



La revista de los
Ingenieros de Caminos,
Canales y Puertos

3584 FEBRERO 2017

REVISTA DE
OBRAS PÚBLICAS

R O P

MONOGRÁFICO

Energía distribuida

Coordinado por Antonio Serrano Rodríguez







Hace unos diez años, siendo Secretario General para el Territorio y la Biodiversidad del Ministerio de Medio Ambiente, tuve ocasión de tener una conversación con Jeremy Rifkin acerca de la pila de hidrógeno, las energías renovables, la energía distribuida y lo que él denominaba el procomún colaborativo. Varios años después –en 2014- leí su libro sobre “La sociedad de coste marginal cero” en el que se señalaban los avances en lo que él denominaba el “Internet de la energía” y el “procomún colaborativo” como forma social en avance, e incluso como posible sustitución del capitalismo a largo plazo.

Es difícil estar de acuerdo con muchas de las predicciones de Rifkin, pero hay que aceptar su capacidad de anticipación en algunos procesos que son ya relaciones comunes de la sociedad. Y en el campo de la energía, cuya problemática está a diario en los medios de comunicación, ya sea por la fluctuación de los precios del petróleo o de la electricidad, por los conflictos –incluso bélicos- asociados al control de los recursos energéticos, o por la incidencia de las nuevas tecnologías en el desarrollo futuro de su producción o consumo, nos ha parecido que era preciso analizar y considerar las posibilidades que, desde distintas perspectivas, tiene en España el desarrollo de una forma de organización y gestión del sistema, como es la “energía distribuida”, y su asociación con el desarrollo de los “comunes”, en los términos en que en la actualidad se utilizan estos conceptos.

Los sistemas de energía distribuida tal y como los concebimos en este monográfico hacen referencia fundamentalmente a la energía eléctrica, aunque también haremos referencia a otras formas de distribución energéticas en “procomunes” más tradicionales, como calefacciones centralizadas, o cooperativas de producción/autoconsumo energético, en general. Porque la energía distribuida va más allá de la generación eléctrica, con ejemplos como el “district heating”, al que se refiere el último

artículo del monográfico, o los numerosos ejemplos existentes en campos ligados al transporte. En todo caso, el grueso del monográfico es la generación eléctrica distribuida (o generación eléctrica descentralizada o dispersa) que entendemos como la generación, gestión y consumo de energía eléctrica asociada a muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles al consumo o a los puntos de vertido a la red general. Lo que necesariamente implica dar a la energía eléctrica fotovoltaica un papel central en el monográfico, ya que es la tecnología que actualmente –y en el futuro potencial español que trata de abordar este artículo- la que permite un despliegue más significativo, por su tendencia a la reducción progresiva de su coste, su relativa sencillez de montaje y su potencial de integración en redes locales/generales.

Como se muestra en el primer artículo, introductorio a las aportaciones de distintos especialistas en los respectivos temas que se tratan, mi posición personal es favorable al desarrollo de la energía distribuida en régimen de procomún, pero, por desgracia, tremendamente escéptica respecto a la viabilidad de que llegue a significar un porcentaje significativo del funcionamiento energético del país; o que en términos energéticos signifique un incremento revolucionario de la eficiencia energética del sistema. Aunque sí me parece mucho más significativa la relevancia desde la perspectiva de la colaboración, información y participación de los implicados en los “comunes” respectivos para la organización/gestión del sistema.

En todo caso, en este nuevo número monográfico de la Revista de Obras Públicas hemos pretendido un acercamiento que destacara los posicionamientos más favorables a estas líneas de actuación desde perspectivas ligadas a organizaciones e instituciones promotoras de su desarrollo. Pero sin olvidar el marco energético global en que las mismas se tendrán que desenvolver. Lo que no obvia, como se señala en los artículos que se recogen, que urge explorar la capacidad de transformar malas noticias como el aumento de precios en la factura de la luz, el cambio climático, la pobreza energética, las posibles ventajas asociadas a las cinco grandes del sector eléctrico por su imbricación con el poder político, las dificultades para el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico del RD 900/2015 de 9 de octubre, o el malestar social existente en torno a ellas, en acciones positivas directas e inmediatas para remediarlas.

En ese sentido, en el segundo artículo, Jorge Fabra Utray, expresidente de Red Eléctrica Española y destacado experto conocedor del sistema energético español, señala las ventajas



de la energía eléctrica distribuida asociada al hecho de que acerca la generación al consumo y disminuye prácticamente a cero las pérdidas de la red de distribución, y las emisiones de gases de efecto invernadero que corresponderían a aquella electricidad que se consume en el mismo punto en el que se genera, frente a unas pérdidas de electricidad en las redes de muy baja tensión que se sitúan en un promedio del 14%. Y destaca cómo un adecuado diseño de las redes eléctricas –valorando positivamente la existente Red Eléctrica Española– contribuye a gran escala a la eficiencia global del sistema.

El tercer artículo se centra en una constatación evidente, desde la perspectiva de lo que son las exigencias de la Unión Europea para avanzar hacia una sociedad energéticamente descarbonizada, en la que el cambio en el Modelo energético español sería absolutamente imprescindible. Abundando en esta propuesta, se presenta la posición de la Fundación Renovables por parte de su Directora, Laura Martín, en la que se incide no sólo en la importancia de la autoproducción o en el papel de las renovables, sino también en la oportunidad que ellas significan “para colocar al ciudadano en el centro del cambio, asegurando su plena participación, no solo como consumidor sino también como productor o “prosumidor”, progresando así en su empoderamiento y en la democratización energética.

En el cuarto artículo, JP Chaves, TG San Román y Pedro Linares, investigador principal este último del imprescindible Informe “Utility of the Future” (<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>) desde la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad de la Universidad Pontificia de Comillas se centran en “El valor de los recursos distribuidos frente a los centralizados”, describiendo los distintos recursos distribuidos que se están instalando en los sistemas eléctricos, los servicios que estos recursos proveen, especificando cuál es el origen de su valor frente a los recursos centralizados, con particular referencia al balance entre los

costes y beneficios atribuibles a los mismos. Con ello establecen los elementos que influyen en el verdadero valor neto de los recursos distribuidos para los sistemas eléctricos, destacando en este sentido la importancia de la localización geográfica de dichos recursos distribuidos.

El quinto artículo, de Juan José Alba Ríos, de ENDESA, incide en una de las consideraciones ya presentes en los artículos anteriores, como es la regulación y fiscalidad energética y, en particular “el impuesto al sol”. Plantea un futuro sin duda eléctrico, en el que no habrá clientes cautivos, porque todos los usuarios podrán desconectarse de la red, aunque cuestiona que esta solución vaya a ser más económica o, incluso, ambientalmente más positiva, por la necesidad de contar con sistemas de respaldo a la energía micro-eólica o fotovoltaica auto-producida y por las diferencias horarias en producción renovable y consumo familiar que obligarán o bien a sistemas de almacenaje, o bien a vertido y descarga desde la red, impidiendo la materialización de los ahorros potenciales del sistema. En su opinión los problemas actuales se asocian a una mala regulación de la tarificación e impuestos y cargos incluidos en la factura, y aboga por que la eficiencia global del sistema venga asociada a una “fiscalidad verde” que establezca la imposición de impuestos y cargas armonizadas para la electricidad de red, la venta de paneles fotovoltaicos o baterías, el combustible de automoción, y otros, internalizando correctamente los efectos externos y las cargas de carbono asociados a cada elemento, pero excluyendo partidas que poco tienen que ver con el servicio eléctrico.

El sexto artículo puede considerarse como un Preámbulo a la consideración del papel potencial de los municipios en el desarrollo de la energía distribuida. Cote Romero, desde la dirección de la Plataforma para un nuevo modelo energético y ECOOO, cuyos objetivos son la promoción y la puesta en práctica de un nuevo modelo energético, social y económico basado en la participación, la cooperación y la democracia, potenciando la participación ciudadana en plantas renovables, el ahorro y la eficiencia energética, el papel de las energías renovables en el ámbito doméstico, y la divulgación y concienciación de la sociedad, destaca los efectos positivos de un modelo de generación y gestión distribuida para, en primer lugar, mejorar la calidad de la democracia con “la entrada de muchos y pequeños nuevos actores, locales, resilientes y conectados, lo que faculta liberar la política energética de las actuales injerencias empresariales”; y, en segundo lugar, para concienciar a la ciudadanía en materia energética, logrando su corresponsabilización, también con el cambio de sus hábitos

(movilidad sostenible, consumo responsable, reducir usos energéticos innecesarios, erradicar el despilfarro de energía o implementar usos eficientes) en la mejora del funcionamiento global del sistema.

En la misma línea, Juan José del Valle, del Departamento técnico de ECOOO, destaca el papel de las energías distribuidas en el ámbito municipal como catalizadoras del cambio de modelo energético. En su opinión son los municipios los que deben potenciar una ciudad energéticamente sostenible (100% sostenible) logrando un cambio de modelo, que va mucho más allá de un mero cambio tecnológico, y “cuya clave radica en la participación de las personas”. Y, en este sentido considera que la autogeneración de energía es la forma más descentralizada de implantar renovables que posibilita que la ciudadanía participe activamente en la transición energética.

Alvaro Larraza Lázcoz, también miembro de la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético, presenta soluciones viables detalladas, pero que exigen cambios normativos, para extender el autoconsumo a comunidades de propietarios, centros comerciales, etc., destacando los grandes beneficios, tanto económicos como medioambientales o sociales asociados a su desarrollo, que pueden verse fuertemente amplificados por dicha ampliación a colectivos más extensos, opción por ahora expresamente prohibida por la normativa aprobada en 2015. En el marco de soluciones que se proponen se explica la nueva normativa francesa potenciadora del autoconsumo compartido.

En el artículo de Jordi Ortega se pasa revista a las Experiencias alemanas de buenas prácticas en energía distribuida en el marco de lo que denomina transición energética 2.0, mostrando, entre otros, el caso de Múnich, con su objetivo de abastecer su ciudad en 2015 con el 100% de energía renovable, pero donde el gestor privado de la red no estaba interesado en nuevas inversiones en energías renovables que iban en detrimento de sus centrales convencionales, bloqueando cualquier cambio estructural en el sistema de suministro energético. El autor defiende que la integración en redes locales inteligentes y diversas son competencias municipales que pueden optimizar el servicio al ciudadano, pero muestra las dificultades asociadas al hecho de que estén integradas todas las redes locales en una única red estatal.

El artículo de Julio Eisman, Vocal del Comité de Ingeniería y Desarrollo Sostenible (CIDES) del Instituto de la Ingeniería de España, e ingeniero del ICAI, presenta las posibilidades de las energías renovables como alternativa fuera de red

para resolver el acceso energético universal en Iberoamérica, donde entre 20 y 30 millones de latinoamericanos sufren las condiciones más extremas de pobreza energética al no tener acceso a la electricidad. Y muestra cómo llevar la energía eléctrica a ubicaciones remotas y muy mal comunicadas, con gran dispersión de viviendas, muy bajo consumo y donde apenas hay servicios básicos es posible estableciendo sistemas domiciliarios sencillos, que se puedan ampliar modularmente y conectarse entre ellos formando una mini red con intercambio de energía –energía distribuida- que posteriormente puede llegar a conectarse a la red nacional, si ello es viable. Son por lo tanto las energías renovables en redes distribuidas las que, con un modelo adecuado de gestión, facilitan energía eléctrica básica de forma sostenible y asequible a esa población.

