidad que se exporta a la red para pequeñas instalaciones. Desde que se introdujo el real decreto, la instalación de ESFD está casi paralizada ya que la inversión en energía fotovoltaica se ha vuelto poco atractiva para los hogares y las pymes. En la actualidad, muchos de los sistemas existentes son deficitarios debido a que la ley se aplica de forma retroactiva (Prol et al., 2017).

¹ La Ley del Sector Eléctrico, LSE, 24/2013 introduce las instalaciones de autoconsumo en la normativa española. El Real Decreto 900/2015 contiene una normativa específica para el autoconsumo, incluyendo aspectos administrativos, técnicos y económicos. Fuente: Base de datos de políticas y medidas de la AIE. Disponible en: https://www.iea.org/

policiesandmeasures/pams/spain/name-152980-en.php

Solo es aplicable si las baterías de la instalación reducen la potencia contratada o si el consumo pico excede la energía contratada con la compañía eléctrica. Este cargo se paga por las horas de autoconsumo.

0000

El sistema eléctrico español también tuvo que hacer frente a un "déficit tarifario", los ingresos procedentes del sistema eléctrico no cubrían ni los costes incurridos ni los gastos corrientes (Espinosa, 2013). Para evitar esto, se modificó la estructura de la tarifa eléctrica y la mayoría de los cargos y peajes se pasaron al término fijo de la factura, dependiendo de la potencia contratada. Entre 2013 y 2014, el término fijo de un hogar medio casi se duplicó, de representar alrededor del 35 % de una factura media de electricidad pasó al 60 %.

El Gobierno español, en vez de apoyar una mayor implantación de las energías renovables, defendió que se regulara el autoconsumo, ya que era una nueva forma de minimizar la pérdida de ingresos que pudiera sufrir la red en un futuro (Prol et al., 2017). Una vez se introdujo la nueva normativa, el crecimiento se estancó aún más, en 2016 y 2017 la nueva capacidad instalada fue solo de 55 MWp y 135 MWp respectivamente. En su mayoría eran instalaciones para el autoconsumo y sistemas no conectados a la red del sector agrícola³.

La normativa española de autoconsumo puede considerarse como un intento del Gobierno español de revisar la estructura tarifaria para que el sistema eléctrico sea más sostenible desde un punto de vista económico. Sin embargo, ha sido criticada duramente ya que consigue que la inversión en energía solar fotovoltaica sea poco atractiva para los hogares y las pequeñas empresas, y porque es una forma artificial de responsabilizar a los prosumidores y a la ciudadanía de enmendar una tarifa eléctrica mal diseñada⁴.

El objetivo de este estudio es proporcionar información sobre el valor que la ESFD tiene para el sistema eléctrico español y para la sociedad española en su conjunto. Basándose en el valor solar, se evalúan los diversos costes y beneficios relacionados con su implantación. El estudio también analiza los efectos económicos directos que tendrá implantar la ESFD a gran escala sobre las partes interesadas clave: hogares, pymes, Gobierno y operadores de los sistemas de transporte y de distribución. El análisis económico se realizó para dos regiones: Andalucía y Cataluña; además, se tuvieron en cuenta y se calcularon las inversiones adicionales que resulta necesario hacer en la red eléctrica.

Por tanto, este estudio es útil para diseñar una nueva regulación del mercado eléctrico y para establecer estructuras tarifarias e incentivos para los sistemas ESFD que incluyan tanto los costes como los beneficios. Aunque esto es especialmente relevante para España, este método se puede trasladar fácilmente a otros países europeos.

Aunque el método del valor solar es apto para determinar y establecer el nivel de remuneración y las tarifas de red de los sistemas de ESFD, tal como se hizo en Estados Unidos, esta no es la finalidad del estudio. Este es el primer estudio de este tipo donde se aplica el método del valor solar a un país de la UE. Por tanto, aunque evaluamos el valor de la energía solar como tal, no hemos determinado ni cuál sería una remuneración justa por la electricidad de la ESFD, ni cuál sería un pago justo tanto por la electricidad que se consume de la red (coste del servicio) como por el uso de la red (tarifas de red). En última instancia, esto es una cuestión política y normativa en la que intervienen una multitud de factores. No obstante, la información que aporta este estudio es de gran utilidad para la toma de decisiones al respecto.

³ PV Magazine febrero 2018. https://www.pv-magazine. com/2018/02/06/the-rebirth-of-spains-solar-sector-135mw-of-new-pv-systems-installed-in-2017/

⁴ En los comentarios al proyecto de real decreto sobre autoconsumo, el organismo regulador, la CNMC, aduce que la falta de una metodología clara para establecer la asignación de tarifas y costes entre los diferentes consumidores es motivo para no presentar el real decreto. https://www.cnmc.es/sites/default/files/1205554_5.pdf



DETERMINAR EL VALOR SOLAR EN ESPAÑA: MÉTODO Y ÁMBITO

Para calcular el impacto de la ESFD, el estudio optó por un método basado en escenarios y empleó el Modelo de Transición Energética para modelar los impactos en dos casos diferentes. El valor de la ESFD a nivel nacional se obtuvo comparando los distintos casos. Los casos nacionales se tradujeron a nivel regional para calcular el impacto económico en las distintas partes interesadas. Este capítulo explica estos pasos. Los anexos ofrecen información más detallada sobre el método y las hipótesis.

EL MODELO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Se empleó el Modelo de Transición Energética⁵ (ETM, por sus siglas en inglés) para modelar y determinar el impacto de dos casos distintos: en uno de ellos, a partir de 2015 el sistema eléctrico español ya no incorpora energía solar fotovoltaica distribuida adicional; en el otro, hay una alta penetración de energía solar fotovoltaica distribuida (véase el apartado 2.3 más abajo). El Modelo de Transición Energética es una herramienta interactiva para generar modelos energéticos que permite al usuario crear y explorar escenarios sobre el futuro energético de países o regiones. El modelo utiliza información detallada sobre tecnologías e incluye perfiles horarios de demanda (y suministro). El Modelo de Transición Energética puede calcular el efecto que tendrán los cambios en la demanda y en el suministro sobre las emisiones de CO2, el consumo de energía, la renovabilidad, la seguridad de suministro, los costes y otro gran número de variables.

Tanto el ETM como el ETM-SA son gratis y de código abierto. Esto significa que cualquiera puede ver los escenarios en Internet, obtener información sobre los supuestos asumidos y modificar los escenarios a su gusto. Como el Modelo de Transición Energética está en continuo desarrollo (se actualizan las especificaciones de las tecnologías, se incluyen nuevas características), los resultados para cada escenario pueden variar ligeramente con respecto a los resultados presentados en este estudio.

El Modelo de Transición Energética ofrece información sobre la definición y documentación de

El análisis de las partes interesadas (ETM-SA) es un módulo del Modelo de Transición Energética que ofrece información sobre los efectos de la transición a nivel regional/local e incluso individual. El ETM-SA es capaz de modelar los flujos de energía cada quince minutos y puede asignar tarifas a esos flujos. El ETM-SA puede modelar tanto el impacto económico como el efecto sobre las infraestructuras. Al proporcionar información sobre los tipos de negocio para las distintas partes interesadas y las restricciones en la infraestructura local, se pueden tomar decisiones informadas para desarrollar y planificar temas relacionados con la energía, incluyendo el impacto de las instalaciones de ESFD en el sistema. El ETM-SA permite al usuario analizar el impacto que tendrá un cambio de tecnologías o aplicar estrategias innovadoras; además, sirve para identificar nuevos modelos de precio de electricidad. El presente estudio empleó el ETM-SA para analizar qué efectos económicos tendría la ESFD sobre los consumidores, los operadores del sistema eléctrico y el Gobierno.

⁵ Toda la información sobre el Modelo de Transición Energética está disponible a través de Internet https://energytransitionmodel. com/.



las especificaciones de cada tecnología empleada en este estudio:

- Para información general, véase: https:// pro.energytransitionmodel.com/
- Para documentación: https://github.com/ quintel/documentation
- Para especificaciones y fuentes detalladas: http://github.com/quintel/ etdataset-public/

 Se asumió que el coste de inversión de la energía fotovoltaica distribuida es de 1,3 €/Wp (Fraunhofer, 2015).

¿QUÉ DETERMINA EL VALOR SOLAR?

Para evaluar el valor de la ESFD se tuvieron en cuenta distintas categorías de beneficios y costes. Dichas categorías, junto a una breve descripción, se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 2.1 Categorías típicas de coste/beneficio para determinar el valor solar. Fuente: basado en Rocky Mountain Institute E-Lab 2017 y en NREL 2014.

Categorías típ	icas de coste/beneficio	Descripción	
Costes (evitados) de mejoras en la infraestructura de transporte y distribución		Costes de capital e inversión en aumentar la capacidad de las infraestructuras de transporte y distribución (evitados).	
Inversiones	Capital e inversiones en capacidad adicional de generación (evitados)	Se evita la mejora o construcción de nuevas centrales eléctricas y los costes asociados a cubrir la demanda.	
y costes de generación de electricidad (evitados)	Costes de operación y mantenimiento (evitados)	Se evitan gastos en la operación y mantenimiento de las centrales eléctricas.	
	Costes de combustibles (evitados)	Se reduce el consumo de combustibles para la generación de energía térmica (carbón, gas natural, uranio) y por tanto disminuyen (se evitan) los costes de combustible.	
Pérdidas	en la red (evitadas)	Se evitan pérdidas en transporte por la red desde las centrales eléctricas. Dado que la ESFD genera energía cerca del consumidor, tales pérdidas se evitan.	
Beneficio	s medioambientales	Se evitan las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes.	
Beneficios sociales		Desarrollo económico (empleo, valor añadido e ingresos fiscales).	
Respuesta de los precios de mercado		Baja el precio de las materias primas fósiles ya que disminuye la demanda. Cambia el precio mayorista de la electricidad porque cambia la demanda de la generación de energía centralizada.	



Los beneficios sociales no se incluyen en este estudio pues varían enormemente según el método empleado y, por tanto, son cuestionados a menudo. Hay numerosa bibliografía que evalúa el impacto macroeconómico de la energía solar fotovoltaica, y no entra dentro de los objetivos de este estudio reevaluarlo (véase IRENA, 2014, y APPA, 2017). Del mismo modo, no se incluye la respuesta de los precios de mercado ya que los precios de las materias primas se determinan en gran medida a nivel internacional y no está claro cómo se desarrollará el mercado energético cuando las tasas de penetración de la energía eólica y solar sean mayores, aumentando la participación de la generación energética con unos costes marginales casi nulos.

Además de las categorías enumeradas anteriormente, existen otras que los estudios evalúan con menos frecuencia. Estas son: el valor de los servicios de apoyo a la red que pueden aportar los sistemas solares, así como los riesgos financieros y de seguridad. Han sido muy pocos los estudios que ha incluido estas categorías y no hay mucho acuerdo sobre qué método utilizar para estimar estos valores (Rocky Mountain Institute, 2017). Por lo tanto, estas categorías no se han incluido en el estudio, aunque pueden analizarse en sucesivos trabajos.

METODOLOGÍA BASADA EN ESCENARIOS

Este estudio utiliza una metodología basada en escenarios, se comparan dos posibles futuras situaciones para determinar el valor de la ESFD. El método tiene en cuenta las mejoras previstas e integra los avances en energía solar fotovoltaica en un contexto más amplio.

Los dos casos analizados se basan en un estudio que la Universidad Pontificia de Comillas realizó para Greenpeace (2017). De este estudio,

se utilizó el escenario de baja demanda eléctrica y alta penetración de renovables (denominado en el estudio D3 alta RES) como base para los dos casos. Bajo el escenario D3 alta RES, la energía nuclear y la de carbón se han eliminado para 2025, la eficiencia energética mejora a un nivel más alto (en comparación con el escenario de referencia y las tasas históricas) y la electricidad renovable experimenta un fuerte crecimiento. Para este estudio, se crearon dos variaciones del escenario D3 alta RES:

- Energía solar fotovoltaica distribuida (ESFD): este es el escenario D3 alta RES en que se supone que toda la energía fotovoltaica instalada entre 2015 y 2030 es a pequeña escala y está instalada en edificios. Esto significa 17 GW de energía solar fotovoltaica distribuida, lo que corresponde al 11,9 % de la demanda eléctrica y supone que el 40 % de los hogares y pymes se vuelven prosumidores.
- Sin Fotovoltaica Adicional: este es el escenario D3 alta RES, excepto que no se instala nueva energía solar fotovoltaica después de 2015. En su lugar, el sistema eléctrico español tendrá una mayor dependencia de las centrales térmicas a gas en comparación con la situación actual y el escenario D3 alta RES.

Estos casos se desarrollaron para comparar el impacto de la ESFD, especialmente para entender el impacto sobre la red de distribución y traducirlo a datos que el Modelo de Transición Energética⁶ pudiera modelar para ver el impacto

⁶ El Modelo de Transición Energética no incluye la opción de almacenamiento mediante el bombeo hidroeléctrico. Para simular la flexibilidad de las centrales hidroeléctricas de bombeo, en los escenarios del Modelo de Transición Energética se almacenó la misma cantidad de energía en baterías. El Modelo de Transición Energética también modela



sobre el sistema eléctrico español en su conjunto. El caso Sin Fotovoltaica Adicional no es un escenario normal, se debe utilizar como referencia para calcular los impactos (emisiones, cos-

pérdidas mayores de transporte. Tanto la diferencia en la eficiencia de almacenamiento entre las baterías y las centrales hidroeléctricas de bombeo como las pérdidas de transporte se compensan con los cambios en la generación de energía a partir de gas. Con este método, la demanda eléctrica final es casi la misma bajo los escenarios del Modelo de Transición Energética que bajo los escenarios de Greenpeace.

tes, uso de combustible) a gran escala y desde el punto de vista del sistema. Estos casos representan dos extremos: pocas instalaciones de ESFD frente a una penetración muy alta de las mismas. Esto se hizo a propósito para que el impacto de la energía solar fotovoltaica distribuida en el sistema eléctrico fuese más visible.

La tabla 2.2 muestra los distintos mix de generación eléctrica de los dos casos:

Tabla 2.2 Mix de generación eléctrica y potencia instalada en 2030 en los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional. TWh⁷. La solar centralizada incluye energía solar termoeléctrica. * El gas verde se usa en las centrales de gas natural. ** El petróleo solo se utiliza en un número muy limitado de centrales de cogeneración industrial. *** Alrededor del 35 % de la electricidad procedente de la ESFD se autoconsume.