Albert Vendrell, desde la Gerencia de Medio Ambiente de la Diputación de Barcelona, nos presenta las iniciativas de la misma en apoyo económico y técnico al Pacto de Alcaldes para la Energía y el Clima, en cuyo marco las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo representan una de las acciones más relevantes de su estrategia de lucha contra el cambio climático. Presenta también los esfuerzos por conseguir un sistema que permita que las inversiones necesarias no dependan al 100% de la financiación supramunicipal pública y consigan involucrar a la ciudadanía de cada municipio (obviamente con una retribución competitiva por su inversión) en su realización, como manera de hacerles coparticipes y corresponsables de la política climática del municipio.

El último artículo completa la visión asociada al campo de la energía distribuida, con otra de las líneas de intervención propugnada desde la UE para mejorar la eficacia del funcionamiento energético. Presentado por Ana Bretaña de la Torre, Responsable del proyecto Efidistrict-Fwd desarrollado por la empresa pública regional Navarra de Suelo y Vivienda, S.A. (NASUVINSA), recoge actuaciones que, como en el resto de casos anteriores, se inserta en la estrategia de lucha contra el cambio climático, buscando un nuevo modelo energético, que permita luchar contra la pobreza energética y mejorar las condiciones de vida de la población. Recoge Define proyectos de actuación integral de renovación urbana en la ciudad construida, con criterios de eficiencia energética, presentando dos actuaciones de Regeneración Energética de Barrios desarrolladas por NASUVINSA junto con las administraciones locales y regionales.

Antonio Serrano Rodríguez
Vocal del Comité Técnico de ROP

SUMARIO

PRESENTACIÓN

ENERGÍA DISTRIBUIDA

-
- 8** **Potenciales de la energía distribuida en España. Ficción o realidad**
Antonio Serrano Rodríguez
-
- 20** **El marco actual y potencial del Sistema Eléctrico Español para la “generación distribuida de electricidad”**
Jorge Fabra Utray
-
- 26** **La necesidad de cambio en el modelo energético español**
Laura Martín Murillo
-
- 32** **El valor de los recursos distribuidos frente a los centralizados**
José Pablo Chaves, Tomás Gómez San Román y Pedro Linares
-
- 40** **La regulación del autoconsumo en España: ¿un impuesto al Sol?**
Juan José Alba Ríos, Vanessa Aragonés Ahnert, Julián Barquín Gil y Eduardo Moreda Díaz
-
- 48** **El municipio y la energía distribuida. Preámbulo**
Cote Romero

La revista decana de la prensa española no diaria

Director
Antonio Papell

Redactoras Jefe
Paula Muñoz
Diana Prieto

Fotografía
Juan Carlos Gárgoles

Publicidad
Almagro, 42 - 4ª Plta.
28010 Madrid
T. 913 081 988
rop@ciccp.es

Imprime
Gráficas 82

Depósito legal
M-156-1958

ISSN
0034-8619

ISSN electrónico
1695-4408

ROP en internet
<http://ropdigital.ciccp.es>

Suscripciones
<http://ropdigital.ciccp.es/suscripcion.php>
suscripcionesrop@ciccp.es
T. 91 308 19 88

Edita
Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos
Calle Almagro 42
28010 - Madrid



-
- 50** **Municipios y energía distribuida**
Juan José del Valle
-
- 56** **Autoconsumo compartido: por qué impulsarlo y cómo**
Álvaro Larraza Lázcoz
-
- 66** **Las redes locales en el corazón de la generación distribuida.
Transición energética municipal en Alemania**
Jordi Ortega
-
- 78** **Las energías renovables como alternativa fuera de red.
El acceso universal en Iberoamérica**
Julio Eisman
-
- 86** **El fomento de la fotovoltaica de autoconsumo en la
administración pública local: el caso de la Diputación
de Barcelona**
Albert Vendrell
-
- 92** **Regeneración energética integral de barrios en Navarra**
Ana Bretaña de la Torre

Consejo de Administración

Presidente

Miguel Aguiló Alonso

Vocales

Juan A. Santamera

José Polimón

Vicent Esteban

Tomás Sancho

José Javier Díez Roncero

Francisco Martín Carrasco

Benjamín Suárez

José Luis Moura Berodia

M^a del Camino Blázquez Blanco

Comité Editorial

Pepa Cassinello Plaza

Vicente Esteban Chapapriá

Jesús Gómez Hermoso

Conchita Lucas Serrano

Antonio Serrano Rodríguez

Foto de portada
Superficie de un panel solar



Potenciales de la energía distribuida en España



Antonio Serrano Rodríguez
Presidente de Fundicot

Resumen

Este artículo recoge algunas consideraciones fundamentales de las potencialidades de la energía distribuida y del procomún energético en el marco de un sistema energético español que hay que considerar lejos del óptimo socioeconómico y ambiental. Pretende estimar las potencialidades de la energía distribuida en lo que se refiere a la generación dispersa de energía eléctrica para el autoconsumo –con conexión o no a una red general- o para uso en procomún de generaciones energéticas puntuales o distribuidas, así como los niveles de mejora de eficacia –desde la perspectiva de los intereses generales- y de eficiencia –desde la perspectiva de desmaterialización, descarbonización y mejora de la productividad económica- que la implantación de dicha energía distribuida implicaría, sin olvidar las consideraciones sociopolíticas asociadas a la promoción de los consumidores/productores (prosumidores).

Palabras clave

Red eléctrica; sistema eléctrico, generación distribuida, modularidad de las instalaciones de generación; autoconsumo y eficiencia económica, servicios eléctricos, gestión de la demanda

Abstract

This article considers the potential of distributed energy and energy communities under the current Spanish energy system which may currently be considered to be far distant from the socio-economic and environmental optimum. The article seeks to estimate the potential of distributed energy with respect to the dispersed generation of electricity for self-consumption, whether connected or not to a general grid, or in common use from on-site or distributed energy generation. The author examines the improved effectiveness (from the perspective of public interest) and efficiency (from the standpoint of dematerialisation, decarbonisation and improved economic productivity) implied by the introduction of distributed energy, without ignoring socio-political considerations associated with the promotion of consumers/producers (prosumers).

Keywords

Electricity grid, electricity system, distributed generation, modularity of generation installations; self-consumption and economic efficiency, electricity services, demand management

1. Introducción

Varias han sido las fuentes para la valoración de la problemática de la energía distribuida en este artículo, destacando al respecto las reflexiones sobre las aportaciones de Rifkin¹, la reciente investigación del MIT ‘*Utility of the Future*’ (<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.) con la contribución como investigador principal del español Pedro Linares, y, sobre todo, la continua consideración de la dimensión energética en el seno de la problemática territorial, ambiental y urbana, característica de las labores de Fundicot y de sus congresos, y las reflexiones del Foro Transiciones sobre la problemática y gravedad del binomio energía/calentamiento global.

Por otra parte, las potencialidades de la energía distribuida y del procomún energético se sitúan en el marco de un sistema energético español tremendamente dependiente de las importaciones energéticas, relativamente ineficiente en su intensidad/eficiencia energética, desproporcionadamente contaminante por su dependencia de las energías fósiles, y generador de precios al consumidor y a la actividad productiva que se sitúan por encima de la media europea, lo que contribuye a la pérdida de competitividad de su sistema económico y a un menor bienestar de su población. Además, es patente que tenemos un sistema energético oligopólico y eléctricamente sobredimensionado (elevada capacidad excedente), lo que lleva a una gestión ineficaz e ineficiente para los intereses

generales en materia tarifaria, a una excesiva generación de emisiones de gases de efecto invernadero, y a una percepción social de su funcionamiento claramente negativa.

En este marco, establecer cuáles son las potencialidades de la energía distribuida, tanto en lo que se refiere a la generación dispersa de energía eléctrica para el autoconsumo –con conexión o no a una red general- como a experiencias de “distric heating” o de uso en procomún de generaciones energéticas puntuales o distribuidas, exige introducirse en el papel real que dichos modelos pueden representar en el sistema energético español a medio plazo, y en los niveles de mejora de eficacia –desde la perspectiva de los intereses generales- y de eficiencia –desde la perspectiva de desmaterialización, descarbonización y mejora de la productividad económica que la implantación de dicha –energía distribuida implica. A algunas consideraciones fundamentales de los aspectos referidos a la energía eléctrica distribuida va dirigido este artículo.

2. ¿Qué entendemos por energía distribuida?

Por energía distribuida entendemos el proceso integrado de producción, almacenamiento, gestión y control de la oferta, demanda, y distribución energética comunitaria o local, tanto en redes propias de calefacción, energía eléctrica u otros tipos de energía, como la aportación a redes integradas ya existentes de producciones y consumos en régimen de procomún, con gestión diferenciada de los sistemas correspondientes. Incluye, por lo tanto, formas de distribución energéticas en “procomunes” tradicionales, como calefacciones centralizadas, o cooperativas de producción/autoconsumo energético, en general. También de manera progresiva va integrando las posibilidades de los sistemas de almacenamiento y gestión asociados a redes inteligentes que permiten incorporar al sistema energético distribuido, entre otros, a los vehículos eléctricos, los sistemas de climatización, algunos electrodomésticos, o la capacidad de almacenamiento térmico de los edificios.

En este artículo nos centraremos solo en la generación eléctrica distribuida (o generación eléctrica descentralizada o dispersa) que vamos a entender como el proceso de generación, gestión y consumo de energía eléctrica asociada a muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles al consumo o a los puntos de vertido a la red general. Aunque también cabe la consideración de mini-generadores eólicos, de biomasa, cogeneración, micro-turbinas de gas, o de otras fuentes puntuales, la generación fundamentalmente la asociaremos a la energía eléctrica foto-



voltaica, ya que es la tecnología que actualmente permite una implantación más significativa, por la reducción progresiva de su coste, su relativa sencillez de montaje y su creciente potencial de almacenamiento en diversos tipos de baterías de capacidad creciente y coste en disminución, en paralelo a su facilidad de integración en redes locales o generales.

Evidentemente, la utilidad de esta energía distribuida en aquellos territorios en los que no existen redes generales centralizadas de energía eléctrica es indiscutible. Su implantación en ámbitos como el español, donde existe una amplia red eléctrica general (múltiples centrales de diversa potencia de generación o almacenamiento de energía conectadas a redes de transporte de muy alta/media y baja tensión) presenta más dudas desde el punto de vista de la eficacia económica, salvo en aquellos territorios en los que la energía distribuida, por insuficiencia en el abastecimiento ante el crecimiento de la demanda (algunas zonas del litoral mediterráneo, por ejemplo) puede significar un complemento que optimice la eficiencia del sistema conjunto. En todo caso, considerados como dos sistemas en competencia –energía distribuida versus energía en red estatal gestionada centralmente-, las ventajas de un sistema u otro serán las que marquen el ritmo de su evolución futura, si bien no hay que olvidar el peso regulador de la UE y del estado, y los intereses de los diversos lobbies que presionan sobre estas regulaciones.