Fuente	ESFD 2030 (TWh)	ESFD 2030 (GW)	Sin Fotovoltaica Adicional 2030 (TWh)	Sin Fotovoltaica Adicional 2030 (GW)
Carbón	0	0	0	0
Gas natural	101	34,7	129	35,2
Gas verde*	9	*	11	*
Nuclear	0	0	0	0
Biomasa sólida	2	0,3	2	0,3
Viento	76	33,3	76	33,3
Hidráulica	13	9,2	14	9,2
Petróleo**	1	<0,1	1	<0,1
Geotérmica	3	0,4	3	0,4
Residuos	3	0,6	3	0,6
Solar - centralizada	14	7,6	14	7,6
Solar - distribuida	30	16,8***	0	0
Importada	1		2	
Demanda	250		253	
Total	252		254	
Pérdidas	20		23	

⁷ Esta tabla representa las fuentes de energía. El Modelo de Transición Energética distingue entre un número mayor de tecnologías de generación, por ejemplo: el gas natural se subdivide en turbinas de gas de ciclo combinado, convencional (ciclo único), los motores de las centrales de cogeneración y las turbinas de las centrales de cogeneración.



El valor neto de la solar fotovoltaica

Se compararon los costes de operación, de mantenimiento, de capital y de combustible de los dos casos para determinar los costes y beneficios de la energía solar y calcular un valor neto.

Para combinar los costes y beneficios de la ESFD y obtener un valor neto de la energía solar, normalizamos los costes y beneficios y expresaremos el valor neto por cada MWh de ESFD adicional. Cuando se habla de normalizar, nos referimos a dividir los costes totales (incluyendo capital, operación y mantenimiento, costes de combustible y tipos de interés) por la generación de electricidad (o, si se está calculando el coste normalizado del carbono ahorrado, las emisiones de CO₂ totales evitadas) de una tecnología de generación a lo largo de su vida útil.

En este estudio, no solo normalizamos los costes de generación de energía con gas natural y con ESFD (como se estipula en la sección 3.3), sino que también normalizamos los costes que se evitan en generación de energía con gas natural gracias a la implantación de ESFD. Para ello, se dividieron los siguientes componentes por la generación de ESFD adicional (comparado con el caso Sin Fotovoltaica Adicional):

- Total de los costes fijos anuales (evitados) de operación y mantenimiento de la generación de energía con gas natural;
- Total de las inversiones anualizadas evitadas (según lo dispuesto en la sección 3.1) en generación de electricidad con gas natural. Para anualizar las inversiones evitadas se supuso para la tecnología una vida útil de treinta años y se aplicó un tipo de interés del 4 %.

Tanto los costes de combustible evitados como los costes variables de operación y mantenimiento se pueden obtener directamente, ya que por cada MWh de ESFD adicional se reduce un MWh de electricidad producida con gas natural.

Los costes evitados por MWh se pueden ahora sumar, dando como resultado el valor bruto de la ESFD. Al restar los costes adicionales para la red por MWh, se obtiene el valor neto de la ESFD.

Debido a que aplicamos un enfoque de sistema, no distinguimos entre el autoconsumo y la electricidad excedentaria de la ESFD inyectada a la red cuando se calculan y normalizan los costes (evitados) de la ESFD. Sin embargo, tenemos en consideración la cuota de electricidad autoconsumida instantáneamente al estudiar los impactos financieros sobre las diferentes partes interesadas.

En el Modelo de Transición Energética se pueden encontrar los supuestos de los costes en detalle. En el anexo 3 se pueden encontrar los enlaces a los casos, así como la metodología para calcular los costes normalizados.

PÉRDIDAS EN LA RED

Uno de los beneficios de la ESFD es la reducción de pérdidas en la red. Si se autoconsume la electricidad producida, se reducen las pérdidas, ya que menos electricidad se transmite a través de la red. Se estima que las pérdidas actuales en España superan el 10 % de la generación total de energía (según el balance energético de la AIE). La reducción de pérdidas que se puede conseguir a través de la ESFD y del autoconsumo depende de la distancia que recorra la electricidad y de los niveles de tensión por los que pase. La mayor reducción de pérdidas se logra cuando la electricidad ESFD inyectada a la red se consume en el vecindario, lo que entre otras



cosas evita pérdidas en la transformación y en el transporte a larga distancia.

En la actualidad, se está desarrollando un modelo más detallado de la red eléctrica para el Modelo de Transición Energética que incluye un modelado por nivel de tensión y que permite un análisis más detallado del efecto de la producción descentralizada de electricidad. La tabla 2.2 muestra que, según el método adoptado en este estudio, las pérdidas de la red son aproximadamente 3TWh (15%) inferiores en el caso ESFD que en el caso Sin Fotovoltaica Adicional.

CÁLCULO DE LOS COSTES DE CAPITAL E INVERSIONES (EVITADOS) EN MEJORAR LA CAPACIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

En este estudio, se comparan los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional para estimar la diferencia neta en las inversiones en infraestructura de transporte y distribución como resultado de implantar la ESFD. Hay beneficios cuando la ESFD puede satisfacer la creciente demanda a nivel local, aliviando las restricciones de capacidad "río arriba" y aplazando o evitando las mejoras en transporte y distribución. Hay costes cuando se necesita una inversión adicional en transporte y distribución para posibilitar que el excedente de electricidad de la ESFD se exporte a la red⁸.

El efecto de la ESFD sobre la red eléctrica depende de varios factores: la capacidad de evacuación actual de la red, la carga actual en la red, la cantidad de ESFD, la distribución espacial de la ESFD, el futuro cambio en la demanda debido a factores distintos a la ESFD. El objetivo de este estudio es calcular el efecto de la ESFD en áreas específicas detalladas y extrapolar las conclusiones. Sin embargo, resultó muy difícil obtener información detallada de la capacidad actual de la red eléctrica, así como de su carga, ya que esta información es confidencial. Por tanto, aplicamos un método que permite estimar el orden de magnitud de las inversiones adicionales necesarias en la red eléctrica.

En este estudio se evaluaron las inversiones adicionales que sería necesario hacer en la red de transporte y distribución de electricidad de la región de Andalucía únicamente. La información disponible sobre la red en Cataluña no era suficiente para realizar un análisis similar. Por tanto, el resultado de la evaluación debe interpretarse como una estimación del orden de magnitud de las inversiones adicionales necesarias. Los resultados se utilizaron para analizar el impacto económico en Andalucía y Cataluña.

En **Andalucía** se disponía de información sobre los componentes de la red actual de transporte y distribución, de los valores de reposición y de la carga media de varios componentes de la red de distribución. Por tanto, en el análisis de las partes interesadas del Modelo de Transición Energética (ETM-SA)9 se pudo modelar el efecto de la ESFD bajo los diversos niveles de tensión de la red eléctrica. Como no había información detallada (por ejemplo, por horas) disponible sobre la capacidad y la carga de la red eléctrica actual, solo pudimos estudiar los efectos para el promedio de la red. Debido a que la demanda disminuye, la carga máxima se reduce levemente en todos los niveles de tensión. Cuando la tensión es baja, los picos que ocasiona la producción fotovoltaica no superan los picos actuales causados por la demanda. Por tanto, el efecto de la ESFD en el conjunto (promedio) de la red es insignificante. El anexo 1 detalla los impac-

⁸ Texto adaptado del Rocky Mountain Institute E-Lab. 2017.

⁹ Para más información, véase Anexo 1.



tos sobre la red de transporte y de distribución. No obstante, dado que la red no es homogénea, inyectar electricidad a la red puede causar problemas de capacidad (sobrecarga de la red) en lugares y momentos específicos. Además, aunque los cables no tengan problemas al soportar un cambio en el flujo de electricidad, otros componentes pueden dar problemas de protección cuando cambie la dirección de la alimentación como consecuencia de la ESFD.

Un método más preciso para determinar el efecto de la ESFD en la red es incluir los activos en el modelado. Este es el método que se empleó en el estudio Flexibility of the Power System in the Netherlands (FLEXNET) (ECN, 2017) y que ha utilizado un consorcio de operadores de sistemas (tanto de distribución como de transporte) de los Países Bajos para determinar los efectos que la energía renovable variable tiene sobre la red. Se calculó el porcentaje de activos que sería necesario sobrecargar en distintos niveles de la red de distribución bajo múltiples escenarios, mientras que la evaluación de los efectos sobre la red de transporte fue más general. Según el estudio FLEXNET, para el escenario R2030, el 2% de los cables de baja tensión se sobrecargarían,

así como el 5 % de los transformadores de distribución, el 1 % de los cables de media tensión y el 6 % de los transformadores de subestación. El estudio establece que en la red de alta tensión y de transmisión no se sobrecargarían los activos.

La situación en España difiere de la situación en los Países Bajos. La capacidad disponible en los distintos niveles de tensión es diferente en los dos países. Para aquellos componentes de los que disponemos de información sobre la capacidad disponible, la red de Andalucía tiene más capacidad disponible que la red de los Países Bajos (ver tabla más abajo). Por otro lado, el consumo de electricidad en los hogares de Andalucía supone aproximadamente el 40% del consumo total de electricidad, mientras que en los Países Bajos supone el 20 % (en España es el 30%). Por tanto, los cambios en el sector residencial tendrán mayor influencia en la red eléctrica de Andalucía y España que en la red eléctrica de los Países Bajos. Dado que el estudio incorpora información detallada sobre los componentes de la red en Andalucía, el método empleado tiene en cuenta las distintas diferencias, como por ejemplo la diferencia en densidad de población.

Tabla 2.3 Capacidad disponible en la red eléctrica de Andalucía y de los Países Bajos

Nivel de tensión	Capacidad disponible Andalucía¹º[%]	Capacidad disponible Países Bajos ¹¹ [%]
Red de alta tensión	83	67
Transformadores alta/media tensión	65	25
Cableado media tensión	No disponible	25
Transformadores media/baja tensión	No disponible	67
Cableado baja tensión	No disponible	17,5

¹⁰ Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

¹¹ Fuente: ECN 2017.

0000

Para calcular la inversión en red que sería necesario hacer en España bajo el caso ESFD, nos basamos en las conclusiones del ECN 2017 e incorporamos la información sobre la red actual de Andalucía. Dado que la situación actual en España es diferente de la situación actual en los Países Bajos, y la situación en Andalucía es distinta de la del resto de España, este método solo puede estimar el orden de magnitud de las inversiones necesarias en la red eléctrica cuando se integre la ESFD en el sistema. Si el orden de magnitud de la inversión resulta ser significativo con respecto a otras inversiones, se debe llevar a cabo un estudio adicional sobre el efecto de la ESFD en la red eléctrica.

DETERMINAR EL EFECTO ECONÓMICO SOBRE LAS PARTES INTERESADAS

El impacto que tendrá instalar la ESFD será distinto para las distintas partes interesadas. Por tanto, es importante entender que los beneficios y los desafíos de la energía solar fotovoltaica distribuida serán distintos según la perspectiva que se tome. Por ello, este estudio también evalúa el impacto económico sobre las partes interesadas:

- Consumidores/clientes:
 - Tres tipos de tarifa para los hogares (con y sin instalaciones fotovoltaicas <10 kWp)
 - Pequeñas y medianas empresas (con y sin instalaciones fotovoltaicas >10 kWp)
- Gobierno
- Operadores del sistema¹²

Los efectos económicos sobre las distintas partes interesadas en España varían por región debido a la diferencia en la demanda. Por tanto, este estudio se centra en dos regiones: Andalucía y Cataluña. Estas dos regiones fueron seleccionadas por ser las comunidades autónomas más grandes en cuanto a población¹³ y por estar geográficamente separadas. Estas características hacen que la electricidad demandada por los consumidores varíe según región.

En este estudio se utilizó el ETM-SA para analizar el efecto económico que tiene la ESFD sobre los distintos consumidores, sobre los operadores del sistema y sobre el Gobierno. La estimación de la inversión adicional necesaria queda incluida en el análisis económico. Se prestó especial atención al periodo de amortización de la energía solar fotovoltaica en varios escenarios y a cómo afecta el cambio de tarifa a estos periodos de amortización.

Aplicando la misma ratio a la demanda presente y futura que en los casos nacionales (Sin Fotovoltaica Adicional y ESFD), trasladamos los casos nacionales a Andalucía y Cataluña. Se puede encontrar información más detallada en el Anexo 1.

El modelo actual de precios de la electricidad y la estructura tarifaria para los prosumidores en España

El Real Decreto 900/2015 distingue entre dos modalidades de autoconsumo¹⁴:

¹³ Según los datos de Eurostat: Andalucía cuenta con el 18 % del total de la población española y Cataluña con el 16 %, http://ec.europa.eu/eurostat/cache/RCI/#?vis=nuts2.population&lang=en.

¹⁴ La Ley del Sector Eléctrico, LSE 24/2013 regula las instalaciones de autoconsumo y, en particular, los sistemas solares fotovoltaicos distribuidos a pequeña escala. El Real Decreto 900/2015 incluye una normativa específica para el autoconsumo, que comprende las características administrativas, técnicas y económicas. Fuente: Base de datos conjunta de Políticas y Medidas de la AIE/IRENA. Disponible

¹² En este estudio, al hablar de operadores del sistema nos referimos tanto a operadores de sistemas de distribución como operadores de sistemas de transporte.



• Tipo 1: Suministro con autoconsumo.

En esta categoría se incluyen los consumidores con instalaciones que no superen los 100kWp y donde la electricidad solo se produce para el autoconsumo. El excedente de electricidad se puede exportar a la red, pero no se remunera, salvo que las personas se den de alta como empresa de producción eléctrica y cumplan los mismos requisitos que cualquier proveedor de electricidad. Los autoconsumidores tipo 1 con una instalación mayor de 10 kWp deben pagar el cargo transitorio por energía autoconsumida (lo que popularmente se conoce como el "impuesto al sol"). Pagan una tarifa variable por producir electricidad fotovoltaica y autoconsumirla. Los autoconsumidores tipo 1 con una instalación igual o inferior a 10 kWp están exentos del cargo transitorio por energía autoconsumida si renuncian a ser reembolsados.

• Tipo 2: Generación con autoconsumo. Se trata de consumidores con una única instalación o punto de suministro asociado a una o varias instalaciones de producción conectadas a su red, o que comparten infraestructura de conexión con esa red o que están conectados a ella¹⁵. El excedente de electricidad generada se puede exportar a la red y se remunera.