En este marco, las ventajas y desventajas de la energía eléctrica distribuida estarán muy directamente asociadas a las de las energías renovables y, en particular, a las de la energía fotovoltaica. La síntesis de estas ventajas y desventajas normalmente recogidas en las experiencias y análisis existentes sobre energía distribuida, se podrían sintetizar en:

ASPECTO	RED CENTRALIZADA	ENERGÍA DISTRIBUIDA	OBSERVACIONES
EFICIENCIA ECONÓMICA	Los sistemas eléctricos en red se han ido interconectando a lo largo de los años para aprovechar los beneficios asociados a la complementariedad de los recursos. Su eficiencia potencial es muy alta.	En muchos casos las subvenciones han influido en una implantación de la energía distribuida por encima de su eficiencia económica; pero el balance final es positivo si se consideran las externalidades asociadas a las distintas fuentes de generación eléctrica.	La eficiencia real de cada alternativa no es independiente de la organización de la gestión. El oligopolio eléctrico no favorece esa eficiencia desde el punto de vista de los intereses generales.
RACIONALIZACIÓN DE LA GESTIÓN	Las tecnologías convencionales solo tienen flexibilidad desenganchando sistemas productivos de la red, porque usan, fundamentalmente, centrales de gran potencia en emplazamientos alejados del consumo, ya que necesitan grandes espacios y/o suministro de agua para producir electricidad o para refrigeración.	Las tecnologías renovables admiten una fuerte modulación. La incorporación de sistemas inteligentes de control de oferta/demanda atendiendo a los precios y costes en la red, posibilita que los sistemas distribuidos colaboren en la optimización del sistema global.	La energía distribuida puede aliviar problemas de congestión o insuficiencia en las redes centralizadas, si existen, evitando nuevas costosas inversiones en las mismas.
CALIDAD Y EFICACIA EN EL SERVICIO.	Puede considerarse elevada en la actualidad en España, salvo en territorios puntuales con problemas de demanda estacional muy elevada y con dificultad para ampliación de las redes de distribución.	Aumentan la seguridad, fiabilidad y resiliencia ante catástrofes o variaciones en los precios, además de constituir una reserva de potencia para el control de tensiones en el conjunto del sistema eléctrico.	
COSTES DE PRODUCCIÓN Y ECONOMÍAS DE ESCALA	Las economías de escala fotovoltaicas solo llegan hasta instalaciones de unos cientos de megavatios; Las economías de escala son mucho mayores en las redes centralizadas. Una planta fotovoltaica de 200 MW abastecedora de la red es mucho más eficiente (da mucha más energía neta) que esa potencia distribuida en tejados de una ciudad; o un aerogenerador de 3 MW es mucho más eficiente que 3.000 aerogeneradores de 1KW. No obstante, la localización de la producción y del consumo y las pérdidas en la red pueden cambiar el signo de la eficiencia.	Reducción muy importante de los costes de producción de la energía fotovoltaica. El rendimiento de una instalación fotovoltaica colectiva es mucho mayor, a igual inversión per cápita, que muchas pequeñas individuales. Sus ventajas potenciales aumentarán con los avances tecnológicos en el almacenamiento de electricidad (baterías, uso de los vehículos eléctricos, etc.), la evolución de las redes eléctricas hacia el concepto de “redes inteligentes” (smart grids), junto a la gestión de la demanda, la integración de las TIC, la Internet de las cosas, etc.	En la actualidad, en España, es más barato producir un kWh eléctrico fotovoltaico que comprarlo a la red. El aumento de la capacidad de almacenamiento de electricidad, permitirá un mejor funcionamiento del sistema conjunto por el aplanamiento de la curva de demanda.

ASPECTO	RED CENTRALIZADA	ENERGÍA DISTRIBUIDA	OBSERVACIONES
PÉRDIDAS EN LA RED	Crece con la disminución de la tensión, siendo máximas en baja tensión que en alta. Afectan, por lo tanto a la red de distribución en baja que es la más afectada por la energía distribuida.	Acerca la generación al consumo y permite minimizar las pérdidas de la red de distribución para la energía que se consume en el entorno en el que se genera. La que se vierta en la red general tiene asociadas las pérdidas de ésta.	La disminución de pérdidas implica disminución de costes y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
NUEVAS OFERTAS DE POTENCIA ELÉCTRICA.	En la actualidad existe sobrecapacidad productiva en la red, por lo que nuevas implantaciones de energía distribuida pueden ir en contra de la racionalidad y eficiencia del sistema.	La implantación marginal de nuevos recursos distribuidos puede ser más eficiente que invertir en recursos centralizados y en nuevas redes de transporte o distribución, siempre necesitadas de mayores volúmenes de inversión.	El óptimo de implantación de redes distribuidas se produciría en ámbitos con problemas de redes de distribución o con altos costes de las mismas.
“DEMOCRACIA” ENERGÉTICA Y AHORRO ENERGÉTICO	El control centralizado de REE y el oligopolio eléctrico tienen objetivos de optimización de los intereses de sus accionistas, lo que pese a la regulación estatal, está muchas veces en contradicción con los intereses del consumidor.	La capacidad de gestión directa del consumidor y su implicación y concienciación puede favorecer un ahorro energético significativo, si hay tal gestión y dedicación.	En algunos casos, los “prosumidores” podrían obtener cierta satisfacción en la autogeneración de su electricidad, al margen de sus costes.
EFFECTOS TERRITORIALES Y SOCIOECONÓMICOS	Oligopolio de facto, en el que los beneficios redundan, en última instancia en los accionistas de las multinacionales eléctricas y de Red Eléctrica Española (REE).	Favorece la entrada de nuevos “prosumidores”, la actividad productiva y el empleo local, y que la producción/consumo centre los beneficios en el “prosumidor”.	

Por último, hay que valorar que todo aquello que signifique ahorro energético, disminución de pérdidas en la red, utilización de fuentes energéticas locales (viento, sol, agua, etc.) o sustitución de fuentes energéticas fósiles por energías renovables, implica disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y disminución de la dependencia energética, externalidades que deberían incorporarse al balance de ventajas de la energía distribuida. Pero, por otra parte, la red centralizada es, en la actualidad, la columna vertebral del sistema en la planificación (diseño

de la red), distribución y gestión del sistema (qué energía inyecta y dónde adquiere la energía, condicionando su precio, por lo que controla el mismo), y tiene la capacidad real de dirigir y condicionar cualquier cambio estructural en el funcionamiento del sistema. Lo que es importante ante el hecho de que una incidencia significativa del “prosumidor” (productor para el autoconsumo) que disminuyera la demanda del sistema centralizado pondría en cuestión los ingresos y la rentabilidad de las empresas afectadas.

3. Rasgos básicos energéticos de los objetivos de la unión europea y el papel de la energía distribuida en los mismos

La Unión Europea ha puesto el tema energético entre los asuntos más importantes de su agenda de futuro. Por un lado, por su fuerte dependencia de fuentes de energía primaria exteriores y el riesgo de interrupción de suministro por parte de países externos a la UE²; en segundo lugar, por la necesidad de descarbonizar el sector como parte de los esfuerzos de mitigación del cambio climático asumidos tras los Acuerdos de París de diciembre de 2015; y, en tercer lugar, por la volatilidad de los precios de la energía, la falta de conexión entre las redes eléctricas de los países de la UE y las dificultades de acceso de los distribuidores a los mercados del gas y de la electricidad existentes en la actualidad.

Atendiendo a estos hechos, tiene singular importancia el proyecto prioritario de la Comisión Europea (CE), establecido en 2014, de lograr una “Unión Energética Europea”, con cinco dimensiones de intervención claramente interrelacionadas: 1) lograr la seguridad, solidaridad y confianza energética; 2) conseguir un mercado energético europeo plenamente integrado; 3) avanzar en una eficiencia energética que contribuya a la moderación de la demanda; 4) descarbonizar la economía; y 5) promover la investigación, la innovación y la competitividad energética.

Dimensiones que la CE sistemáticamente liga no sólo a consideraciones de índole energéticas o climáticas, sino a la modernización y consecución de una economía europea baja en carbono en todas sus dimensiones, objetivo que considera crucial para proteger los intereses económicos y el bienestar de los ciudadanos europeos a largo plazo.

Más específicamente, para el 2020 la UE ha potenciado una estrategia energética asociada a la exigencia de reducir un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), aumentar un 20 % la parte de las energías renovables en la combinación energética de la UE y lograr el objetivo del 20 % de mejora en la eficiencia energética. Para el 2030 los objetivos son un 40 % de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, conseguir un peso de al menos un 27 % de las energías renovables y lograr un aumento de la eficiencia energética en un 27 %-30 %. Las tecnologías hipocarbónicas en el mix energético primario deberán pasar al 60 %, aproximadamente, en 2020, y lograr el objetivo de que las renovables participen de un 75 % al 80 % en el *mix* eléctrico, en 2030, y de casi el 100 %, en 2050.

El objetivo final de la UE es avanzar hacia una economía competitiva baja en carbono para 2050, según se desprende de la Hoja de Ruta (Hacia una economía hipocarbónica y competitiva para 2050 COM(2011) 112 final). En esta Hoja de Ruta, la electricidad desempeña un papel central, y gracias a su impulso se pretende conseguir un sector eléctrico totalmente descarbonizado en 2050, fundamentalmente con la utilización de energías renovables. Adicionalmente, se considera que deben ser campos prioritarios de actuación de los Estados: potenciar la I+D+i en lo que se refiere a las energías renovables, implantar nuevas tecnologías más eficientes, o mejorar la eficiencia de las existentes. En particular, en el medio urbano se aboga para incidir positivamente en la mejora de la eficiencia energética y en la reducción de emisiones, por la utilización de energías renovables distribuidas en redes inteligentes.

La UE muestra también una especial preocupación en su Informe de febrero de 2017 por el hecho de que los precios de la electricidad en el mercado minorista hayan aumentado en los últimos años a pesar de los menores precios al por mayor, lo cual es de especial relevancia para sus propuestas de diseño del mercado de la electricidad y de la nueva directiva sobre las energías renovables –ambas en discusión en el Parlamento– y, en particular, para el tratamiento de la energía distribuida en las mismas³. Se supone que estas nuevas Directivas permitirán que los consumidores participen plenamente en el mercado, que la competencia ayude a conseguir precios más bajos, más opciones y más innovación en el sector, y que se facilite adoptar medidas adicionales para proteger a los consumidores vulnerables, evitar desconexiones y combatir la pobreza energética en la Unión Europea.

Con respecto a las tecnologías energéticas distribuidas y el empoderamiento de los consumidores, la Directiva sobre el mercado de la electricidad considera los indudables beneficios que las mismas aportan⁴, al igual que también lo hace el lobby de la energía eléctrica europeo, Eurelectric, en 2015, en su Informe “Prosumidores, una parte integrada del mercado y sistema energético”⁵, en el que recogía los problemas de viabilidad económica aparecidos por la caída de la energía consumida en países como España, y recomendaba regular de una manera adecuada el sistema eléctrico europeo y la generación distribuida para que se integrara en el mercado general, partiendo de la premisa de que los consumidores puedan elegir si comprar toda su electricidad a partir de un minorista o producir parte ellos mismos; pero compensando

el hecho de que se benefician de la garantía de un suministro continuo de electricidad a través de la conexión a la red general y de su acceso al mercado, lo que les permite una seguridad de suministro, y comprar y vender electricidad a dichos precios de mercado⁶.

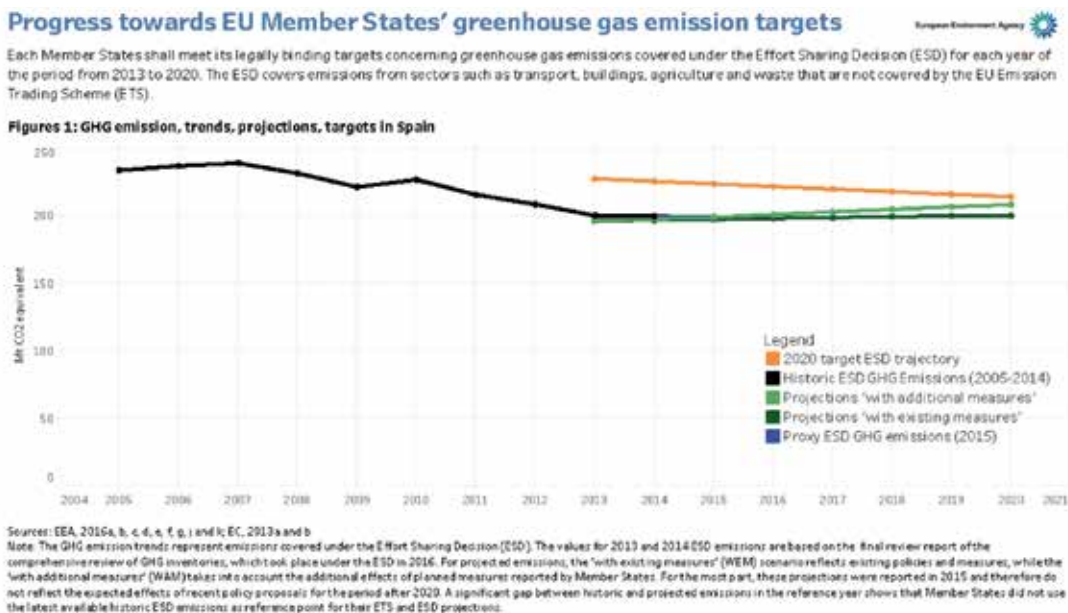
En este marco general europeo hay que señalar tendencias actuales muy diferentes de unos países a otros en lo que se refiere a la evolución y dinámica específica de cada país. En la actualidad se detecta, en general, un freno en las políticas de apoyo (subvenciones/ayudas) a la energía solar fotovoltaica y, consecuentemente, a una de las principales fuentes de apoyo a la energía eléctrica distribuida, aunque las experiencias en los distintos países y las nuevas regulaciones (Alemania, Francia,...) inciden de manera desigual en estos procesos que no pueden ser objeto de consideración en este artículo.

4. El papel potencial de la energía distribuida en el sistema energético español

Ya hemos señalado que el primer problema a destacar en el sistema energético español es el de su fuertísima dependencia exterior en cuanto al suministro energético, lo que implica tanto riesgos de interrupción del suministro, con la consiguiente grave afección al sistema productivo y al bienestar de los ciudadanos, como elevados pagos económicos al exterior, a precios en cuya formación España tiene un

papel absolutamente marginal. De hecho, España presenta una dependencia energética de casi el 100 % en petróleo, gas y uranio, y del orden del 82 % en el carbón, aunque la interpretación oficial que se hace de la energía nuclear como propia (pese a que casi el 100 % de uranio se importa, principalmente de Rusia, Australia y Níger) y la incorporación de las renovables, sitúan esa dependencia oficial global en el orden del 75 %. En todo caso, para 2014, los últimos datos oficiales de la UE asumían que la dependencia energética española (72,9 %) era más de un 50 % superior a la media de la UE28 (53,5 %), lo que muestra la desventaja y alta vulnerabilidad comparativa de la situación energética española; vulnerabilidad sobre la que el desarrollo de la energía distribuida tendría una incidencia indudablemente positiva.

También para 2014, el “*Second Report on the State of the Energy Union*” (COM(2017) 53 final), de 1 de febrero, recogía que España era uno de las 16 países de la UE28 que estaban en camino de cumplir los objetivos establecidos para el 2020 (20-20-20), si bien las previsiones para España eran las de que se iban a incrementar sus emisiones de GEI para el período 2015-2020, y que existía el riesgo de incumplir los objetivos de cuota de energías renovables en 2020 atendiendo a la trayectoria seguida en 2014/15, si ésta se mantenía, tal y como se aprecia en las figuras siguientes, provenientes del Informe de la Agencia Europea del Medio Ambiente (AEMA)⁷.

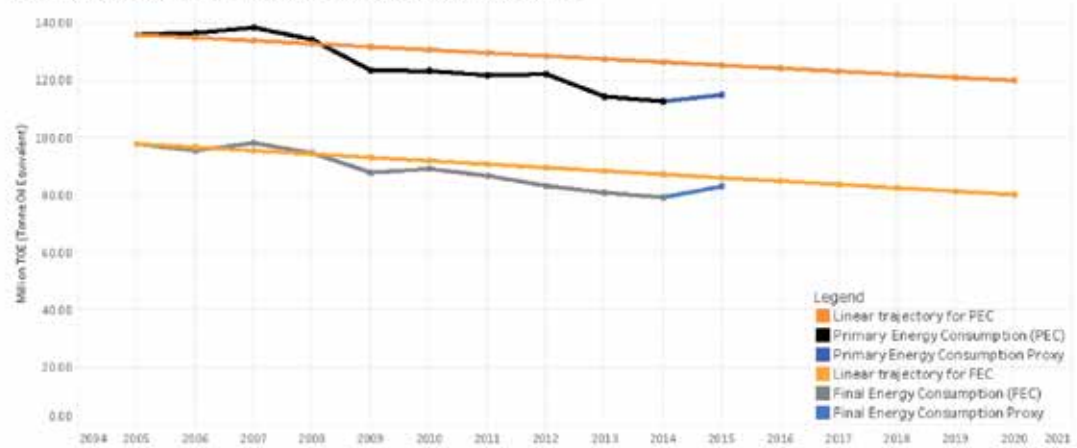


Progress towards EU Member States' energy efficiency targets



Each Member States shall meet its non-binding targets for energy consumption for 2020.

Figure 3: Progress towards Spain's primary and final energy consumption targets



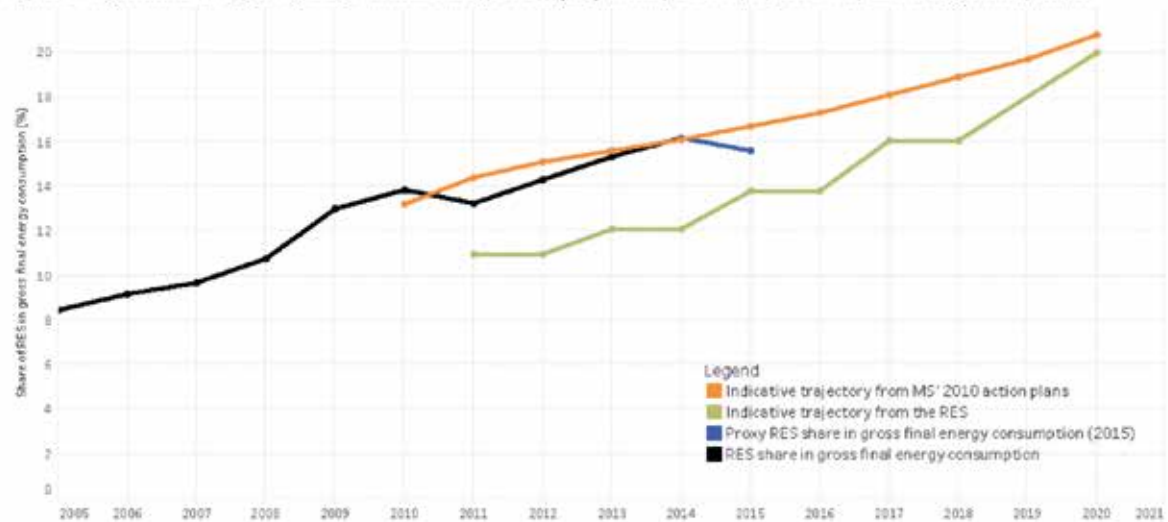
Sources: EC, 2008; European Council, 2014; EEA, 2016a and b; Eurostat, 2016a and b

Progress towards EU Member States' renewable energy efficiency targets



Each Member States shall meet its legally binding targets concerning the 2020 share of renewable energy sources (RES) in gross final energy consumption.

Figure 2: Progress towards targets regarding renewable energy sources (RES) consumption as a proportion of Spain's energy consumption, All



Sources: EC, 2011, 2013c and d; EU, 2009a; Eurostat, 2016c and d; EEA 2011; EEA (forthcoming)

Un problema adicional del sistema energético español se sitúa en una intensidad energética que debía ser, en función de nuestras condiciones climáticas, mucho más favorable que la de la UE y la de los principales países competidores con España, pero que ante la falta de racionalización en el uso de la energía y la escasa utilización de fuentes renovables respecto a los diferenciales potenciales de este país, se mantiene sólo ligeramente mejor que la media de la UE28⁸ y por debajo de países como Alemania o Francia en la producción industrial; si bien mantenemos ventajas comparativas en sectores como el residencial, transportes o servicios, aunque lejos de las potenciales.

Atendiendo al papel de la energía fotovoltaica en el conjunto de la generación eléctrica nacional, en 2016 las cifras correspondientes sitúan dicha generación en el entorno del 3 % del total, con una caída del orden del 3 % respecto a 2015, mientras que la potencia instalada representa un 4,4 % y es la única energía con un mínimo crecimiento en potencia eléctrica instalada en 2016. Por otra parte, atendiendo a los últimos datos proporcionados por I.D.A.E (<http://informeestadistico.idae.es/t13.htm>), los hogares usan la electricidad para satisfacer del orden del 43 % de sus consumos que, a su vez vienen a representar del orden del 19 % del consumo de energía total final, y del orden del 31 % del consumo total eléctrico⁹. Y con variaciones para el horizonte del 2020, que el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2014-2020 prevé escasas. Complementariamente, el vigente Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER), elaborado en 2010, recoge un compromiso que supera ligeramente la meta fijada por la directiva europea, ya que plantea llegar al 20,8 % de participación de las energías renovables en 2020, siendo de destacar que, como camino para avanzar hacia ese objetivo, establecía específicamente, que “a partir de 2015 se prevé una penetración creciente de la energía solar fotovoltaica en sistemas para autoconsumo de energía interconectados con la red de distribución y asociados a suministros existentes, según se vaya alcanzando la paridad del coste de generación con el coste de la energía para el consumidor, mediante el desarrollo de sistemas basados en los conceptos de balance neto, compensación de saldos de energía etc.”