Este estudio se centra en los consumidores con instalaciones < 100 kWp. Si no reciben remuneración por el excedente de electricidad, se consideran de tipo 1. Igualmente, tenemos en cuenta los casos en que sí se recibe remuneración y

analizamos el impacto del cargo transitorio por energía autoconsumida sobre el periodo de recuperación de la inversión fotovoltaica.

Las partes interesadas se clasificaron en cuatro grupos: cliente (propietarios/consumidores de ESFD), comercializadora, operador del sistema¹6 y Gobierno. Se consideró que el cliente paga tanto cargos y peajes fijos¹7 (proporcionales a la potencia contratada) como variables¹8 (por kWh de electricidad consumida). Dado que los prosumidores son consumidores, pagan cargos y peajes fijos y variables por la electricidad que consumen de la red, además de un cargo transitorio por energía autoconsumida (a menos que renuncien a la remuneración por el excedente de electricidad).

Hay tres tipos de tarifas para el hogar: bono social (consumidor vulnerable), PVPC (tarifa regulada) y mercado libre (tarifa de mercado libre). En la tabla de abajo se muestra el porcentaje de hogares (de todos los hogares) que caen dentro de cada una de las categorías tarifarias.

¹⁶ En este estudio los operadores del sistema incluyen tanto los operadores del sistema de distribución como los operadores del sistema de transporte.

¹⁷ Los cargos fijos incluyen el margen de venta del minorista, los cargos del sistema (la conexión a la red de alta y baja tensión), la remuneración por la conexión de energía renovable "antigua", la financiación para la deuda del déficit tarifario, la compensación extrapeninsular, incentivos a la cogeneración no renovable o con residuos, impuestos y otros.

Los cargos variables incluyen el precio de mercado de la electricidad, el margen de venta variable del proveedor más costes adicionales (intradiario) al precio de mercado, pagos de capacidad, servicios adicionales, operación del operador del sistema, servicio de interruptibilidad (que es un componente variable de los cargos del sistema e impuestos).

en: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-152980-en.php

¹⁵ Base de datos conjunta de Políticas y Medidas de la AIE/IRENA.



Tabla 2.4 Porcentaje de hogares por grupo de usuarios

	Porcentaje de hogares por grupo de usuarios				
	Andalucía Cataluña				
Bono social	12 %	6%			
PVPC	48%	40 %			
Mercado libre	40%	54 %			

La tabla de abajo muestra las tarifas que se aplican a los distintos grupos de usuarios residenciales¹⁹. Los impuestos incluidos son los impuestos sobre la electricidad (5,1127 %) e IVA (21 %). El cargo transitorio por energía autoconsumida no se aplica a los consumidores cuyas instalaciones tienen una capacidad inferior a 10 kWp, sin electricidad excedentaria o sin retribución por la electricidad excedentaria.

Tabla 2.5 Tarifas y cargos de consumo para hogares con instalaciones < 10 kWp, suponiendo una potencia contratada de 4,4 kW. El Anexo 1 muestra el consumo anual de los distintos grupos de usuarios.

Pagado por	Pagado a	Unidad de medida	Grupos de usuarios y sus respectivas tarifas (€)		
			Bono Social	PVPC	Mercado Libre
	Comercializadora	kWh de electricidad consumida de la red [€/kWh]	0,058	0,077	0,085
Cliente (hogares	Comercializadora	Término fijo de la factura eléctrica [€/año]	10,3	13,7	0,0
con ESFD < 10 kW) Tarifa 2.0A	Operador del sistema	Término fijo de la factura eléctrica [€/año]	126	167	167
	Operador del sistema	kWh de electricidad consumida de la red [€/kWh]	0,033	0,044	0,044
	Operador del sistema	kWh de electricidad autoconsumida (cargo transitorio por energía autoconsumida) si se remunera el excedente de electricidad [€/kWh]	0,0549	0,0549	0,0549

Fuente: Generalitat de Catalunya.

¹⁹ Basado en la información proporcionada por la Generalitat de Catalunya.



Las tarifas que aparecen en la tabla de arriba son para los hogares. Para estudiar un escenario empresarial como es el caso de las pequeñas y medianas empresas (pymes), analizamos a los clientes del grupo de tarifas 3.0A y supusimos una instalación fotovoltaica con una capacidad de 15 kWp. La tarifa de estos clientes es temporal y varía a lo largo del día y entre verano e invierno. El Anexo 3 ofrece información adicional sobre estos periodos. El coste de la electricidad se basa en el precio de mercado por hora²⁰

(teniendo en cuenta las pérdidas²¹ y añadiendo 3 €/MWh de margen de beneficio para la comercializadora²²), el precio que las pymes pagan al operador del sistema se muestra en la tabla de abajo. Los impuestos incluidos son los impuestos sobre la electricidad (5,1127 %) y el IVA (21 %).

Tabla 2.6. Tarifas y cargos de consumo para las pequeñas empresas con instalaciones > 10 kWp. El Anexo 1 muestra el consumo anual de las pymes y la potencia contratada.

Pagado por	Pagado a	Unidad de medida	Grupos de usuarios y sus respectivas tarifas (€)		
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
	Operador del sistema	Término fijo de la factura eléctrica [€/kW/año]	40,73	24,44	16,29
Cliente pymes (3.0A)	Operador del sistema	kWh de electricidad consumida de la red [€/ kWh]	0,01876	0,01258	0,00467
	Operador del sistema	kWh de electricidad autoconsumida (cargo transitorio por energía autoconsumida) [€/kWh]	0,02057	0,01370	0,00895

²⁰ El Modelo de Transición Energética determina el precio del mercado de la electricidad por horas. Este precio se utiliza para determinar el coste de la electricidad para las pymes.

²¹ Precio de electricidad para el cliente (€/MWh) = precio de mercado de la electricidad (€/MWh) / (1-tasa de pérdida de energía de la red). Las tasas de pérdida de energía en la red se basan en la información de la Red Eléctrica de España (REE) que proporcionó GenCat. Las pérdidas en la red se especifican por mes y periodo (periodo 1, periodo 2, periodo 3).

²² Basado en información de GenCat.

0000

EL VALOR DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ESPAÑA

Para evaluar el valor de la energía solar fotovoltaica distribuida (ver capítulo 2.2) se consideraron o reconocieron una serie de categorías de beneficios y costes. En este estudio, se evalúan las siguientes categorías:

- Capital e inversiones en capacidad de las infraestructuras de transporte y distribución (evitados);
- Inversiones y costes de generación de electricidad (evitados):
 - Gastos de operación y mantenimiento de las centrales eléctricas (evitados);
 - Menor consumo de combustibles necesario para generar energía térmica (carbón, gas natural, uranio) y el correspondiente gasto en combustibles. España importa la mayoría de los combustibles fósiles (AIE, 2017b), por tanto, si se evita su consumo, supondrá una reducción del gasto en importación de combustibles para el país en su conjunto.
- Beneficios medioambientales.

En las secciones de abajo se presentan los resultados de la evaluación de cada categoría individual. Posteriormente, se calcula el valor neto total de la energía solar fotovoltaica (sección 3.4).

COSTE DE CAPITAL E INVERSIONES EN CAPACIDAD DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN (EVITADOS)

Aunque las inversiones adicionales que es necesario hacer en la red de transporte y de distribución de electricidad como consecuencia de la ESFD se calculan a nivel global, en este estudio se calculan dentro de los límites de un conjunto de supuestos que se detallan en el capítulo 2.

Los costes totales de la inversión inicial adicional necesaria en infraestructura de transporte y distribución para integrar en **Andalucía** la ESFD son de 0,41 mil millones de euros comparada con la situación actual. Si presuponemos que la vida útil de la infraestructura es de cuarenta años, esto nos da un coste de amortización de 10 millones de euros al año.

Los costes adicionales en operación y mantenimiento se estiman en 5,2 millones de euros al año. En conjunto, los costes adicionales iniciales y variables en infraestructuras de transporte y distribución necesarios para integrar la ESFD son de 15,2 millones al año. Esto es, 3,40 euros al año por hogar o 2 euros por cada MWh de energía producida a partir de energía solar fotovoltaica distribuida²³ (calculado tanto para electricidad autoconsumida como para la inyectada a red). Estos son costes netos: el autoconsumo probablemente reducirá la carga en la red y mitigará las inversiones, mientras que la invección de electricidad (especialmente si da como resultado flujos adicionales a la red de transmisión) da como resultado algunas, aunque limitadas, inversiones adicionales.

No se disponía de información detallada sobre los componentes y la carga actual de la red de **Cataluña.** Si aplicamos a Cataluña los costes de red por MWh de energía producida a partir de solar fotovoltaica distribuida calculados arri-

²³ Para más información sobre los cálculos, véase el Anexo 1.



ba, se necesitará invertir en la red eléctrica 0,36 mil millones de euros, siendo los costes iniciales, depreciación y costes de operación y mantenimiento de 14 millones de euros al año²⁴.

EL IMPACTO DE LA ESFD EN LAS INVERSIONES Y COSTES (EVITADOS) DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Incorporar la ESFD al sistema tendrá un impacto sobre otros activos de la generación energética y sobre el coste agregado total del sistema. Esto podría llevar a que no se hagan mejoras en las centrales eléctricas o no se construyan centrales nuevas, evitando así los costes asociados, además de los costes de operación y mantenimiento de centrales eléctricas (evitados) y costes de combustible (evitados).

En las siguientes secciones se comparan las diferencias en inversión, en costes de operación y mantenimiento, así como en costes de combustible entre los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional. Entre hoy y 2030 se agregan un total de 17 GW de energía solar fotovoltaica en el caso ESFD, mientras que en el caso Sin Fotovoltaica Adicional se asume que no se incorpora fotovoltaica adicional.

Inversión total

En el caso ESFD se estima una inversión de 22 mil millones de euros en energía solar fotovoltaica para 2030. Se invierten alrededor de 400 millones de euros menos en la generación de energía con gas natural entre hoy y 2030 que

en el casoSin Fotovoltaica Adicional^{25,26}. La inversión evitada en potencia de gas bajo el caso ESFD es relativamente pequeña comparada con la inversión adicional en fotovoltaica ya que los sistemas con una generación de energía variable requieren una capacidad flexible. Esto se tuvo en cuenta en la evaluación.

- 25 Los costes se calculan con los costes actuales de energía solar fotovoltaica, aunque se prevé que disminuyan aproximadamente un 30 % en 2030. Esto significa que el coste total puede ser incluso menor, mientras que no se espera que disminuya la mayoría de los beneficios (por ejemplo, los costes evitados de generar energía con turbinas de gas de ciclo combinado). Utilizamos los costes actuales para demostrar que, incluso con los precios actuales, la fotovoltaica ya proporciona valor al sistema energético.
- 26 El caso Sin Fotovoltaica Adicional cuenta con 720 MW en turbinas de gas de ciclo combinado. Esto significa que en el caso ESFD el Gobierno paga 3 millones de euros menos a las compañías eléctricas por pagos por capacidad.

¿Por qué la capacidad de gas evitada en el caso ESFD no es igual al aumento en la capacidad de energía solar fotovoltaica?

La inversión en instalar potencia de energía térmica de gas evitada bajo el caso ESFD es relativamente pequeña en comparación con la inversión adicional en fotovoltaica. Esto se debe a que es necesario que los sistemas con una generación de energía variable cuenten con una capacidad flexible (para proporcionar energía en caso de que la energía eólica o solar sea mínima o nula), un servicio que las centrales térmicas de gas natural pueden técnicamente proporcionar.

Mientras que en el caso Sin Fotovoltaica Adicional las centrales de gas operan a un factor de capacidad del 50%, en el caso ESFD operan a un factor de capacidad de alrededor del 40%. Esto se debe en gran parte a que, si no se implementan medidas adicionales de gestión de la demanda, el pico de la demanda no siempre se da al mismo tiempo que el pico en la producción de energía solar fotovoltaica y eólica. Esto queda ilustrado en el gráfico 3.1, donde se compara la producción y demanda en una semana de febrero y en otra de junio de 2030: las centrales de gas producen más energía en febrero para cubrir los mínimos en la producción solar fotovoltaica y eólica, así como los picos en la demanda de electricidad. La energía solar fotovoltaica, la eólica y las baterías pueden cubrir la mayor parte de la dede junio. Dado que la capacidad de gas necesaria en un sistema de energía se determina por los picos, la capacidad de gas evitada es menor que el aumento en

la capacidad de energía solar fotovoltaica.

²⁴ Aunque los costes de mejora de la red son relativamente bajos, se pueden producir cuellos de botella temporales al instalar la ESFD en un corto periodo de tiempo. Las mejoras en la red también tendrán que hacerse dentro de este corto periodo de tiempo.



Gráfico 3.1 Producción eléctrica por hora en la semana del 11 al 18 de junio (superior) y del 12 al 19 de febrero (inferior) cuando la demanda anual de electricidad alcanza su pico, obtenido del Modelo de Transición Energética (ver enlaces del Anexo 4). El Modelo de Transición Energética calcula el suministro de electricidad por hora a partir de la demanda por hora y de las capacidades instaladas de todos los productores de electricidad. El orden en que se despachan los productores se determina por el orden de mérito. Los productores de electricidad variable, así como las tecnologías que deben operar obligatoriamente, no se incluyen en el cálculo del orden de mérito. En el gráfico se puede observar la producción de electricidad por horas y muestra de forma visual el mix de generación eléctrica. El gráfico muestra que las tecnologías de generación de ciclo combinado de gas generan una parte sustancial de la producción energética total de febrero, mientras que en junio la producción de energía eólica y solar pueden cubrir la demanda total mientras que las baterías pueden almacenar el excedente de producción energética²⁷.

²⁷ Las categorías de cogeneración indican la curva de demanda de calefacción que siguen, no necesariamente la ubicación de la cogeneración. En los casos analizados, la calefacción de la cogeneración apenas se usa en los hogares (por ejemplo, hay un número muy pequeño de viviendas conectadas a la calefacción urbana), pero se utiliza en edificios más grandes, por ejemplo, hospitales y edificios públicos.



Las cifras que algunos estudios sobre el valor solar en Estados Unidos dan para la inversión en capacidad evitada son mayores (por ejemplo, Rocky Mountain Institute, 2017). Hay varias explicaciones para esto, por ejemplo: no todos los estudios cubren un periodo de un año y algunos emplean factores de desplazamiento de capacidad. El presente estudio emplea el método de los escenarios y simula un año completo. Es más, la correlación entre la demanda y la producción de energía solar fotovoltaica varía de una región a otra. Por ejemplo, en España, el pico de la demanda tiene lugar en febrero, mientras que el suministro de energía solar fotovoltaica alcanza su máximo en verano. Además, cuando los niveles de penetración de la energía solar fotovoltaica son menores, se desplaza más capacidad convencional por unidad adicional de energía fotovoltaica, lo que afecta al tamaño de las inversiones evitadas, y en los casos de ESFD los niveles de penetración son relativamente altos. Se pueden aumentar las inversiones evitadas agregando capacidad de importación transfronteriza o capacidad de almacenamiento de electricidad a largo plazo, reduciendo la necesidad de capacidad de energía de gas para cubrir tanto picos en la demanda como mínimos en la producción de energía solar fotovoltaica o eólica. Para más información sobre las diferencias entre el método adoptado en este estudio y los métodos adoptados en los estudios de Estados Unidos, véase el recuadro 2 en la página 28.

El coste anual de la generación eléctrica

La tabla 3.1 desglosa el coste anual de la generación eléctrica para los dos casos: ESFD versus Sin Fotovoltaica Adicional. Se calcula que el coste total de operación y mantenimiento del sistema energético español será ligeramente mayor bajo el caso ESFD; alrededor de 200 millones de euros más en 2030 comparado con el caso Sin

Fotovoltaica Adicional.

Aunque la inversión total y los costes de operación y mantenimiento son superiores en el caso ESFD, el ahorro en combustible es sustancial. En 2030, el ahorro es de más de mil millones de euros comparado con el caso Sin Fotovoltaica Adicional.

Por tanto, en 2030 los costes agregados totales del sistema de generación de electricidad en el caso ESFD son equiparables a los costes del sistema en el caso Sin Fotovoltaica Adicional.

Si incorporamos los derechos de emisión de CO₂ a la ecuación, los costes del caso Sin Fotovoltaica Adicional superan ligeramente los costes del caso ESFD. Bajo el supuesto de que el precio del CO₂ es de 25€/tCO₂, el coste anual de generación de energía en el caso Sin Fotovoltaica Adicional aumentará en 250 millones de euros adicionales²8.

BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES

El valor medioambiental de la ESFD es positivo si gracias a ella se reducen los futuros impactos medioambientales o sobre la salud (Rocky Mountain Institute, 2017). El estudio tiene en consideración los principales gases de efecto invernadero (GEI): CO₂, CH₄, N₂O.

Se compararon las emisiones entre los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional, que depende en gran medida de las centrales térmicas (gas natural) para generar electricidad. Añadir casi 17 GW fotovoltaicos (caso ESFD) podría suponer una reducción de 10 MtCO2-eq de emisiones de gases de efecto invernadero anuales en 2030 ya

Según el World Energy Outlook 2017 de la AIE, el precio del CO2 en Europa será de 25 \$/tCO2 en 2025 y de 41 \$/tCO2 en 2040. AIE (2017a).

Tabla 3.1 Resumen de los costes totales del sistema y desglose de la generación de electricidad en los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional en 2030. Las cifras se han redondeado.

	ESFD 2030	Sin Fotovoltaica Adicional 2030
Coste de capital	7,0 mil millones de euros	6,6 mil millones de euros
Amortización	5,3 mil millones de euros	4,4 mil millones de euros
Costes de operación y mantenimiento	3,2 mil millones de euros	3,0 mil millones de euros
Coste de combustible	5,7 mil millones de euros	7,1 mil millones de euros
Electricidad importada	0,6 mil millones de euros	0,7 mil millones de euros
Total sin los derechos de emisión de ${ m CO}_2$	21,3 mil millones de euros	21,2 mil millones de euros
Derechos de emisión de CO ₂	0,9 mil millones de euros	1,1 mil millones de euros
Total con derechos de emisión de CO ₂ incluidos	22,2 mil millones de euros	22,3 mil millones de euros

que se reduce la generación de electricidad a cuencia, los costes de mitigación también dismipartir del gas natural^{29,30}.

El coste de las instalaciones solares fotovoltaicas ha bajado rápidamente, lo que significa que el coste normalizado de la generación de energía fotovoltaica y la generación térmica se está igualando: 55€/MWh para la generación de energía solar fotovoltaica y 54 €/MWh para la generación de energía a partir de gas natural³¹. En consePolíticas del World Outlook 2017 de la AIE. El coste normalizado para fotovoltaica a gran escala se estima en 37€/MWh.

nuyen rápidamente³².

Se calcula que la cantidad de emisiones de materia particulada (PM) del gas natural es de solo unas pocas toneladas, por lo que, si tomamos el gas natural como referencia, el impacto en las emisiones de PM es limitado, pero aumentará si la generación de energía solar fotovoltaica desplaza a la generación con carbón.

Al comparar los dos casos, la diferencia entre impactos no es tan grande como cabría esperar porque la generación con carbón ya se había eliminado del caso Sin Fotovoltaica Adicional.

Basado en los precios del gas en 2030 según en el Escenario Nuevas

Los costes de mitigación reflejan los costes de una medida de mitigación de emisiones por tonelada de GEI evitada. Los costes exactos de mitigación dependen de si tenemos en cuenta que la capacidad del gas natural operará a un factor de capacidad menor cuando haya una mayor participación de las energías renovables variables. Basándose en los costes totales (incluyendo capital y costes fijos de operación y mantenimiento) de la energía solar fotovoltaica distribuida y del gas, los costes de mitigación serán de 1,4 €/tCO₂. Si comparamos los costes normalizados de la energía solar fotovoltaica con los costes marginales de la generación de energía con gas natural (esto es, costes de combustible más los costes variables de operación y mantenimiento, suponiendo que la energía solar fotovoltaica reemplaza principalmente la generación eléctrica con gas, pero no su potencia), los costes de mitigación serán de 45€/tCO₂. Cuando se emplea la fotovoltaica a gran escala, los costes de mitigación disminuyen hasta situarse entre 28 €/tCO₂ y 8 €/tCO₂. El cálculo de los costes normalizados se basa en los costes actuales, aunque se prevé una reducción mayor: en 2030 se proyecta una reducción del 30 %. Fuente: Agora Energiewende / Fraunhofer ISI, 2015. Current and Future Cost of Photovoltaics.



HACIA EL VALOR SOLAR EN ESPAÑA

Implantar la energía solar fotovoltaica distribuida conllevará ciertos gastos de operación y mantenimiento, así como una inversión en la red física. Por otro lado, puede tener múltiples beneficios. En los párrafos anteriores, se evaluaron individualmente las categorías de coste/beneficio relevantes. Para obtener un valor neto agregado de la ESFD, los costes y beneficios se normalizan y agregan. Normalizar significa dividir los costes (evitados) totales (incluyendo los costes de capital y los tipos de interés) entre la generación energética de una tecnología de generación a lo largo de su vida útil. En este caso, esto significa asimismo distribuir los costes evitados entre el total adicional de generación³³ de ESFD. Los resultados de este ejercicio se pueden ver en la gráfica y se detallan a continuación.

33 Ver la sección 2.2 y el Anexo 3, análisis económico, para una explicación sobre los costes normalizados. La columna de la izquierda del gráfico 3.2 representa el valor solar bruto por MWh adicional de energía solar fotovoltaica distribuida (comparado con el caso Sin Fotovoltaica Adicional, donde el gas natural es la fuente principal de generación eléctrica). Debido a que estudiamos un sistema en el que la energía fotovoltaica está conectada a la red, calculamos los costes evitados y de red para el agregado de electricidad autoconsumida y la electricidad excedentaria inyectada a la red. El ahorro en combustible es el factor que más contribuye al valor solar: unos 40€/MWh. Estos costes de combustible evitados se deben en parte a las pérdidas en red ahorradas (véase sección 2.4), que representan 4€/MWh, el 10% de los costes de combustible evitados.

Adicionalmente, incorporar la ESFD al sistema afectará a otros activos de generación de energía y al coste agregado total del sistema, aunque

El valor de la energía solar fotovoltaica distribuida por MWh

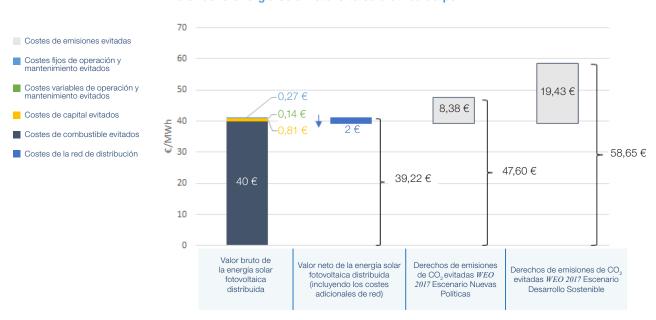


Gráfico 3.2 Se compara el valor de la energía solar fotovoltaica en España entre los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional (expresado en €/MWh). En los costes evitados se incluyen los costes de red normalizados adicionales, el capital normalizado evitado, los costes de operación y mantenimiento, así como los costes evitados de combustible. Junto a ello, se pueden observar los costes evitados en derechos de emisión que se estimaron para los diferentes escenarios de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

0000

a un nivel muy inferior al que potencialmente se puede ahorrar en costes de combustible³⁴. Se calculó que evitar tanto mejoras en centrales eléctricas como la construcción de nuevas centrales, así como los costes de capital asociados, tiene un valor estimado de 0,81 €/MWh; los costes fijos y variables evitados de operación y mantenimiento de centrales eléctricas son de 0,27 €/MWh y 0,15 €/MWh respectivamente.

Además de los beneficios y el valor positivo que la ESFD supone para el sistema eléctrico español, esta también afectará a la infraestructura de transporte y distribución. Conectar un alto porcentaje de ESFD a la red eléctrica requerirá una inversión adicional en la red. Comparado con el caso Sin Fotovoltaica Adicional, el caso ESFD requiere alrededor de 2,0 €/MWh de inversión adicional. Esto se puede ver representado en la segunda barra del gráfico 3.2. Los costes en red asociados a la energía solar fotovoltaica distribuida adicional son relativamente pequeños comparados con los beneficios³5.

Si restamos el coste de la inversión en red a los beneficios, obtenemos que el valor neto positivo de la ESFD en España es de alrededor de 39€/MWh. Esto no incluye el valor de las emisiones evitadas. Por tanto, la cifra también refleja el coste potencial evitado por los derechos de emisión de CO₂ en dos escenarios en 2030: el Escenario Nuevas Políticas WEO 2017 y el Escenario Desarrollo Sostenible WEO 2017. Cuando se incluye el valor monetario de las emisiones evitadas, el

87 Entre los costes evitados también se pueden incluir los costes sociales y medioambientales asociados a las emisiones de carbono. Los cálculos sobre estos costes varían mucho. Por ejemplo, según Nordhaus (2016) los costes sociales del carbono varían entre aproximadamente 30\$/tCO2 y por encima de los 300\$/tCO2, dependiendo de una amplia gama de supuestos. Esto se traduce en unos costes sociales de carbono evitados que varían entre 9€/MWh y por encima de los 80€/MWh, (Nordhaus, 2016).

Diferencias principales entre el método adaptado en este estudio y los estudios sobre valor solar realizados en Estados Unidos.

Esta es la primera vez que se emplea el método valor Unidos obtuvieron distintos resultados, al igual que hay diferencias entre los resultados de este estudio y los resultados de los estudios estadounidenses. Esto se debe en parte a las distintas metodologías empleadas y a las diferencias inherentes a cada región. En cuanto a las metodologías, los estudios incluyen diferentes categorías de costes y beneficios, algunos incluyen más y otros menos, tampoco se han introducido los mismos datos ni el valor solar se ha calculado de la misma forma. Mientras que este estudio se basa en la modelización detallada del impacto de la energía solar distribuida en la red eléctrica, este no es el caso para la mayoría de los estudios de Estados Unidos, que además dan por sentados ciertos parámetros, incluyendo el factor de capacidad, la asignación marginal de recursos y el desplazamiento de las centrales de generación, etc. Asimismo, no todos los estudios estadounidenses abarcan un análisis de un año como lo hace este estudio. Con respecto a las diferencias regionales, el valor solar se determina en gran medida por las características regionales, entre ellas: diferencias en el precio del combustible (por ejemplo, los precios del gas natural son más altos en Europa), la irradiación solar, diferencias en la topología de la red, capacidades y carga, diferentes patrones de oferta y demanda, eficiencia de las centrales, etc.

valor neto es todavía mayor: entre 48 €/MWh y 59 €/MWh, respectivamente^{36,37}.

³⁶ El Escenario Nuevas Políticas del World Energy Outlook 2017 de la AIE modela el impacto de las políticas implementadas y anunciadas hasta 2040. El Escenario Desarrollo Sostenible modela los avances para lograr un futuro consecuente con los objetivos del Acuerdo de París, con el acceso universal a la energía moderna y con el objetivo de mejorar la calidad del aire reduciendo contaminantes relacionados con la energía pero distintos a los GEI. Mientras que el Escenario Nuevas Políticas modela el impacto de las políticas actuales y anunciadas, el Escenario Desarrollo Sostenible empieza con los objetivos futuros y desarrolla una hoja de ruta desde el futuro al presente. Dado que bajo el Escenario Desarrollo Sostenible las emisiones serán menores, se deben implementar medidas con un coste de mitigación marginal mayor, y esto requiere y da como resultado unos precios de derechos de emisión más altos. Si basamos los cálculos en una interpolación lineal entre los valores proporcionados para 2025 y 2040, el precio de derechos de emisión en 2030 es de 25 €/tCO2 para el Escenario Nuevas Políticas y de 58€/tCO2 para el Escenario Desarrollo Sostenible, (AIE, 2017a).

³⁴ Los resultados de este estudio muestran que la diferencia en inversión en potencia de gas necesaria entre los casos, ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional, es inferior a la inversión adicional en energía solar fotovoltaica para el caso ESFD ya que como se explica en el recuadro 1, en el caso Sin Fotovoltaica Adicional, es necesaria una potencia significativa de gas para equilibrar el sistema.

³⁵ Es probable que en las próximas décadas sea necesario reforzar la red para acomodar, entre otros, una mayor electrificación de los vehículos. Esto puede servir para reducir la inversión adicional necesaria para adaptar la red a un índice de penetración de ESFD mayor.