Pese a esta filosofía, la normativa reguladora del desarrollo de las renovables, de la solar fotovoltaica y de la energía distribuida, ha registrado una evolución claramente negativa para su expansión, por mor de una política energética

originada en la ley de liberalización de la energía, de 1997 (Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico), cuyo desarrollo no ha sido precisamente positivo para los intereses generales de los ciudadanos. Además, los cambios regulatorios que se han venido produciendo tanto en la UE como en España a lo largo de los últimos años, y en particular desde 2012, han significado un fuerte freno al desarrollo de energías renovables en España¹⁰. Y consecuencia de estos cambios –en gran parte presididos por la filosofía de acabar con el “déficit de tarifa” generado por la errónea política de desarrollo de la ley de 1997 señalada– ha sido, entre otras, un empeoramiento de las condiciones de vida de la población por el encarecimiento de la electricidad, reapareciendo una pobreza energética desconocida en España desde los años sesenta del siglo pasado. Y, en lo que respecta a la energía distribuida, la última norma promulgada en línea con las recomendaciones antes señaladas (véase nota a pie de página nº6) del lobby europeo de las eléctricas, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, establece una regulación del autoconsumo restrictiva y con barreras prohibitivas para su desarrollo, en aras de “garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto”.

En este marco es complicado estimar el porcentaje de participación potencial de la energía distribuida en el consumo energético global para el horizonte del 2050, o incluso en el porcentaje de consumo eléctrico. Consumo que para ese horizonte debería ser producido por fuentes renovables prácticamente en su totalidad, según la anteriormente señalada Hoja de Ruta Europea, pero cuyo objetivo será difícil de alcanzar en España con la actual filosofía energética del Gobierno.

Escenarios optimistas respecto a la viabilidad de soluciones energéticas sostenibles para el 2050¹¹ sitúan los potenciales de la energía fotovoltaica en edificios en el orden del 6 %-9 % del total de potencia instalada, con una aportación al consumo total eléctrico que se situaría entre el 2 % y el 4 %, bajo el supuesto de un sistema energético basado en la inteligencia, eficiencia y 100 % renovable, en cumplimiento de la Hoja de Ruta Europea para el 2050.

5. Conclusiones

Como síntesis, podemos señalar que un avance significativo en el desarrollo de la energía distribuida, las renova-

bles, y el ahorro y mejora de la eficiencia energética nos permitirían hablar de un Escenario optimista en el que se produciría una reducción de la dependencia exterior, una descarbonización del sector energético y una menor incidencia en emisiones de gases de efecto invernadero, colaborando con ello al obligado compromiso de mitigación del cambio climático.

En el marco de los objetivos definidos en la UE, hay acuerdo científico sobre que en España las renovables deben ser los pilares de transformación del actual modelo eléctrico español, porque son fuentes con una clara disponibilidad distribuida en gran parte del territorio, con un potencial energético muy superior al de la media europea (en eólica y solar), y con una curva de aprendizaje consolidada que hace que las nuevas inversiones en las mismas puedan ser de máxima eficiencia, posibilitando, adicionalmente, el desarrollo de un nuevo modelo productivo no solo de comportamiento energético sino de nueva economía sostenible.

Los defensores de la energía distribuida señalan que ésta puede y debe ser una de las formas relevantes de organización y gestión del sistema energético del futuro para lograr el imprescindible cambio en el sistema energético español. Incluyen tanto la producción, gestión y distribución energética comunitaria o local en redes propias de calefacción o de energía eléctrica, como la aportación a redes integradas ya existentes de producciones y consumos en régimen de procomún, con gestión diferenciada de los sistemas centralizados basados en REE dominantes en la actualidad.

Adicionalmente, señalan que la energía distribuida local tendría ya, en las condiciones actuales, una mejora diferencial sobre las tarifas energéticas generales eléctricas, que probablemente tienda a ser mucho más significativa a medio plazo, con el avance hacia una electricidad descarbonizada y una generación distribuida integrada en redes inteligentes que aproveche los potenciales complementarios de almacenamiento y mejora de gestión de los recursos disponibles (electrodomésticos, climatizadores, generadores de respaldo, vehículos eléctricos, etc.).

Pero la regulación actual no facilita el desarrollo de la energía distribuida en España, ni permite optimizar los potenciales y ventajas comparativas de esta frente a los recursos centralizados, ya sea de forma autónoma o formado parte

interconectada con la red general. Los cambios en esta regulación deberían ser, por lo tanto, una de las líneas prioritarias de actuación, avanzando hacia una regulación en la UE y en España que considere las ventajas potenciales de la energía distribuida hacia los objetivos socioeconómicos, energéticos y ambientales de la propia UE. Aunque sin olvidar que, desde el punto de vista de los intereses generales que deben presidir la acción pública, hay que tener en cuenta que ya existe un sistema y una red eléctrica consolidada con unos estándares y características de funcionamiento, en cuyo marco hay que situar las nuevas actuaciones y regulaciones que permitan avanzar hacia una optimización del sistema energético eléctrico español a largo plazo, consensuada (para dar seguridad jurídica) y que tenga en cuenta que los avances tecnológicos han modificado y modificarán aún en mayor medida¹² las potencialidades de las energías renovables, y en particular de las fotovoltaicas, y su capacidad de acumulación e integración en redes locales de energía distribuida gestionadas por sistemas inteligentes en red que optimicen servicios, en calidad y precio, para los “prosumidores”.

Por último, es necesario referirse brevemente a la relación entre la energía distribuida y el procomún energético como forma ideológica. Al principio del artículo nos referíamos a la obra de Rifkin en la que se equiparaba lo que él llama el Internet de la energía con el ascenso de un “procomún colaborativo” que extendía al campo del “prosumidor eléctrico” un enfoque similar al tradicional uso comunitario de bosques, aguas, caza, etc., que ha venido significando históricamente una forma democrática de gobernanza –basada en la autogestión y en compartir unos recursos considerados “comunes”– que ha mostrado su utilidad social en el tiempo.

Al margen de su predicción de que “la economía basada en compartir del procomún colaborativo está en alza y es probable que hacia 2050 se establezca como el árbitro principal de la vida económica en la mayor parte del mundo”, es evidente que la energía distribuida permite desarrollar los elementos básicos que definen a los “comunes”¹³ y a la creciente economía colaborativa que internet y la cuarta revolución tecnológica están potenciando. Pero para ello la energía distribuida debe ir más allá del simple autoconsumo, para definir comunidades locales integradas en la generación/consumo eléctrico con base en la energía renovable local, si se quiere ser coherente con el conjunto de objetivos de la UE para el 2050.



Ya hemos visto que la magnitud total de esta generación distribuida no puede considerarse particularmente significativa si se reduce a su incidencia potencial en el campo residencial, con lo que su choque con los intereses de REE y las multinacionales del sector sería relativamente limitado. Sin embargo, si los “comunes” empiezan a establecerse a nivel de barrio o municipal, de forma similar a las existentes calefacciones de barrio en la actualidad (*district heating*), desglosando la gestión de redes locales de la red general, el choque entre los intereses de la red y los “comunes energéticos” sería inevitable; y el papel regulador de la UE y del Estado español serían determinantes en las posibilidades de tal expansión. Regulación en la que debería ser prioritaria la defensa de los intereses generales de los ciudadanos y la consecución de los objetivos a largo plazo de desmaterializar y descarbonizar el sector y la economía. Y en las que las contradicciones entre la red y la energía distribuida podrían desaparecer si red y producción perdieran su carácter privado para pasar a ser públicas como todavía acontece en algunos países de la UE. **ROP**



Notas

(1) Rifkin, J. (2014).- “La sociedad de coste marginal cero”. Ed. Paidós. Barcelona. 2016. En este libro Rifkin aventura que el internet de la energía, el internet de las comunicaciones y el internet de la logística están convergiendo en el internet de las cosas (IdC), lo que hace que se tienda a unos costes de producción marginales casi nulos. Esto, en unión con la tradición de los “comunes” –procomún colaborativo–, puede llevar a una nueva forma de organización social, que sustituirá en todo o en parte al capitalismo. Sin entrar en esta problemática, en este artículo sólo consideraremos algunas de sus reflexiones sobre la incidencia potencial de ese “procomún colaborativo” y lo que él denomina “internet de la energía”, en lo que se refiere a su potencial incidencia en el sistema energético español.

(2) La UE importa del orden del 53 % de toda la energía que consume (90 % de su petróleo crudo, 66 % de su gas natural, 42 % de su carbón y otros combustibles sólidos, y 40 % de su uranio y de otros combustibles nucleares) a un coste de más de mil millones de euros al día, lo que representa más del 20 % del total de sus importaciones.

(3) “*Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on Common Rules for the Internal Market in Electricity*”. Brussels, 30.11.2016. COM(2016) 864 final. 2016/0380 (COD)-y “*Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*”. Brussels, 30.11.2016. COM(2016) 767 final. 2016/0382 (COD)- Con respecto a la energía distribuida

(4) “*Distributed energy technologies and consumer empowerment have made community energy and energy cooperatives an effective and cost-efficient way to meet citizens’ needs and expectations regarding energy sources, services and local participation. ... Community energy initiatives focus primarily on providing affordable energy of a specific kind such as renewable energy, for their members or shareholders rather than prioritising profit-making like a traditional energy company. By directly engaging with consumers community energy initiatives are demonstrating their potential in facilitating the up-take of new technologies and consumption patterns, including*

smart distribution grids and demand response, in an integrated manner. Community energy can also advance energy efficiency at household level and help fight energy poverty through reduced consumption and lower supply tariffs. ... Where they have been successfully operated such initiatives have delivered economic, social and environmental value to the community that goes beyond the mere benefits derived from the provision of energy services. Local energy communities should be allowed to operate on the market on a level-playing field without distorting competition. Household consumers should be allowed to voluntarily participate in a community energy initiative as well as to leave, without losing access to the network operated by the community energy initiative or their rights as consumers. Access to a local energy community’s network should be granted on fair and cost-reflective terms. “*Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on Common Rules for the Internal Market in Electricity*”. Brussels, 30.11.2016. COM(2016) 864 final. 2016/0380 (COD)-.

(5) http://www.eurelectric.org/media/178736/prosumers_an_integral_part_of_the_power_system_and_market_june_2015-2015-2110-0004-01-e.pdf

(6) Sus recomendaciones se centraban en desaconsejar “subvenciones”, ignorando los diferenciales de efectos positivos ligados a la energía distribuida y a los prosumidores, y se sintetizaban en: 1) La opción por la generación distribuida debe ser una elección de los clientes que no resulte de incentivos artificiales. 2) Los prosumidores deben integrarse en el mercado y el sistema energético general. Los subsidios indirectos, no basados en el mercado, los esquemas de balance neto, etc. se deben evitar para que no haya distorsiones en el mercado. 3) Los prosumidores deben contribuir a la recuperación de los costos de la red, ya que se les da la posibilidad de su utilización, al igual que el resto de consumidores. 4) La regulación debe facilitar las inversiones en “redes inteligentes” por parte de los operadores del sistema para permitir la integración de los prosumidores al mercado y el sistema energético. 5) El excesivo uso de la factura de la luz para recaudar impuestos y gravámenes debe evitarse, ya que esto distorsiona el desarrollo del mercado de la

electricidad, tanto para los consumidores como para los prosumidores.

(7) Para más detalle puede verse el informe de la AEMA (2016): “*Trends and projections in Europe 2016 - Tracking progress towards Europe’s climate and energy targets*”.