EL IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN LAS PARTES INTERESADAS

En este capítulo se examina el impacto económico directo que tendría implantar la ESFD a gran escala sobre las distintas partes involucradas. Primero, se analiza el efecto económico de la ESFD bajo el régimen tarifario actual en dos tipos de instalaciones (2kW y 15kW) y en dos escenarios, con y sin remuneración de la electricidad excedentaria. Segundo, este capítulo examina el impacto de dos medidas y evalúa qué sucedería si a) no hubiera un cargo transitorio por energía autoconsumida y b) si la remuneración por el excedente de electricidad fuese mayor. En España, los impactos variarán de región a región, principalmente debido a la diferencia en demanda eléctrica entre regiones. El impacto económico sobre las partes interesadas se evalúa en dos regiones: Cataluña y Andalucía.

Los periodos de amortización de las inversiones en energía solar fotovoltaica son una indicación de lo atractivo que resulta invertir para hogares y pymes. En este estudio, los periodos de amortización se calculan para tres tipos de tarifas domésticas (2.0A), así como para las pequeñas y medianas empresas (pymes, 3.0A).

Este estudio también calcula los efectos financieros de la ESFD en los ingresos del Gobierno y el operador del sistema; tanto para la situación actual (con y sin remuneración) como para escenarios imaginarios donde se ha eliminado el cargo transitorio por energía autoconsumida (con dos niveles de remuneración por el excedente de electricidad).

PERIODO DE AMORTIZACIÓN PARA LAS INVERSIONES EN ESFD

En esta sección se muestra el periodo de amortización de las inversiones en energía solar fotovoltaica distribuida bajo la estructura tarifaria actual. Hemos considerado dos escenarios, uno en el que el cliente renuncia a la remuneración y otro en el que el excedente de electricidad inyectado a la red se remunera a 0,04 €/kWh³8.

Periodo de amortización bajo el actual sistema tarifario

En este estudio, se presupone que de promedio los hogares instalan 2kW de energía solar fotovoltaica mientras que las pymes instalan 15 kW. La tabla 4.1 muestra tanto la cantidad de autoconsumo como el excedente de electricidad de las distintas partes interesadas examinadas. Además, se presupone que en el caso ESFD, la energía solar fotovoltaica se distribuye de manera uniforme entre los consumidores de los cuatro grupos analizados. Esto significa una alta penetración de la ESFD, aproximadamente el 40 % de los consumidores tienen un sistema fotovoltaico instalado. En el ETM-SA se modelaron tanto el consumo como la producción (el consumo se modela como el consumo total distribuido por perfil correspondiente, la producción se modela utilizando la capacidad de ESFD instalada y

Esta es la remuneración neta del excedente de electricidad. Esta remuneración se basa en el promedio del precio del mercado de la electricidad del mercado libre en 2016 (0,047 €/kWh, Red Eléctrica de España, 2018) y el promedio del precio del mercado de la electricidad en 2030 bajo el caso ESFD (0,042 €/kWh, ver el caso del Modelo de Transición Energética). El valor que se emplea para la remuneración neta (0,04 €) es inferior a los precios de mercado porque no incluye el cargo por generación.

0000

la irradiación solar³⁹). Según el análisis, dependiendo de la parte interesada y de la región, se autoconsume entre el 24 % y el 77 % de la electricidad generada. La Tabla 4.2 muestra que

el valor total de la electricidad producida por la ESFD está entre los 300 y 470 millones de euros en Andalucía y entre 260 y 410 millones de euros en Cataluña.

Tabla 4.1 Cuantía media de autoconsumo y electricidad excedentaria para los distintos grupos de usuarios en Andalucía y Cataluña; 2kWp PV para los hogares y 15kWp PV para las pymes durante un año y para el total de cada región.

	Andalucía			Cataluña
	Autoconsumo [kWh, % producción total]	[kWh, % electricidad [kWh, %		Excedente electricidad [kWh]
Hogares - Tipo bono social	900 (24 %)	2.800	1.000 (26%)	2.700
Hogares - Tipo PVPC	1.300 (36%)	2.400	1.100 (29%)	2.600
Hogares - Tipo mercado libre	1.600 (42%)	2.100	1.300 (35%)	2.400
PYME	18.900 (71 %)	7.800	20.500 (77%)	6.200
Total por región	3.200.000.000	4.700.000.000	2.800.000.000	4.200.000.000

Tabla 4.2 Valor solar total de autoconsumo, electricidad excedentaria y producción total en Andalucía y Cataluña asumiendo diferentes valores solares.

	Andalucía Cataluña					
	Valor con Valor solar 39€/MWh [M€]	/alor solar Valor solar con Valor 39€/MWh 48€/MWh solar 59€/		Valor con Valor solar 39€/MWh [M€]	Valor con Valor solar 48€/ MWh [M€]	Valor con Valor solar 59€/ MWh [M€]
Autoconsumida	120	150	190	100	130	160
Excedentaria	180	230	280	160	200	250
Total	300	380	470	260	330	410

³⁹ Para más información sobre los perfiles empleados, véase el Anexo 1.



Primero consideramos un escenario en el que tanto hogares como pymes instalan ESFD pero renuncian a la remuneración. En este caso, tanto los hogares como las pymes son consumidores tipo 1. Los hogares no pagan un cargo transitorio por energía autoconsumida mientras que las pymes sí lo hacen. En estas circunstancias, el periodo de amortización de la inversión es poco atractivo para todos los clientes: entre 10 y 25 años.

Periodo de amortización medio de la ESFD sin remuneración

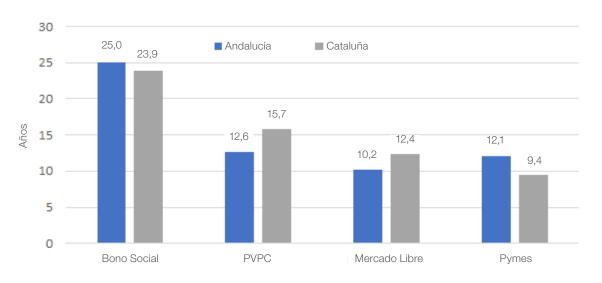


Gráfico 4.1 periodo de amortización de las instalaciones fotovoltaicas de 2 kWp (hogares - los tres tipos incluidos) e instalaciones fotovoltaicas de 15 kWp (pymes) bajo el sistema tarifario actual y para el escenario sin remuneración por el excedente de electricidad. Las pymes pagan un cargo transitorio por energía autoconsumida, no así los hogares.

Bajo el sistema actual, resulta muy complicado para los clientes con instalaciones < 100 kWp recibir una remuneración por el excedente de electricidad. Deben registrarse como empresa de producción eléctrica y cumplir los mismos requisitos que cualquier generador de electricidad. Por tanto, el caso en que tanto hogares como pymes reciben una remuneración por la

electricidad excedentaria (y todos pagan cargo transitorio por la electricidad autoconsumida) es bastante improbable. Bajo el actual sistema tarifario, el periodo de amortización es inferior si el cliente recibe una remuneración. Sin embargo, el periodo de amortización sigue siendo considerable: entre 9 y 16 años.



Periodo de amortización medio de la ESFD con remuneración (0,04€/kWh) con cargo transitorio por energía autoconsumida

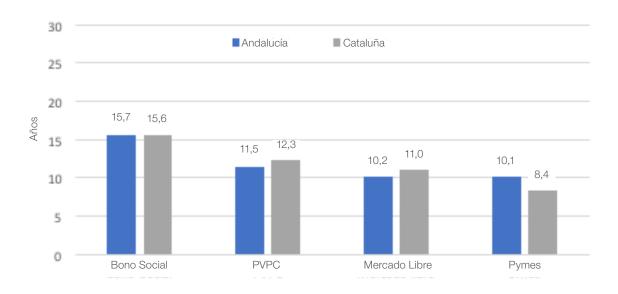


Gráfico 4.2 periodo de amortización de las instalaciones de 2 kWp (hogares - los tres tipos incluidos) e instalaciones de 15 kWp (pymes) bajo el sistema tarifario actual y para el escenario donde se remunera el excedente de electricidad. Tanto los hogares como las pymes pagan un cargo transitorio por energía autoconsumida.

Periodo de amortización bajo un sistema alternativo

Invertir en ESFD bajo el régimen tarifario actual no es beneficioso para ninguno de los grupos de consumidores examinados. ¿Qué efecto tendría eliminar el cargo transitorio por energía autoconsumida sobre el periodo de amortización de la inversión en energía fotovoltaica? El gráfico de abajo muestra el periodo de amortización de la inversión bajo el escenario en que los clientes reciben una remuneración neta de 0,04 €/kWh y se elimina el cargo transitorio por energía autoconsumida. Esto disminuye significativamente el periodo de amortización.



Periodo de amortización medio de la ESFD con remuneración (0,04€/kWh) sin cargo transitorio por energía autoconsumida

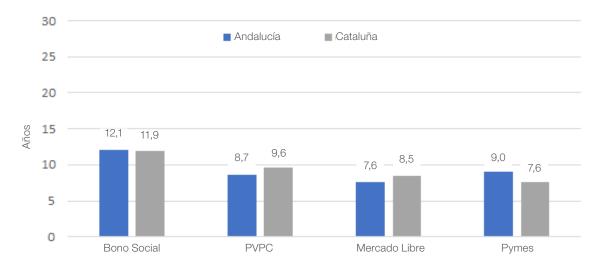


Gráfico 4.3 periodo de amortización de las instalaciones de 2 kWp (hogares - los tres tipos incluidos) e instalaciones de 15 kWp (pymes) cuando se remunera el excedente de electricidad a 0,04 €/kWh. El cargo transitorio por energía autoconsumida se ha eliminado.

Cuando se elimina el cargo transitorio por energía autoconsumida, los periodos de amortización son de entre 7,5 y 12 años. Un periodo de amortización de 7,5 años puede resultar atractivo, aunque para algunos consumidores el periodo de amortización de la inversión será más alto y necesitarán una mayor remuneración para que invertir en ESFD resulte atractivo. Esto es especialmente cierto en el caso de los consumidores vulnerables (Bono Social). Teniendo en cuenta que en España el valor de la ESFD (0,048€/kWh con un coste medioambiental bajo; 0,059€/kWh con un coste medioambiental alto) es más alto que el precio mayorista, sería razonable ofrecer alguna recompensa adicional a los clientes con ESFD. Esta recompensa puede tomar varias formas, por ejemplo:

- Remunerar toda la electricidad producida con fotovoltaica
- Remuneración adicional por el excedente de electricidad
- Subvencionar la inversión

El gráfico 4.4 muestra el periodo de amortización de la inversión para el escenario en que los clientes reciben una remuneración neta por su electricidad excedente de 0,10 €/kWh. Esta remuneración es parecida al precio mayorista + el valor solar presuponiendo un alto coste medioambiental. Con este tipo de remuneración, el periodo de amortización es de entre 5,5 y 7 años para los hogares, mientras que para las pymes es de entre 6,5 y 7,5 años. Debido a que el autoconsumo de las pymes es relativamente superior, la remuneración del excedente les resulta menos beneficiosa que a los hogares.



Periodo de amortización medio de la ESFD con mayor remuneración (0,10€/kWh) sin cargo transitorio por energía autoconsumida

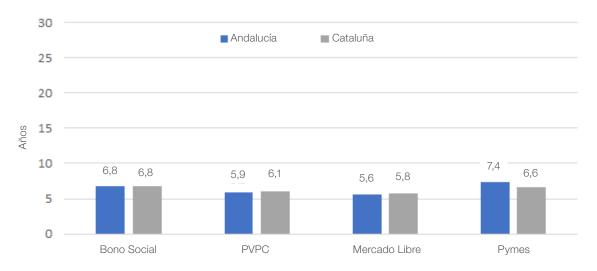


Gráfico 4.4 periodo de amortización de las instalaciones de 2 kWp (hogares - los tres tipos incluidos) e instalaciones de 15 kWp (pymes) cuando se remunera el excedente de electricidad a 0,10 €/kWh y el cargo transitorio por energía autoconsumida se ha eliminado.

En España, si se remunera el excedente de electricidad al precio mayorista, el periodo de amortización es suficientemente corto para la mayoría de las partes interesadas. Sin embargo, en aquellos lugares donde el precio de la electricidad sea más bajo o donde la radiación solar sea menor, los consumidores pueden necesitar incentivos monetarios adicionales.

EL IMPACTO ECONÓMICO DE LA ESFD SOBRE EL GOBIERNO Y LOS OPERADORES DEL SISTEMA

Dependiendo de las tarifas y la estructura existente, implantar la ESFD puede afectar tanto a los ingresos y beneficios del Gobierno como a los del operador del sistema. En esta sección se analiza el impacto económico sobre dichas partes interesadas bajo a) el sistema tarifario actual sin remuneración, b) el sistema tarifario actual con remuneración y c) un sistema que retribuye el excedente de electricidad y donde el cargo transitorio por energía consumida se ha eliminado.

Cuando se instala la ESFD, la factura eléctrica de los hogares disminuye en comparación con un caso sin ESFD. Esto se debe a que el consumo de electricidad de la red baja y, por tanto, al igual que en cualquier otra bajada de consumo debida al ahorro energético, también disminuyen los pagos que se hacen a: Gobierno, operador del sistema y comercializadora.

La variación normalizada en los ingresos que el Gobierno recibe de los hogares y las pymes es diferente en el caso Sin Fotovoltaica Adicional y bajo una alta penetración de ESFD (el 40 % de los hogares y las pymes son autoconsumidores conectados a red). La diferencia normalizada en ingresos respecto al caso Sin Fotovoltaica Adicional se divide entre la producción total adicional de electricidad generada por la ESFD. Los ingresos del Gobierno disminuyen aproximadamente unos 12 € por cada MWh generado con ESFD. Una parte importante del dinero que el Gobierno dejará de ingresar se compensará por



el IVA sobre las inversiones en ESFD. Con un 21 % de IVA y un sistema fotovoltaico con una vida útil de 25 años, el Gobierno recibe 5€/MWh de la ESFD. Además, si los prosumidores reciben remuneración por la electricidad inyectada a la red, también tendrían que pagar el 21 % de IVA sobre la electricidad inyectada que se vende a la red así como el 7% del impuesto a la electricidad y, por lo tanto, el Gobierno recibiría un adicional de 7-8€/MWh. Estos impuestos no se tienen en cuenta para el cálculo de los periodos de recuperación de la inversión, ya que este informe no evalúa ni desea proponer un sistema de remuneración específico (por lo tanto, se denomina remuneración neta). La inclusión de estos impuestos daría como resultado más ingresos para el Gobierno, pero también periodos más largos de recuperación de la inversión para los prosumidores.

La Figura 4.5 a continuación muestra cómo los ingresos del operador del sistema desde los hogares y las pymes difieren del caso Sin Fotovoltaica Adicional cuando hay una alta penetración de ESFD (el 40 % de los hogares y las pymes tienen fotovoltaica instalada). Con la estructura tarifaria actual, sin remuneración de la electricidad inyectada a red (y solo las pymes pagan un cargo transitorio por la electricidad autoconsumida), los ingresos del operador del sistema disminuyen en aproximadamente 12€/MWh. Bajo este cálculo, los peajes y cargos pagados por los prosumidores por la electricidad inyectada (0,05€/MWh) generarán los mismos ingresos que los pagados por otros productores en el caso Sin Fotovoltaica Adicional, por lo tanto, estos no están incluidos. Si, también bajo la estructura tarifaria actual, los clientes recibieran una remuneración (y pagasen el cargo transitorio por la electricidad autoconsumida), los ingresos del operador del sistema aumentarían en 4€/MWh en comparación con el caso Sin Fotovoltaica Adicional. Este aumento de los ingresos es mayor que los costes de red adicionales de 2€/MWh. La cancelación del cargo transitorio sobre la electricidad autoconsumida resulta en una reducción de los ingresos del operador del sistema de alrededor de 14€/MWh. Los ingresos del operador del sistema aumentan con 4€/MWh en comparación con el caso Sin Fotovoltaica Adicional. El mantenimiento del cargo transitorio dará lugar por lo tanto a unos ingresos adicionales de alrededor de 16-19€/MWh (dependiendo de la región) para el operador del sistema, en comparación con una situación sin cargo. Y mantener el cargo llevaría al prosumidor a pagar más al operador del sistema que los costes de red adicionales para integrar la ESFD, a expensas del atractivo para las pymes para que inviertan en ESFD.

EL IMPACTO ECONÓMICO NETO DE LA ESFD

El gráfico 4.7 muestra los costes y beneficios de la ESFD bajo los distintos niveles de remuneración del excedente de electricidad. Para hacer los cálculos, el cargo transitorio por energía autoconsumida se estableció a cero (eliminado)⁴⁰. La pérdida de ingresos incluye la reducción en ingresos del Gobierno y del operador del sistema por un menor consumo de electricidad de la red, los costes adicionales para el operador del sistema y la remuneración del excedente eléctrico⁴¹. Los beneficios incluyen el IVA que el Gobierno recauda por la compra de los sistemas solares fotovoltaicos, así como los beneficios obtenidos por la venta de electricidad excedente a un tercero⁴². Las transacciones entre otras partes interesadas del sistema (por ejemplo, entre los

⁴⁰ En esta gráfica se empleó el valor medio de las cifras para Andalucía y Cataluña.

⁴¹ No se ha definido quién paga la remuneración del excedente de electricidad, ni quién recibe los beneficios por su venta. Con respecto a los efectos económicos netos de la ESFD, es irrelevante qué parte interesada es la que compra o vende excedentes de electricidad.

⁴² Se supone que la electricidad excedentaria se vende a 0,04€/kWh.

Ingresos normalizados del operador del sistema baio el caso Sin Fotovoltaica Adicional

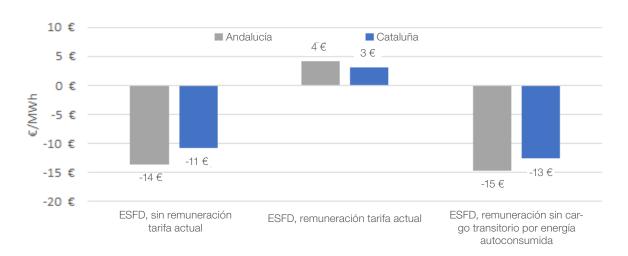


Gráfico 4.5 Consecuencias económicas de la ESFD para el operador del sistema con respecto al caso Sin Fotovoltaica Adicional. Se muestran tres estructuras tarifarias: el sistema tarifario actual sin remuneración y con cargo transitorio por energía autoconsumida, el sistema tarifario actual con remuneración y con cargo sobre la electricidad autoconsumida, así como un sistema que retribuye el excedente de electricidad y donde se ha eliminado el cargo transitorio por energía autoconsumida. El gráfico muestra el cambio normalizado en ingresos; la diferencia en ingresos relativa al caso Sin Fotovoltaica Adicional se divide entre la producción total de electricidad de la ESFD. En este gráfico solo se han tenido en cuenta las transacciones entre hogares/pymes y el operador del sistema.

El impacto económico (neto) que tiene sobre el sistema implantar la ESFD según dos niveles de remuneración por MWh de ESFD generada

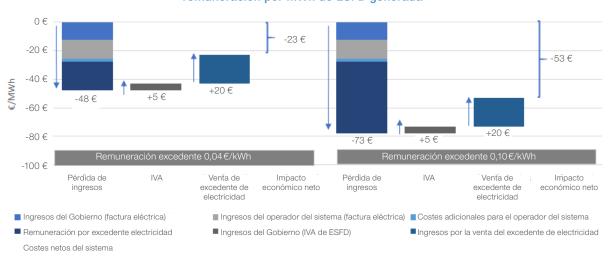


Gráfico 4.6 Impacto económico neto de la ESFD según varios niveles de remuneración. El cargo transitorio por energía autoconsumida se establece a cero (eliminado). Los cálculos son indicativos y no se define ningún método específico de remuneración. Estos cálculos no incluyen los posibles impuestos sobre la electricidad vendida a la red como IVA (21%) e impuesto sobre la electricidad (7%).



productores de electricidad producida a partir de energía fósil, el Gobierno y el operador del sistema) no entran dentro del ámbito de este estudio.

El gráfico 4.6 muestra el impacto económico neto de la ESFD en varios niveles de remuneración. El impacto económico neto varía entre 23 €/MWh cuando se remunera el excedente a 0,04 €/kWh y 53 €/MWh cuando el excedente se remunera a 0,10 €/kWh. El rango del impacto económico neto es menor que el rango del valor solar: 39 €/MWh a 59 €/MWh.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Según los resultados de este estudio, la energía solar fotovoltaica distribuida (ESFD) aporta en España un valor neto positivo de alrededor de 39€/MWh. Esto no incluye el valor de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas. Si esto se incluye, el valor neto positivo aumenta a entre 48€/MWh y 59€/MWh. Esto se puede ver en el gráfico siguiente:

En cuanto a los **beneficios**, el factor que más contribuye al valor solar es el ahorro de combustible en las centrales de gas natural, combustible que de otro modo hubiera sido necesario para generar la energía que producen las instalaciones solares fotovoltaicas distribuidas: alrededor de 40 €/MWh. Adicionalmente, incorporar la ESFD al sistema afecta a los activos de generación energética y al total de los costes agregados del sistema, pero a un nivel muy in-

El valor de la energía solar fotovoltaica distribuida por MWh



Gráfico 5.1 El valor de la energía solar fotovoltaica en España: comparativa entre los casos ESFD y Sin Fotovoltaica Adicional (expresado en €/MWh). En los costes evitados se incluyen los costes adicionales de red normalizados, así como los costes evitados normalizados de capital y de operación y mantenimiento, además de los costes de combustible. Asimismo, el gráfico ilustra los costes estimados evitados de los derechos de emisión según distintos escenarios de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Dado que estudiamos un sistema en el que la energía fotovoltaica está conectada a la red, calculamos tanto los costes para las redes como los costes evitados para el conjunto de la electricidad autoconsumida y la inyectada a la red.



ferior comparado con el posible ahorro en combustible. Dado que estudiamos un sistema en el que la energía fotovoltaica está conectada a red, calculamos tanto los costes para las redes como los costes evitados para el conjunto de la electricidad autoconsumida y la inyectada a la red. Las mejoras o construcción de nuevas centrales eléctricas evitadas y los costes de capital asociados tienen un valor estimado normalizado de 0,81 €/MWh. Los costes fijos y variables evitados de la operación y mantenimiento de centrales eléctricas tienen un valor de 0,27 €/MWh y 0,15 €/MWh respectivamente.

En cuanto a **costes**: la alta penetración de la ESFD no solo comportará beneficios, también necesitará de una inversión adicional en la red. Los casos ESFD analizados en este estudio requieren de una inversión adicional de alrededor de 2€/MWh en comparación con el caso Sin Fotovoltaica Adicional. Esto queda reflejado en la segunda columna del gráfico anterior. Los costes de red asociados a un aumento de energía solar fotovoltaica distribuida son relativamente pequeños en comparación con los beneficios.

Este estudio demuestra que la inversión en energía fotovoltaica resulta poco atractiva para los hogares y las pymes debido al sistema tarifario actual. Para los hogares el periodo de amortización de la ESFD es de un mínimo de 10 años en las dos regiones analizadas (Andalucía y Cataluña).

En la situación actual, invertir en ESFD resulta poco atractivo para los **hogares**. El periodo de amortización es mayor de 10 años para todos los tipos de clientes. La remuneración del excedente es posible, pero muy complicada y poco realista en la práctica para los hogares. Además, como en ese caso los hogares deben pagar el

cargo transitorio por energía autoconsumida al ser remunerados, el plazo para amortizar la inversión no resulta atractivo. Las **pymes** siempre pagan un cargo transitorio por energía autoconsumida ya que su instalación supera los 10 kWp. En su caso y con las tarifas actuales, el plazo para amortizar la inversión es de 9 a 12 años si no hay remuneración y de 8 a 10 años con remuneración.

Si se elimina el cargo transitorio por energía autoconsumida y se combina con algún tipo de remuneración adicional, las inversiones en ESFD podrían ser mucho más atractivas.

Cuando se elimina el cargo transitorio por energía autoconsumida, el plazo de amortización disminuye a entre 7,5 y 12 años según el tipo de cliente. Un periodo de amortización de 7,5 años se puede considerar atractivo, no obstante, algunos consumidores seguirían con periodos de amortización mayores y necesitarían una remuneración adicional para hacer atractivas las inversiones en ESFD, en especial para los consumidores vulnerables (Bono Social).

Una forma de que la inversión en fotovoltaica sea más atractiva es ofrecer una mayor remuneración por la electricidad inyectada a la red. Si los prosumidores reciben una remuneración neta por el excedente de electricidad de 0,10 €/kWh (esta remuneración es similar al precio mayorista + el valor solar presuponiendo altos costes medioambientales) el periodo de amortización disminuye todavía más: de 5 a 6 años para los hogares y de 6,5 a 7,5 años para las pymes. Para la mayoría de los prosumidores, una remuneración inferior será suficiente para lograr un periodo de amortización interesante.



Incluso bajo el caso de alta penetración de la ESFD (12% participación en el mix eléctrico nacional, 17GW), el Gobierno y los operadores del sistema solo sufrirán una pérdida moderada de beneficios en sus flujos de ingresos.

Para el **operador del sistema**, la reducción de ingresos (14€/MWh⁴³) es superior a las inversiones necesarias para la mejora de la red (2€/MWh). En el escenario hipotético en que todos los hogares y pymes opten por recibir una remuneración por el excedente eléctrico con las tarifas actuales, pagando todos un cargo transitorio por energía autoconsumida, los ingresos del operador del sistema aumentarían por una cantidad superior (4€/MWh) a los costes asociados a la mejora de la red.

La bajada de ingresos para el **Gobierno** en el caso ESFD (14€/MWh) es del mismo orden de magnitud que la bajada de ingresos a la que se enfrentan los operadores del sistema.

El actual sistema tarifario español de energía solar fotovoltaica distribuida no refleja adecuadamente ni sus costes ni sus beneficios.

El estudio demuestra que, incluso si no se tiene en cuenta el valor de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas que conlleva la ESFD, los beneficios superan con creces los costes incurridos en la red y la ESFD tiene un valor neto positivo para el sistema de aproximadamente 39€/MWh. El sistema actual hace que la inversión en fotovoltaica distribuida sea poco atractiva ya que, en general, tanto los hogares como las pymes consideran demasiado largos los plazos de amortización. Esto se refleja en

43 En una situación donde el cargo transitorio por energía autoconsumida se ha eliminado.

que en los últimos años la instalación de sistemas renovables para autoconsumo conectados a la red en España haya sido casi nula. Hay dos razones importantes para esto. Primero, es frecuente que no se remunere el excedente de electricidad inyectado a la red en sistemas fotovoltaicos menores de 10 kW y, en caso de hacerse, los prosumidores pagan un cargo transitorio por energía autoconsumida. Los sistemas que superan los 10 kWp siempre están sujetos al cargo transitorio por energía autoconsumida.

Si se elimina el cargo transitorio por energía autoconsumida y la remuneración neta por la electricidad exportada se iguala o aproxima al actual precio mayorista de la electricidad (alrededor de 40€/MWh), las inversiones en ESFD serán suficientemente atractivas para algunos hogares. Las pymes y los hogares con PVPC (tarifas reguladas) necesitarán una remuneración adicional para que las inversiones sean lo suficientemente atractivas. Teniendo en cuenta que en España el valor de la ESFD (0,048€/kWh con un coste de derechos de emisión de CO₂ bajo; 0,059 €/kWh con un coste de derechos de emisión de CO_a alto) es superior al precio mayorista, está justificado ofrecer un incentivo adicional a los clientes que instalan ESFD. Se pueden imaginar diferentes formas que podría tomar esta remuneración.

Si el excedente de electricidad fuese remunerado a 0,10 €/kWh (aproximadamente igual al precio mayorista + el valor de la energía solar asumiendo altos costes ambientales), la inversión en ESFD se vuelve interesante para todos los prosumidores examinados en este estudio (periodo de amortización < 7,5 años).

Cuando se toma en cuenta la remuneración, el impacto financiero neto en el Gobierno y el operador del sistema variará entre 23€/MWh cuan-



do el excedente se remunera a 0,04€/kWh y 53€/MWh cuando el excedente es remunerado a 0,10€/kWh. El rango de este impacto financiero neto es menor que el rango del valor de la energía solar: entre 39 y 59€/MWh.