(8) Los datos respectivos, según el Segundo Informe sobre la Unión de Energía Europea señalado, de 1 de febrero de 2017, muestra que, la intensidad de energía en la industria (energía consumida dividida por el PIB generado en el sector) era de 91 para España frente a 96 para la UE28, 79 para Francia u 80 para Alemania.

(9) Atendiendo al metabolismo energético de los hogares, podemos señalar, según se deduce del “Análisis del consumo energético sector residencial”, del I.D.A.E., que el grueso de este consumo (del orden del 85%) se produce en la calefacción (40%), usos de electrodomésticos (25%) y agua caliente sanitaria (20%), el primero y tercero con varias fuentes alternativas de aportación, individual o colectiva, y el segundo directamente ligado al suministro eléctrico; aunque todos ellos podrían ser satisfechos con electricidad autoproducida.

(10) El RD 436/2004 de 12 de marzo, aprobado en el último Consejo de Ministros que presidió Aznar y en el que el actual Presidente Rajoy era vicepresidente, aseguraba una retribución del 575% de la Tarifa Media de Referencia (TMR) durante los primeros 25 años de vida de las plantas fotovoltaicas, y el 460% para el resto de la vida de la instalación. El Real Decreto 661/2007, bajo gobierno de Zapatero quitó la referencia a la TMR pero mantenía una rentabilidad parecida, continuando la generación de un fuerte déficit de tarifa como consecuencia de la explosión de las instalaciones de este tipo de generación eléctrica (huertos solares), autorizados por las Comunidades Autónomas, pero cuyas consecuencias económicas recaían sobre el Estado. Ello llevó a que en el segundo gobierno de Zapatero, en 2010, ya tuvieran que establecerse recortes a la instalación y retribución de las renovables –y en particular a las fotovoltaicas- que han ido endureciéndose hasta la actualidad. Y, en lo que afecta a la energía distribuida, la última norma promulgada -Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan

las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo- establece la obligación de que los prosumidores “abonarán los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes y serán abonados por el uso real que se realiza de ellas, es decir, por la potencia contratada y la energía medida en el punto frontera asociada a ella.”. Este es el que se ha denominado “impuesto al sol” puesto en cuestión en la actualidad por la mayoría de las fuerzas parlamentarias. Adicionalmente, este RD 900/2015 prohíbe expresamente una de las mayores potencialidades de la energía distribuida para generar un procomún entre los prosumidores en su artículo 4.3., donde señala que “En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.

(11) Quizás uno de los trabajos más completos y detallados sea el de Greenpeace “Energía 3.0” (www.revolucionenergetica.es). Otro ejemplo actual se encontraría en el nuevo programa de incentivos de la Estrategia Energética de Andalucía que la Junta ha iniciado con el mismo horizonte temporal del año 2020. Entre otros objetivos, este documento plantea aportar con fuentes renovables el 25% del consumo final bruto (actualmente alrededor del 20%); reducir en un 25% el consumo tendencial de energía primaria; descarbonizar en un 30% el consumo; autoconsumir el 5% de la energía eléctrica generada con fuentes renovables (actualmente 0,4%), y mejorar en un 15% la calidad del suministro.

(12) La curva de aprendizaje de la energía fotovoltaica, por ejemplo, está registrando cambios radicales ante hechos como el de que, en 2016, China alcanzó los 77.42 gigavatios (Gv) de potencia instalados de energía solar, duplicando las cifras de 2015 (34,5 Gv), y llegando a representar el 11% de la producción. Para 2030 espera que esta cifra supere el 30%.

(13) Los “comunes” o el “procomún” son el resultado de la voluntad de una comunidad concreta para gestionar un recurso como un bien común, estableciendo reglas, normas y sanciones coercitivas para que el sistema funcione.

El marco actual y potencial del sistema eléctrico español para la generación distribuida de electricidad



Jorge Fabra Utray

Economista y doctor en Derecho.
Presidente de Economistas Frente a la Crisis (EFC)

Resumen

La generación distribuida presenta una ventaja sobre cualquier otra: acerca la generación al consumo y disminuye prácticamente a cero las pérdidas de la red de distribución que corresponderían a aquella electricidad que se consume en el mismo punto en el que se genera. Esta cuestión no es baladí. Las pérdidas de electricidad que se verifican en las redes de muy baja tensión se sitúan en promedio en el 14 %. Es decir, implican una pérdida del coste variable y fijo del *mix* tecnológico eléctrico que se suministra a través de la red eléctrica. No se trata solo de una contribución a la eficiencia económica del sistema eléctrico, también a la gestión del medio ambiente. Pero no solo es la generación distribuida la que permite disminuir las pérdidas del sistema eléctrico, también un adecuado diseño de las redes eléctricas contribuye a gran escala a la disminución de las pérdidas de transmisión de electricidad. Esta última cuestión es demasiadas veces ignorada.

Palabras clave

Línea directa, red eléctrica, sistema eléctrico, pérdidas de electricidad, distancia eléctrica, tensión V, intensidad A, conectividad, modularidad de las instalaciones de generación, autoconsumo

Abstract

Distributed generation has advantages over other forms in that it generates electricity near to where it will be used and practically eliminates any loss on the distribution grid with respect to the electricity consumed at the same point where it is generated. This is not a trivial matter as the electricity losses recorded on very low-voltage grids may be set around 14% on average. This then implies a loss of the variable and fixed cost of the electricity technological mix that is supplied through the Electricity Grid. Distributed generation not only contributes to the economic efficiency of the Electricity System, but also to environmental management. However, it is not only Distributed Generation that helps reduce the losses of the Electricity System, as the correct design of the electricity networks also contributes to reductions in these losses of electricity during transmission and this latter aspect is one that is frequently ignored.

Keywords

Direct line, Electricity Grid, Electricity System, electricity losses, electricity distance, voltage V, Current I, connectivity, modularity of generation installations, self-consumption

En las economías desarrolladas, la electricidad es un bien esencial cuyo suministro y consumo impregna todas las actividades de la sociedad. Sin embargo, sigue resultando, para la mayoría, un asunto de difícil comprensión. ¿Quién no se ha frustrado alguna vez ante la dificultad de comprender o seguir el debate que se desarrolla en torno a la electricidad, desde la formación de los precios en el mercado eléctrico hasta la información que suministra el recibo que cada mes pagamos a las empresas eléctricas?

La electricidad no es equiparable, en su naturaleza física, a ningún otro bien o servicio; tampoco lo es su gestión

económica, legal e institucional. Un lenguaje críptico se ha apoderado de la electricidad contribuyendo a que sean aún mayores las barreras que se oponen a la comprensión de su gestión social y económica (y, por tanto, a la participación de un mayor número de agentes incluidos los ciudadanos). Pero la importancia creciente de la electricidad en las economías desarrolladas está provocando un vuelco de las preocupaciones de la sociedad hacia el modo en que está organizado su suministro.

Las características técnicas de la electricidad han propiciado la configuración corporativa del sector eléctrico so-

bre la base de organizaciones monopolistas verticalmente integradas y con implantaciones territoriales delimitadas, ligadas a la extensión de la red eléctrica. Durante decenios, el suministro de electricidad ha implicado actividades de difícil control social, con muy baja participación de agentes diferentes a los que, en un sentido estricto, componen el sector eléctrico.

La industria eléctrica comenzó el siglo XX de un modo que no debiera ser ignorado. Los descubrimientos tecnológicos crearon su propia demanda y las inversiones en generación eléctrica se produjeron parejas a la impaciencia de los primeros consumidores esperanzados en las ventajas del progreso tecnológico. Algún primer innovador tecnológico contrató el suministro de electricidad que sus máquinas eléctricas necesitaban a un primer generador de electricidad que para servirle construyó, entre ambos, una línea eléctrica. Había nacido la industria eléctrica. Fue el primer consumo mediante una línea directa, cuyo acceso compartió con un segundo consumidor y después con un tercero a cambio de un justo reparto de los costes incurridos. A un tercero, le siguió un cuarto y un quinto, hasta que la línea quedó saturada. Se construyó entonces una segunda línea, y una tercera y una cuarta, hasta que se comprendió que antes que una quinta línea era preferible unir la segunda a la primera y aquella y Esta a la tercera, y todas a una quinta. Y ello resultó equivalente a mil líneas

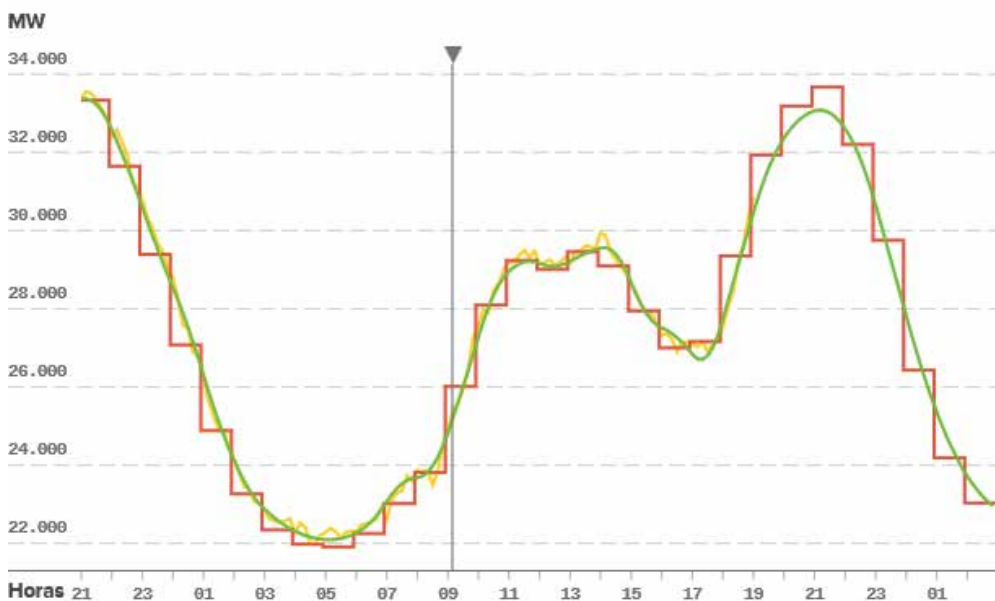
para suministrar, desde cien centrales eléctricas, a diez, veinte, treinta... millones de consumidores. De la 'línea directa dedicada', al acceso de terceros consumidores; del 'acceso de terceros', al acceso de todos. Así nació la red eléctrica de transporte, un espacio público compartido por todos los ciudadanos.

Algunas cuestiones que deben estar presentes en las reflexiones sobre la 'energía distribuida'

La electricidad, en contra de lo que generalmente se cree se transporta mal. Su trasmisión por los conductores eléctricos se enfrenta a una 'resistencia' que se convierte en calor y se disipa a la atmósfera. Esto quiere decir que no toda la electricidad que se produce llega a su destino. Y además, esas pérdidas se incrementan con el cuadrado de la intensidad a la que la electricidad se transmite y en función de la longitud y de la sección del conductor.

La potencia transmitida por un conductor es el producto de la tensión –voltios V– y de la intensidad –amperios A–, de tal manera que, a una distancia dada, con una sección dada del conductor y a una energía dada, las pérdidas de electricidad por calentamiento de las redes será menor cuanto mayor sea la tensión de la transmisión.

El tema es tan simple como lo siguiente: (1 Voltio) x (1 Amperio) = (1 Watio). Es decir, el W, medida básica de



Curva de potencia que determina sobre los ejes de coordenadas la energía producida y consumida en un día

la electricidad producida en un instante, es la unidad de medida de la potencia de un generador eléctrico. El mantenimiento de la potencia en el tiempo dibuja una curva (curva de potencia) cuya integral es la energía (representada por la superficie delimitada por la curva de potencia, el eje de ordenadas que representa la potencia (W) y el eje de abscisas que representa el tiempo (h)). Así, por ejemplo, 1 kWh es la energía contenida en el mantenimiento durante una hora de una potencia de 1 kW lo que es igual $1.000 \text{ V} \cdot 1 \text{ A}$ o a $1 \text{ V} \cdot 1.000 \text{ A}$ o a cualquier otra combinación de los factores del producto que dé como resultado 1.000 W , es decir, 1 kW.

Si transmitimos durante una hora 1 kW con una intensidad de 1 A a una tensión de 1.000 V, las pérdidas de energía serán mínimas... y el kWh producido llegará casi intacto al punto de consumo. Pero si transmitimos ese mismo kWh con una intensidad de 1.000 A a una tensión de 1 V, con toda seguridad la línea se calentará y, dependiendo de la sección del conductor y de su longitud, podría llegar, incluso, a disipar toda la energía en forma de calor. Es decir, las pérdidas podrían ser tales que igualaran el kWh y, por consiguiente, nada acabaría llegando al punto de consumo. El kWh se habría perdido en el camino. Esto es un ejemplo, naturalmente, extremo que solo tiene por objeto ilustrar el asunto que nos ocupa de la energía distribuida cuyo beneficio no es otro que la minimización de las pérdidas de transmisión (y también el aprovechamiento de calor residual, en instalaciones sobre las que aquí no nos detendremos).

Así es que la expresión ‘generación eléctrica distribuida’ se refiere a aquellas instalaciones de generación de electricidad que por estar cercanas al consumo permiten que las pérdidas de la electricidad que produzcan sean mínimas. Esta es la razón por la cual la energía distribuida presenta ventajas de eficiencia frente a la energía generada lejos de los centros de consumo. Es necesario subrayar que las pérdidas de energía no solo afectan a la energía primaria que ha sido transformada en electricidad, también a la inversión que les corresponda de la instalación de generación de electricidad. Es decir, la electricidad perdida lo es en todo su coste medio (fijo +variable). No solo se pierde el valor de la energía primaria utilizada en la producción de electricidad, también el valor de la inversión que ha permitido producir la electricidad perdida en la transmisión.

La Red de Transporte de Electricidad

Estas son las razones por la cual las grandes redes eléctricas de transporte de electricidad tienen encomendada la misión de transportar electricidad con altas tensiones. Las altas tensiones permiten transportar grandes cantidades de electricidad con menor intensidad y, por consiguiente, con pérdidas mínimas. La red española de transporte está compuesta por redes malladas con tensiones de 400.000 y 220.000 V que suman 40.500 km y que evacúan la electricidad hasta las redes de media tensión que la entregan a una red (generalmente con una topología en ‘estrella’) de baja tensión. Los diferentes consumidores están conectados a diferentes redes con diferentes niveles de tensión en función de la potencia de sus equipos de consumo. A título de ejemplo, los consumidores con potencias contratadas inferiores a 10 kW están conectados a líneas con tensiones de 380/220 V. Grandes consumidores están conectados a tensiones superiores según su potencia de consumo, incluso de 400.000 V.

En España, entre la producción y el consumo, en términos medios y aproximados –por simplificar–, las pérdidas del sistema generación-transporte-distribución se sitúan en torno al 9 % de la electricidad producida con el siguiente reparto, también aproximado: 2 % para las redes de 400-220.000 V; 7 % para las redes de media tensión... 14 % para las redes de baja tensión. Son las redes de distribución de tensiones menores las que generan una mayor cantidad de pérdidas al sistema eléctrico.

Habíamos dicho que las pérdidas son una función de la distancia. Es decir, a una tensión dada, a una intensidad dada y con una sección del conductor dada, las pérdidas disminuyen cuanto menor sea la distancia entre el consumo y la generación. Y esa distancia es la que determina la topología de las redes que recorre la energía producida hasta el punto en que es consumida.

Cuando las centrales de generación y los puntos de consumo están distribuidos con una cierta homogeneidad por el territorio cubierto por el sistema eléctrico –que es el caso de España y no lo es, por ejemplo, el de Chile–, una topología en malla de la red eléctrica es el modo más eficaz para disminuir las pérdidas del sistema. Cuanto mayor sea el mallado de la red (naturalmente dentro de los parámetros considerados óptimos), la electricidad encontrará (por las leyes de la física –Kirchhoff– que la gobiernan) un camino más corto que el que encontraría en ese mismo sistema



Red de transporte de electricidad

eléctrico –el español por ejemplo– si la red estuviera insuficientemente mallada.

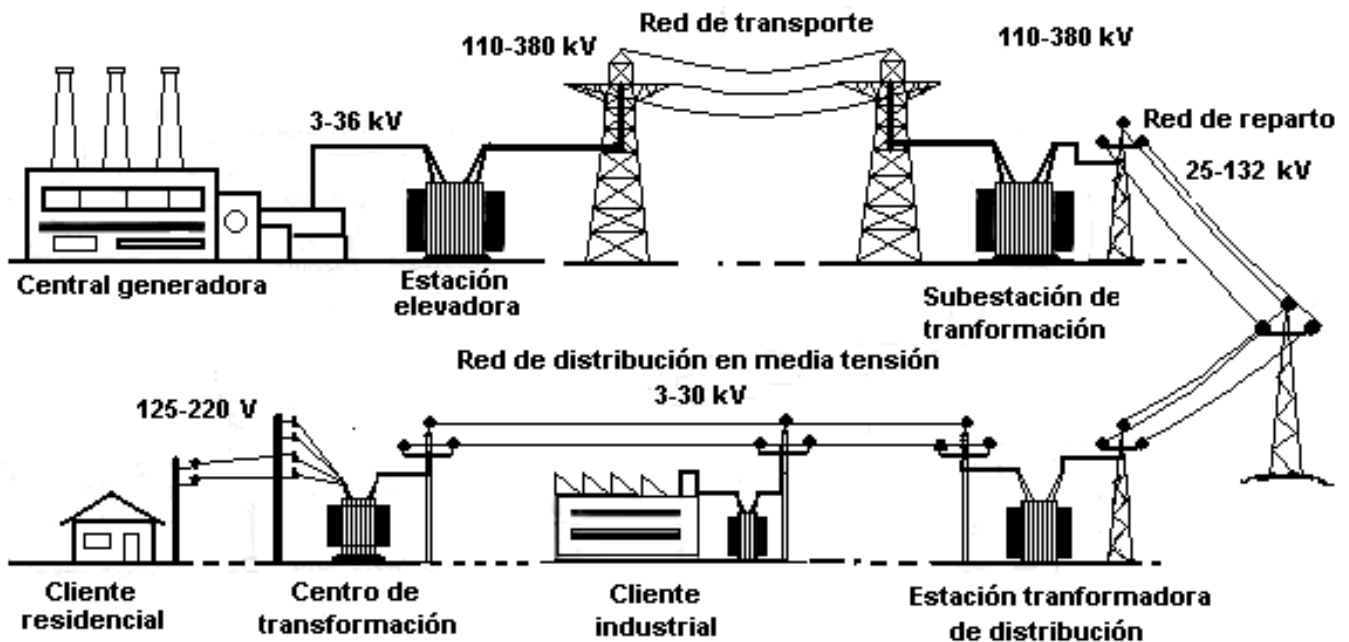
Esto quiere decir una cosa de suma importancia y trascendencia que resulta paradójica para muchos ciudadanos: las redes eléctricas de transporte y media tensión que se construyen para aumentar el mallado de la red disminuyen la distancia eléctrica entre la generación y el consumo y, por consiguiente, las pérdidas del sistema. Es decir, son líneas de transporte que se construyen para transportar menos electricidad. Es paradójico, pero es así.

Llegados a este punto aparece el concepto de distancia entre el “centro de gravedad de la generación” y el “centro de gravedad del consumo” que expresa la distancia media que, en un sistema eléctrico dado, la electricidad tiene que

recorrer hasta ser consumida. Y las consecuencias sobre la economía y el medio ambiente de que esa distancia sea mayor o menor, de que las tensiones y la intensidad sean mayores o menores y de que la “capacidad” de los conductores sea mayor o menor son mal percibidas por los ciudadanos y por los reguladores, pero para nada son despreciables.

La generación de electricidad distribuida

La generación distribuida contribuye a que la distancia eléctrica a la que nos referimos sea eficiente desde la doble e inseparable óptica de la economía y del medio ambiente. Si las pérdidas eléctricas de un sistema eléctrico son altas, la eficiencia económica de ese sistema es menor que si son bajas... y sus efectos negativos sobre el medio ambiente serán mayores porque para satisfacer una misma demanda de electricidad necesitará que las centrales que



la red eléctrica interconecta entre sí y con los puntos de consumo produzcan, inútilmente, una determinada cantidad de electricidad que para nada servirá.

Pero todo esto indica algo que no debiera pasar desapercibido: lo que a las pérdidas de energía les importa no es la distancia física que separa la producción del consumo. Lo que realmente importa es la distancia eléctrica y esta distancia aumenta con la disminución de la conectividad de los conductores eléctricos, que no solo depende de los materiales con los que estén contruidos, también de su longitud y de su sección; aumenta con la intensidad (A) con la que sea transmitida la electricidad y disminuye con la tensión (V). Por todo ello, cuando hablamos de energía distribuida hay que hacer especial hincapié en las redes de transporte (400 kV/220 kV), en las redes de reparto y distribución de tensiones inferiores (132 kV-3 kV) y, desde luego, en las redes de distribución de (380 V-220 V). En 1995, España aumentó su interconexión con Portugal con la línea de 400 kV Mesón-Lindoso. Esta línea facilitó a la electricidad producida en el noroeste de España un camino más corto para abastecer los puntos de consumo (cambió el reparto de cargas de la red de transporte ibérica) disminuyendo la distancia eléctrica entre el centro de gravedad de la generación y del consumo ahorrando al Sistema Eléctrico español la electricidad equivalente a la que produciría, en periodos punta, una central de 60 MW. Baste este ejemplo, de una modesta

interconexión, para imaginar la contribución del mallado de las redes eléctricas a la minimización de las pérdidas y, con ello, a la eficiencia económica del sistema eléctrico y a la preservación del medio ambiente.

Desde la unificación en España de la explotación del Sistema Eléctrico nacional en 1985, que impulsa fuertes inversiones en las líneas eléctricas de muy alta tensión, y la coordinación óptima del sistema generación-transporte, el acercamiento eléctrico de la generación al consumo podría expresarse, con toda seguridad, en cientos de MW evitados para abastecer una misma demanda, que son, sin lugar a dudas los más eficientes desde toda perspectiva, en particular, desde una perspectiva medioambiental.

Sí consideramos, como es de general aceptación, que la generación distribuida se caracteriza por encontrarse instalada eléctricamente cerca de los puntos de consumo, contribuyendo así a minimizar las pérdidas eléctricas, habría que concluir que, de alguna manera, las redes eléctricas, en la medida en que optimicen su topología y sus propiedades eléctricas, son una descomunal contribución a la generación distribuida.