En el caso español, para la mayoría de las partes interesadas, la remuneración del excedente de electricidad a precio mayorista y la cancelación del cargo transitorio sobre la electricidad autoconsumida darían como resultado periodos de amortización suficientemente cortos. Sin embargo, en lugares donde los precios de la electricidad son más bajos o donde la radiación solar es menor, los clientes podrían requerir una remuneración adicional. Se recomienda que cualquier diseño futuro de estructuras tarifarias para la energía solar fotovoltaica distribuida refleje adecuadamente los beneficios, así como los costes de la energía solar fotovoltaica distribuida.

El valor de la energía solar es altamente positivo para el sistema eléctrico y la sociedad en general, y los beneficios superan con creces los costes. Por lo tanto, existe una justificación para proporcionar una remuneración justa por el excedente de electricidad de los sistemas ESFD exportados a la red. Esto debería combinarse con tarifas que permitan una distribución razonable de los costes incurridos en la red eléctrica y la posible pérdida de ingresos para el Gobierno. Considerando que la energía solar distribuida brinda beneficios a la sociedad en general, los hogares y las pymes que tienen interés en invertir no pueden ser culpados por la reducción de los ingresos del sistema debida a la reducción del consumo de electricidad. Más bien, el desafío es diseñar un sistema adecuado que reconozca y asigne costes y beneficios a los diferentes interesados de una manera equilibrada.

Aunque la situación en España es única en muchos aspectos y su estructura tarifaria es diferente a la de otros países de la UE, cabe esperar que el valor neto de la energía solar fotovoltaica distribuida sea positivo en la mayoría de los países de la UE, si no en todos ellos.

Sin embargo, el valor será diferente en magnitud. El método que se empleó en este estudio se puede adaptar a otros países de la UE y contribuir así al diseño de nuevas normativas del mercado eléctrico y a fijar tarifas e incentivos para los sistemas solares fotovoltaicos distribuidos que reflejen beneficios y costes.

Para desarrollar aún más el valor del enfoque solar, es fundamental contar con un acceso transparente y total a los datos de la red y del consumo.

La Administración regional (la Agencia Andaluza de la Energía y el Institut Català d'Energia) ha cooperado amablemente para dar acceso a sus datos. Sin embargo, la información y los datos disponibles no fueron suficientes para llevar a cabo un análisis completo del valor solar. Muchos de los datos relativos a la red, su topología, carga y capacidad, así como detalles sobre el consumo no están disponibles, ni siquiera para las agencias de energía regionales. La Unión Europea y los Gobiernos nacionales deberían continuar mejorando la recopilación de datos y la transparencia de estos tanto de las infraestructuras y su uso, la demanda, como del mercado minorista, y garantizar que los responsables políticos y las partes interesadas tengan acceso a la información.



BIBLIOGRAFÍA

ECN (2017), Flexibility of the Power System in the Netherlands (FLEXNET). https://www.ecn.nl/flexnet/.

Espinosa, María (2013), Understanding the electricity tariff deficit and its challenges. Universidad del País Vasco / Euskal Herriko Unibertsitatea.

Eurostat (2018) http://ec.europa.eu/eurostat/ca-che/RCI/#?vis=nuts2.population&lang=en.

Fraunhofer (2015), Agora Energiewende, Study: Current and Future Cost of PV, Feb. 2015.

GEODE (2013), Position Paper on the Development of the DSO's Tariff Structure.

Greenpeace (2017), Estudio técnico de viabilidad de escenarios de generación eléctrica en el medio plazo en España. Redactado por la Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.

AIE (2016), Trends 2016 in photovoltaic applications, p.15.

AIE (2017a), World Energy Outlook 2017, Agencia Internacional de la Energía, París.

AlE (2017b), World Energy Balances 2017. Agencia Internacional de la Energía, París.

AlE/IRENA (2018), Ley del Sector Eléctrico, LSE 24/2013. Real Decreto 900/2015. Base de datos conjunta de Políticas y Medidas de la AlE/IRENA. Disponible en: https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/spain/name-152980-en.php.

IRENA (2014), The Socio-economic Benefits of Solar and Wind Energy.

JRC Institute for Energy (IE) (2009), Annual Photovoltaics Status Report.

Nordhaus (2016), "Revisiting the Social Cost of Carbon", PNAS, Feb. 14, 2017, vol. 114, n.º 7.

NREL (2014), Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.

Prol, J. L. et al., (2017), "Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes", Energy Policy, Feb. 2018, vol. 113, pp. 621-622.

PV Magazine, Feb. 2018.

Rocky Mountain Institute E-Lab (2017), A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies.

Red Eléctrica de España (2018), Precio medio horario final contratación libre, disponible en: https://www.esios.ree.es/es/analisis/804?-vis=1&start_date=01-01-2016T00%3A00&end_date=01-01-2017T00%3A00&compare_start_date=31-12-2015T00%3A00&groupby=hour.

Asociación de Empresas de Energía Renovable | APPA (2017), Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España.



ANEXO 1

DETALLES DEL ANÁLISIS DE LAS PARTES INTERESADAS EN EL MODELO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA (ETM-SA)

Este anexo contiene:

- Información sobre los perfiles de carga utilizados en el análisis.
- Usos energéticos de los usuarios de las regiones que aparecen en el presente estudio y en escenarios futuros.

PERFILES

La carga con resolución temporal en la red es una combinación de la carga anual y de un perfil de carga. Los perfiles tienen una resolución temporal de una hora.

Fuente: e.sios: https://www.esios.ree.es/es/generacion-y-consumo

- Perfil de la red de transporte: E6 (>220 kV)
- Perfil de la red de distribución AT:
 E3+E4+E5 (36 kV a 220 kV)
- Perfil de la red de distribución MT: E1+E2 (1 kV a 36 kV)

- Perfil de la red de distribución BT otro: E0 (<1 kV total) menos E0 (<1 kV <10 kW)
- Perfil de la red de distribución hogares:
 E0 (<1 kV <10 kW)
- Perfil de tarifa 3.0A: Tarifa de acceso 3.0A El perfil solar empleado para modelar la generación con resolución temporal de la fotovoltaica se basa en los datos suministrados por SoDa.

(Solar Radiation Data Service. http://www.soda-pro.com/home).

DEMANDA ANUAL DE LAS PARTES INTERESADAS EN EL MODELO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA (ETM-SA)

En el caso de Andalucía y Cataluña, se conoce la demanda total por nivel de tensión de 2015. Los escenarios del Modelo de Transición Energética para España se utilizaron para adaptar la demanda actual de cada nivel de tensión de las dos provincias y crear los escenarios 2030 para las partes interesadas del Modelo de Transición Energética.

Andalucía

Tabla A.1 Demanda anual por grupo de usuario en Andalucía.

	Presente		2030	
	Demanda por conexión [kWh]	Número de conexiones [-]	Demanda por conexión [kWh]	Número de conexiones [-]
Usuario AT	20.136.176	324	18.304.039	324
Usuario MT	531.276	16.040	482.937	16.040
Bono social	1.835	517.414	1.855	546.070
PVPC	2.890	2.093.424	2.921	2.209.363
Mercado libre	3.469	1.739.957	3.507	1.836.320
Otro usuario BT	9.987	620.599	5.111	654.969
Pymes ⁴⁴	48.372	16.040	43.970	16.040

Fuente: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/documentacion/tipo-de-documento/informes-y-estudios/caracterizacion-del-suministro-de-energia-electrica-en-andalucia

⁴⁴ Solo se empleó para el análisis económico, en los cálculos de la red las pymes forman parte del grupo de usuarios de MT.



Cataluña

Tabla A.2 Demanda anual por grupo de usuario en Cataluña

	Presente	2030		
	Demanda por conexión [kWh]	Número de conexiones [-]	Demanda por conexión [kWh]	Número de conexiones [-]
Usuario AT	5.569.413	1.857	5.062.667	1.857
Usuario MT	2.826.937	4.033	2.569.722	4.033
Bono social	1.927	233.281	1.947	246.201
PVPC	2.236	1.539.468	2.260	1.624.728
Mercado libre	2.749	2.083.338	2.779	2.198.718
Otro usuario BT	18.822	553.523	9.633	584.178
Pymes ⁴⁵	55.092	150.346	50.079	150.346

Fuentes:

Uso eléctrico de los principales grupos: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) https://www.cnmc.es/expedientes/isde04117.

Tarifa subgrupos 2.1A: Institut Català d'Energia (ICAEN)⁴⁶.

Consumo eléctrico por sector: Generalitat de Catalunya, Institut d'Estadística de Catalunya: http://www.idescat.cat/pub/?id=aec&n=504&lang=en.

PICOS DE DEMANDA

El término fijo de la tarifa 3.0A depende de la cada, el perfil utilizado y la fotovoltaica instalada, pacidad y el periodo. Si combinamos la demando obtenemos los siguientes picos de demanda.

Tabla A.3 Pico de demanda de los puntos de conexión de las pymes (en el caso ESFD, máximo absoluto de la demanda y generación pico). Se utilizó para los cálculos económicos ya que las tarifas de estos grupos dependen de la capacidad.

	Anda	lucía	Cataluña		
	Consumo máximo de la red (Sin Fotovoltaica Adicional) [kW] Consumo / producción máxima de la red (ESFD) [kW]		Maximum network consumption (no additional PV) [kW]	Consumo / producción máxima de la red (ESFD) [kW]	
Periodo 1	7,7	7,7	8,7	8,7	
Periodo 2	8,8	8,6	10,0	8,1	
Periodo 3	6,6	10,4	7,5	9,8	

⁴⁵ Solo se empleó para el análisis económico, en los cálculos de la red las pymes forman parte del grupo de usuarios de MT.

⁴⁶ Información utilizada sobre el uso de energía de los consumidores conectados al principal operador del sistema de distribución de Cataluña (ENDESA DISTRIBUCIÓN), que representa alrededor del 95 % de la demanda total de electricidad.

0000

ANEXO 2

DETALLES DE LOS CÁLCULOS PARA ESTABLECER LA INVERSIÓN NECESARIA EN LA RED ELÉCTRICA

Este anexo ofrece información sobre las operaciones realizadas para calcular la inversión que es necesario hacer en la red eléctrica debido a la ESFD. Definición de la topología de la red, los perfiles y las demandas anuales del ETM-SA, el cálculo del valor de reposición actual de la red eléctrica, los cambios de la carga (promedio) de la red y las inversiones adicionales en la red necesarias para el caso ESFD.

- Diseño de la topología de la red que se empleó en este análisis.
- Cómo se determinó el valor actual de la red.
- Cómo varía la carga media en la red según el caso modelado.
- Cómo se determinan las inversiones adicionales⁴⁷.

TOPOLOGÍA DE LA RED

La red se modela siguiendo un diseño que consta de cuatro niveles de tensión. Para determinar la carga con resolución temporal de estos niveles de tensión, se utilizan los perfiles de carga correspondientes.

La ETM-SA define la red de acuerdo a cuatro niveles de tensión:

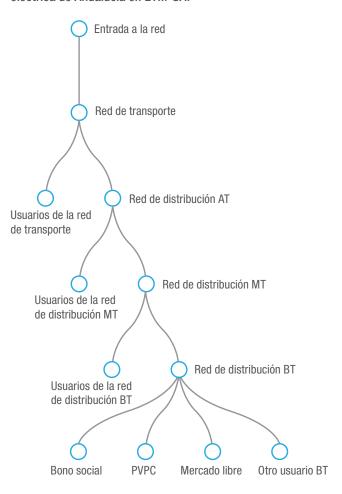
- Red de transporte
- Red de distribución AT
- Red de distribución MT
- Red de distribución BT

La carga se puede asignar a cada nivel de tensión. Para el nivel BT se establecieron cuatro tipos de usuarios:

- Bono social
- PVPC
- Mercado libre
- Otro usuario BT

El gráfico de abajo muestra esquemáticamente cómo se modeló la red:

Gráfico A.1 Topología empleada para modelar la red eléctrica de Andalucía en ETM-SA.



⁴⁷ Para analizar el impacto en la red se evaluaron los activos locales. Para este estudio, solo había disponible información general. Por tanto, el impacto sobre la red se estimó empleando un estudio realizado por operadores de sistemas en los Países Bajos.



ACTUAL VALOR DE REPOSICIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

Los costes de la red se determinaron combinando información sobre la cantidad y tipo de componentes instalados e información sobre los costes de esos componentes. Se determinó el valor total actual de la red eléctrica en Andalucía.

Fuente red instalada: http://www.agenciaandaluzadelaenergia. es/info-web/principalController#. Fuente costes red transporte: BOE-A-2015-13487. Fuente costes red de distribución: BOE-A-2015-13488.

Resumen del conjunto de la red

Supuestos:

- La red de transporte consiste en toda la red de transporte.
- La red de distribución AT consiste en las líneas AT, transformadores AT/AT y subestaciones.
- La red de distribución MT consiste en las líneas de MT y los transformadores de AT/ MT
- La red de distribución BT consiste en los centros de distribución y en las líneas de BT.

Tabla A.4 Actual valor de reposición y costes anuales de operación y mantenimiento de la red eléctrica en Andalucía.

	Actual valor de reposición	Costes anuales de operación y mantenimiento actuales
Red de transporte	3,9 mil millones de euros	0,13 mil millones de euros
Red de distribución (AT)	19 mil millones de euros	0,69 mil millones de euros
Red de distribución (MT)	4,1 mil millones de euros	0,15 mil millones de euros
Red de distribución (BT)	6,3 mil millones de euros	0,24 mil millones de euros



Supuestos sobre la red de distribución

- Para cada categoría se empleó el coste medio de todos los componentes ya que no hay información disponible sobre el porcentaje de componentes en la red.
- El coste de las líneas de media tensión se determinó utilizando el coste medio de todas las líneas aéreas con una capacidad superior a 36 kV.
- El coste de las líneas de media tensión se determinó utilizando el coste medio de todas las líneas aéreas con una capacidad entre 1 kV y 36 kV.
- El coste de las subestaciones se determinó utilizando el coste medio de todas las posiciones blindadas, posiciones convencionales y posiciones híbridas con una capacidad superior a 36 kV.
- El coste de AT/AT se determinó utilizando el coste medio de todos los centros de transformación de caseta, centros de transformación en local, centros de transformación de intemperie y centros de transformación subterránea con una capacidad superior a 36 kV.
- El coste de AT/MT se determinó utilizando el coste medio de todos los centros de transformación de caseta, centros de transformación en local, centros de transformación de intemperie y centros de transformación subterránea con una capacidad inferior a 36 kV.
- El coste de los centros de distribución se determinó utilizando el coste medio de todos los centros de reparto, seccionamiento o reflexión con una capacidad inferior a 12 kV.
- No hay información detallada disponible sobre la cantidad de líneas de BT. El coste de inversión de las líneas de BT se

calculó utilizando información sobre la inversión anual media (de 2004 a 2016) en líneas de BT y la inversión media total, combinada con la información sobre el total de las inversiones.

Supuestos sobre la red de transporte

- El coste de las líneas de 400 kV se determinó utilizando el coste medio de todas las líneas aéreas de 400 kV con una longitud superior o igual a 10 km.
- El coste de las líneas de 220 kV se determinó utilizando el coste medio de todas las líneas aéreas de 200 kV con una longitud superior o igual a 10 km.
- El coste de las subestaciones de 400 kV se determinó utilizando el coste medio de todas las posiciones convencionales y posiciones móviles con una capacidad de 400 kV.
- El coste de las subestaciones de 220 kV se determinó utilizando el coste medio de todas las posiciones convencionales y posiciones móviles con una capacidad de 220 kV.
- El coste de las subestaciones con transformadores entre 400 kV y 220 kV se determinó utilizando el coste medio de los transformadores monofásicos y trifásicos.

CAMBIOS EN LA CARGA (MEDIA) DE LA RED

Se calculó la carga media de los cuatro niveles de red para la situación actual y para el caso ESFD.

En el ETM-SA, la carga de la red eléctrica en su totalidad se modela con una resolución temporal de una hora. La tabla siguiente muestra la carga pico (carga máxima en un año) de cada nivel de tensión.



Tabla A.5 Carga pico de los diferentes niveles de tensión de la red eléctrica en Andalucía según modelado en el ETM-SA.

	Carga pico Sin Fotovoltaica Adicional [GW]	Carga pico ESFD [GW]
Red de transporte	5,92	4,59
Red de distribución (AT)	5,92	5,49
Red de distribución (MT)	5,22	4,85
Red de distribución (BT)	4,02	3,79

INVERSIÓN ADICIONAL EN LA RED DE ANDALUCÍA BAJO EL CASO ESFD

Tabla A.6 Inversión adicional en la red de Andalucía bajo el caso ESFD basándose en el estudio de FLEXNET.

	Inversión adicional necesaria (basado en FLEXNET)	Coste de la inversión [€]	Costes de amortización [€]	Costes de operación y mantenimiento [€/año]
Línea 400 kV	0%	0€	0€	0€
Línea 220 kV	0%	0€	0€	0€
Subestaciones 400 kV	0%	0€	0€	0€
Subestaciones 220 kV	0%	0€	0€	0€
Transformadores 400/220 kV	0%	0€	0€	0€
Líneas AT	1%	191 millones de euros	4,8 millones de euros	2,0 millones de euros
Líneas MT	1%	41 millones de euros	1,0 millones de euros	0,4 millones de euros
Líneas BT	2%	102 millones de euros	2,6 millones de euros	1,1 millones de euros
Subestaciones	6%	10 millones de euros	0,3 millones de euros	0,3 millones de euros
AT/AT	6%	0,6 millones de euros	14.000€	27.000€
AT/MT	6%	2,1 millones de euros	52.000€	47.000€
Centros de distribución	5%	58 millones de euros	1,5 millones de euros	1,3 millones de euros



ANEXO 3

DETALLES DEL CÁLCULO DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LA ESFD

Periodos tarifarios 3.0A48

Tabla A.7 Periodos de la tarifa 3.0A.

	Invierno				Verano	
	P1	P2	Р3	P1	P2	P3
Días	18h-22h	8h-18h 22h-24h	0h-8h	11 h-15 h	8h-11 h 15h-24 h	0h-8h

Flujo de dinero de los clientes al Gobierno y al operador del sistema

Tabla A.8 Los flujos de dinero de los clientes con la tarifa 2.0A y la tarifa 3.0A al Gobierno y al operador del sistema en Andalucía.

Andalucía	Cliente al Gobierno Sin Fotovoltaica Adicional	Cliente al Gobierno ESFD	Cliente al operador del sistema Sin Fotovoltaica Adicional	Cliente al operador del sistema ESFD actual modelo de mercado, sin cargo transitorio por energía autoconsumida	Cliente al operador del sistema ESFD con cargo transitorio por energía autoconsumida
Bono social (tarifa 2.0A)	85€	60€	185€	155€	210€
PVPC (tarifa 2.0A)	145€	100€	295€	235€	310€
Mercado libre (tarifa 2.0A)	170€	115€	320€	255€	340€
Pymes (tarifa 3.0A)	1.120€	720€	1.135€	990€	1.230€

⁴⁸ Fuente: Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.



Tabla A.9 Los flujos de dinero de los clientes al Gobierno y al operador del sistema en Cataluña.

Cataluña	Cliente al Gobierno Sin Fotovoltaica Adicional	Cliente al Gobierno ESFD	Cliente al operador del sistema Sin Fotovoltaica Adicional	Cliente al operador del sistema ESFD actual modelo de mercado, sin cargo transitorio por energía autoconsumida	Cliente al operador del sistema ESFD con cargo transitorio por energía autoconsumida
Bono social (tarifa 2.0A)	85€	60€	190€	160€	120€
PVPC (tarifa 2.0A)	125€	90€	265€	220€	280€
Mercado libre (tarifa 2.0A)	145€	100€	290€	235€	405€
Pymes (tarifa 3.0A)	1.125€	680€	1.290€	1.065€	1.325€

Normalizar los costes (evitados) de la ESFD y el gas natural

Normalizar significa dividir los costes totales (incluyendo capital, operación y mantenimiento, costes de combustible y tipos de interés) entre la generación energética (o, si se calcula el coste normalizado del carbono preservado, las emisiones de CO2 totales evitadas) de una tecnología de generación a lo largo de su vida útil.

En este caso, no solo normalizamos los costes de la generación energética con gas natural y la generación eléctrica con ESFD (como se estipula en la sección 3.3), sino que también normalizamos los costes evitados por la generación energética con gas natural gracias a la ESFD. Para ello, los siguientes componentes se dividie-

ron entre la producción adicional de ESFD (comparado con el caso Sin Fotovoltaica Adicional):

- Total del coste anual fijo evitado por la operación y mantenimiento de la generación de electricidad con gas natural.
- Total de la inversión anualizada evitada (según lo dispuesto en la sección 3.1) por la generación de energía con gas natural. Para anualizar la inversión evitada supusimos que la tecnología tenía una vida útil de 30 años y el tipo de interés era del 4%.

0000

En general, se pueden por tanto calcular los costes normalizados (LC, por sus siglas en inglés) dividiendo los costes totales entre la vida útil de la tecnología y la energía total producida durante la vida útil de la tecnología. Esto se puede simplificar suponiendo que los costes de combustible, la generación eléctrica y los costes de operación y mantenimiento son constantes a lo largo de los años. Como queremos saber el valor neto en 2030, esta simplificación está justificada. La fórmula simplificada para calcular el LC es:

$$LC = \frac{\alpha I + FOM + VOM + F}{E}$$

donde:

 αI = los costes de inversión anualizados son:

$$\alpha = \frac{r}{(1-(1+r)^{-L})}$$

r = tipo de interés

L = vida útil de la tecnología

FOM = Coste total fijo anual de operación y mantenimiento

VOM = Coste total variable anual de operación y mantenimiento (depende la producción real)

F = Coste total anual de combustible

E = Electricidad total anual producida

Si los costes variables de operación y los costes de combustible ya están en MWh, el LC también se puede expresar como:

$$LC = \frac{\alpha I + FOM}{F} + vom + f$$

donde

vom = los costes variables de operación y mantenimiento por MWh de electricidad

f = coste de combustible por MWh de electricidad, es el coste del combustible dividido por la eficiencia de la energía generada.

Para calcular los costes evitados, I, FOM, VOM y F representan los costes evitados relacionados con la generación de energía con gas natural (costes de la generación de electricidad con gas natural en el caso Sin Fotovoltaica Adicional menos los costes de la producción de electricidad con gas natural en el caso ESFD), α se basa en la vida útil de la tecnología de una central con turbinas de gas de ciclo combinado y E expresa la producción adicional de ESFD.

Los costes de combustible de 2030 se basan en el Escenario Nuevas Políticas del World Energy Outlook 2017 de la AIE⁴⁹.

⁴⁹ AIE (2017). World Energy Outlook 2017. Agencia Internacional de la Energía (AIE), París.



ANEXO 4

EL MODELO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA - RECURSOS Y ENLACES DE UTILIDAD

MODELO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- 2030 España ESFD: https://pro. energytransitionmodel.com/scenarios/364011
- 2030 España Sin Fotovoltaica Adicional: https://pro.energytransitionmodel.com/ scenarios/364009

ETM-SA

Para el cálculo financiero se ha utilizado como base el ETM-SA. La modelización del flujo monetario entre consumidores, gobierno y comercializadora se ha ejecutado con el ETM-SA. La cantidad de electricidad autoconsumida también está calculada en el ETM-SA, en base horaria. El flujo monetario relacionado al autoconsumo y la remuneración de los excedentes se ha realizado con un cálculo a parte. Para más información, por favor contacte al autor.

Andalucía

- 2015 Andalucía: https://moses. energytransitionmodel.com/ testing_grounds/755
- 2030 Andalucía Sin Fotovoltaica Adicional: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/793
- 2030 Andalucía ESFD: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/783
- 2030 Andalucía Bono social Sin Fotovoltaica Adicional: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/785
- 2030 Andalucía Bono social 2 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/786
- 2030 Andalucía PVPC Sin Fotovoltaica Adicional: https:// moses.energytransitionmodel.com/

- testing_grounds/787
- 2030 Andalucía PVPC 2 kW ESFD: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/788
- 2030 Andalucía Mercado libre Sin Fotovoltaica Adicional: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/789
- 2030 Andalucía Mercado libre 2 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/790
- 2030 Andalucía Pymes/3.0A Sin Fotovoltaica Adicional: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/840
- 2030 Andalucía Pymes/3.0A 15 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/839

Cataluña

- 2030 Cataluña Bono social Sin
 Fotovoltaica Adicional: https://
 moses.energytransitionmodel.com/
 testing_grounds/798/business_cases/562
- 2030 Cataluña Bono social 2 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/799/business_cases/563
- 2030 Cataluña PVPC Sin
 Fotovoltaica Adicional: https://
 moses.energytransitionmodel.com/
 testing_grounds/800/business_cases/564
- 2030 Cataluña PVPC 2 kW ESFD: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/801/business_cases/565
- 2030 Cataluña Mercado libre Sin
 Fotovoltaica Adicional: https://
 moses.energytransitionmodel.com/
 testing grounds/802/business cases/566
- 2030 Cataluña Mercado libre 2 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/

0000

testing_grounds/803/business_cases/567

- 2030 Cataluña Pymes/3.0A Sin Fotovoltaica Adicional: https:// moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/838
- 2030 Cataluña Pymes/3.0A 15 kW ESFD: https://moses.energytransitionmodel.com/ testing_grounds/837

SOBRE LOS AUTORES

Thomas Winkel (Países Bajos, 1981) tiene dos másteres en Ciencias, uno en Estudios de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Ámsterdam y otro en Estudios de Política de la Universidad de Edimburgo (con honores). Es experto en políticas sobre energía, cambio climático e innovación, así como en sistemas y mercados energéticos, en temas de economía, en sistemas de innovación y en prácticas de diseño y evaluación de políticas. En su papel de consultor, Thomas asesora a Gobiernos nacionales, a la Comisión Europea, a ONG y a distintas empresas sobre una amplia variedad de temas, incluyendo estudios sobre política, evaluaciones de impacto, estudios de mercado, temas regulatorios y públicos, comunicación e incidencia. En la actualidad, Thomas trabaja de consultor independiente y como asesor sénior para la consultora de estrategia HINICIO. Antes trabajó varios años en la consultora Ecofys. Asimismo, Thomas es cofundador y presidente de Fort Recup, un laboratorio urbano y acelerador de proyectos sostenibles en París.

E-mail: mail@tjwinkel.nl

Dorine van der Vlies (Países Bajos, 1987) se licenció en Física Aplicada y tiene un máster en Tecnologías de Energías Sostenibles, ambos de la Universidad Técnica de Delft. Es experta en modelado de sistemas de energía. Dorine trabaja como consultora sénior de Transición Energética en Quintel Intelligence. Su trabajo está relacionado con el desarrollo del Modelo de Transición Energética que se mejora continuamente para guiar y dar apoyo al debate sobre la transición energética. Además, apoya a Gobier-

nos (locales), ONG y operadores de red (electricidad y gas) para que desarrollen sus estrategias con la ayuda del Modelo de Transición Energética. Asimismo, forma a las personas en el uso del Modelo de Transición Energética y ofrece talleres y conferencias. Dorine trabajó anteriormente como ingeniera de Desarrollo de Producto en los sistemas térmicos de Hukseflux donde desarrolló sensores térmicos, en especial los dispositivos para medir la radiación solar (piranómetros).

E-mail: dorine.vandervlies@quintel.com

Pieter van Breevoort (Países Bajos, 1982), es licenciado en Física por la Universidad de Ámsterdam y tiene un máster en Oceanografía Física y Clima de la Universidad de Utrecht. Lleva más de una década trabajando en el campo de las energías renovables y la política climática internacional. Su trabajo consiste en el modelado de energía y clima, el desarrollo de escenarios y el análisis tecnoeconómico. Antes de poner en marcha Talking Climate, trabajó en Utrecht, Londres y Beijing para Ecofys, la renombrada consultora internacional en energía renovable y cambio climático. Ha trabajado en proyectos de la Comisión Europea, el IPCC, IEAGHG (Programa de I + D de gases de efecto invernadero de la AIE), WWF y muchas otras ONG, así como en organizaciones gubernamentales, compañías eléctricas y empresas privadas. Formó parte del equipo que desarrolló un escenario de energía renovable europeo para la Oficina de Política Europea de WWF. También formó parte del equipo Climate Action Tracker y participó en varias INDC (Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional) africanas que se presentaron a la CMNUCC antes de la convención climática de París en 2015.

E-mail: pieter@bvtf.nl