Este es el marco actual y potencial del sistema eléctrico español para la 'energía distribuida' que de momento solo encuentra límites jurídicos y administrativos, no técnicos,

que tienen su expresión más extrema en el ‘impuesto al sol’ que paraliza el desarrollo del autoconsumo desde la generación fotovoltaica, paradigma de la generación distribuida.

Las energías renovables

La irrupción de los avances tecnológicos en el aprovechamiento de las fuentes primarias renovables de energía ha generado un auténtico *shock* en la configuración corporativa del sector eléctrico. A diferencia de las tecnologías convencionales, en las que solo se puede invertir en centrales de gran potencia en emplazamientos alejados del consumo porque necesitan disponer de espacios de seguridad y de suministro de agua para producir electricidad o para refrigerar sus procesos, las tecnologías renovables admiten una fuerte modulación, desde pocos paneles solares sobre los tejados de los hogares y de las naves de los polígonos industriales o pequeñas turbinas eólicas en las granjas hasta grandes centrales termosolares, potentes parques eólicos o extensos huertos solares. Son además tecnologías que, gracias a la investigación y a la acumulación del conocimiento, han experimentado fuertes reducciones de sus costes, desde costes medios que superaban en más de siete veces el de sus alternativas térmicas (ciclos combinados de gas natural y centrales de carbón) hasta batir claramente sus costes de generación y ello sin tener en cuenta los beneficios o externalidades positivas que suministran a la economía y a la gestión del medio ambiente con retornos sociales, económicos y medioambientales muy superiores a sus propios costes.

El *shock* es tremendo. Realmente estamos ante una auténtica revolución tecnológica que ya está generando, a pesar de las resistencias, una completa revisión de los paradigmas que hasta ahora han acompañado la regulación del suministro eléctrico. La modularidad de estas tecnologías hace que se reduzcan las barreras de entrada al sector que hasta ahora amparaban una extraordinaria concentración empresarial. Y por esta puerta, ahora abierta, están entrando miles de nuevos inversores con nuevas tecnologías que se disputan un territorio que habitaban solo unos pocos. El conflicto está sobre la mesa. Los intereses económicos, sociales y medioambientales se entremezclan con contradicciones y mutan hacia un futuro que ayer era inimaginable.

La modularidad de las energías renovables, en particular la modularidad de la generación fotovoltaica, permite dar un

impulso adicional a la disminución de la distancia eléctrica entre producción y consumo. El recurso solar en forma de radiación está en todas partes, no es necesario ir a buscarlo a lugares a veces remotos donde se concentra el viento, ni a recónditos recovecos de nuestras cuencas hidrológicas. La radiación solar está en los tejados, en el solar de al lado, en las paredes de los edificios, en los terrenos comunales, en todas partes y convertida en electricidad por los paneles de silicio puede ser evacuada a través de las redes de las ciudades y de los pueblos y de nuestras propias casas, ser enchufados donde enchufamos la luz de nuestra mesilla de noche... y cubrir demandas de electricidad individuales o colectivas o aumentar el *mix* renovable de la red eléctrica que es el espacio público común a todos los consumidores.

La generación distribuida que, más allá de la cogeneración –que es una generación inserta en el centro mismo del consumo–, casi solo puede ser fotovoltaica. Su efectividad aumentará con los avances tecnológicos en el almacenamiento de electricidad, imbricándose, por esta vía, con la electrificación del transporte que, además de desplazar a los combustibles fósiles, suministrará una capacidad adicional de almacenamiento y de aplanamiento de la curva de demanda.

El sistema eléctrico tiene ojos y a través de ellos ve a los consumidores. Sus ojos no son otros que la red eléctrica, a cuyo sostenimiento también contribuye la energía distribuida incluso los autoconsumidores que tendrán que cubrir con contratos con las empresas del sector eléctrico la intermitencia de sus instalaciones. Y esos ojos verán que un consumidor consume menos porque tiene bombillas *led* o electrodomésticos AAA o ‘climalit’ en sus ventanas; y verá también que la red de reparto de media o baja tensión le demanda menos energía porque centrales renovables sustituyen la energía que producen las grandes centrales térmicas de carbón o de gas.

En fin, que sepamos, ni los frigoríficos, ni las bombillas eficientes, ni las ventanas aisladas pagan impuestos por contribuir a que los consumidores consuman menos. Si, técnicamente, el marco del sector eléctrico español es muy favorable para que la generación distribuida pudiera ir aumentando su peso en la cobertura de la demanda hasta niveles significativos, no se puede decir lo mismo de la regulación eléctrica que no solo no favorece la generación distribuida sino que la dificulta. **ROP**

La necesidad de cambio en el sistema energético español



Laura Martín Murillo
Directora de Fundación Renovables

Resumen

Transformar el sistema energético español es una necesidad inaplazable para cumplir con los objetivos internacionales de cambio climático, de reducir la dependencia energética y sus consecuencias negativas en la balanza de pago españolas, de evitar los impactos de las energías contaminantes en la salud o el drama de la pobreza energética. Es la palanca de cambio para reformar el sistema productivo y el tejido industrial así como asegurar la competitividad y sostenibilidad de la economía del futuro. Es también una oportunidad para colocar al ciudadano en el centro del cambio, asegurando su plena participación, no solo como consumidor sino también como productor o 'prosumidor', progresando así en su empoderamiento y en la democratización energética.

Palabras clave

Descarbonización, modelo energético, energías renovables, dependencia energética, tarifas, acceso universal

Abstract

The Spanish energy system requires urgent transformation to comply with international climate change objectives, reduce energy dependence and its negative consequences on the Spanish balance of payments, prevent the impact of contaminating energies on health and the drama of energy scarcity. This transformation should seek to reform the production system and industrial framework and ensure future economic competitiveness and sustainability. This also serves as an opportunity to place the public at the centre of change and allow their full participation, not just as consumers but also as producers or "prosumers", to further their empowerment and energy democracy.

Keywords

Decarbonisation, energy model, renewable energies, energy dependence, tariffs, universal access

La agenda pendiente de la descarbonización en España

Dentro del Acuerdo de París, la Unión Europea se comprometió a reducir las emisiones en un 40 % (sobre los niveles de 1990) para 2030. Aunque no se ha producido todavía en la UE un reconocimiento de un objetivo vinculante para 2050 como objetivo propio, se acordó ya en 2011, dentro de la Hoja de Ruta 2050, una reducción de entre el 80 % y el 95 % como objetivo vinculado a las reducciones proporcionales de otros países del mundo, si bien no se consiguió, como pretendía la UE, establecer un objetivo de reducción de las emisiones globales para 2050 estimado en un 60 %.

Una vez firmado el Acuerdo de París, que obliga a todos los países a hacer contribuciones a la reducción de emisiones mediante compromisos específicos cuyo cumplimiento y revisión al alza se controlará periódicamente, no hay duda

de que esta maximización del objetivo 2050 y la revisión al alza del de 2030 es la senda que debe marcar la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en Europa para conseguir la casi total descarbonización de la economía en general y la total del sistema eléctrico para mediados de siglo.

Para alcanzar este objetivo hay que mejorar sustancialmente las políticas europeas, no solo las españolas, aunque en nuestro país hay que hacerlo de manera más rotunda y urgente tanto por obligación, dado nuestro retraso al respecto (España es el sexto país más contaminante de la región y tiene un historial muy deficiente), como por la oportunidad ante los beneficios que representa para España la descarbonización de la economía a través de la reducción del consumo energético y la generalización de las energías de fuentes renovables, por el potencial español al respecto y la alta dependencia energética actual.



De 1990 a 2007, España fue uno de los líderes en crecimiento de emisiones de entre todos los países desarrollados, tendencia desbocada que le llevó a no cumplir con las obligaciones marcadas en Kioto. De 2008 a 2012, las emisiones sufrieron un incremento medio del 23,7 % (comparado a los niveles de 1990) cuando su compromiso permitía un 15 % de incremento.

Este incumplimiento ha tenido un coste importante para los ciudadanos de este país, tanto en la compra de derechos de emisión como en la falta de desarrollo de sectores económicos innovadores con menos emisiones y sostenibles. España se ha gastado más de 800 millones de euros en permisos de emisión, ocupando así un puesto en el grupo de los peores en Europa.

Desgraciadamente, en los últimos años, el resultado sigue siendo decepcionante. La crisis no ha sido utilizada en

España para continuar los cambios en la transformación de la economía, sino todo lo contrario. En el periodo 2013-2014 fue el país que más aumentó sus emisiones, lo hizo en 3,5 millones de toneladas. El Índice de Ejecución Climática de Germanwatch, en 2016, colocaba a España en antepenúltimo lugar de la Unión Europea (solo Austria y Estonia aparecen por detrás de nosotros). El sistema energético se comportó espacialmente mal aumentando las emisiones de CO₂, la dependencia del exterior, la intensidad energética y la factura energética, y todo esto a pesar de que se había producido un descenso de la demanda primaria, fundamentalmente a causa de la crisis económica.

Un sistema dependiente del exterior

A pesar de la evolución tecnológica e industrial de las energías renovables y del incremento de la preocupación y concienciación social por avanzar en una mayor sostenibilidad energética, España sigue teniendo y apostando

por un modelo energético dependiente del exterior, por 17 puntos superiores a la media de la UE28, ineficiente y contaminante, basado en los combustibles fósiles.

La dependencia energética, además de un asunto que entra de lleno en el plano de la seguridad, es un serio problema económico porque es la causa principal del déficit comercial. Durante 2014, las importaciones energéticas costaron 38.071 millones de euros. Los casi 40.000 millones destinados a la compra de combustibles fósiles, que prácticamente equivalen a los ingresos netos por turismo de nuestro país, podrían tener mejores usos en la transformación de nuestra sociedad, mejorando los estándares de vida de los españoles y españolas, tan castigados en los últimos años, a través de inversiones en sectores sostenibles.

Una tarifa eléctrica insostenible

En la actualidad disponemos de un sistema eléctrico sobredimensionado, con altos costes fijos, y de una tarifa eléctrica muy alta y arbitraria en su composición, fruto de un proceso regulatorio traumático, que ha servido para consolidar políticas cuyo objetivo específico ha sido el de proteger a los sectores energéticos tradicionales, y que nada o muy poco tienen que ver con una política energética que mire hacia el futuro.

Con unos precios de la electricidad que han alcanzado los más altos niveles históricos (desde octubre de 2014), uno de los temas fundamentales es aligerar la tarifa eléctrica. Actualmente, esta se utiliza más como un instrumento político energético, territorial e industrial que como el elemento que debe garantizar lo que es un servicio público de primera necesidad. Fomentar la electrificación del sistema energético exige cambiar algunos elementos de la tarifa eléctrica, entre ellos que el 100 % de los compromisos de política energética asumidos por España para alcanzar

los objetivos en energías renovables estén en el precio de la electricidad o la política de apoyo territorial para la homogeneización de precios en sistemas insulares o en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Estos conceptos deberían corresponder a los Presupuestos Generales del Estado.

Las consecuencias de la arbitrariedad en la composición de la tarifa han supuesto que esta haya subido un 76 % en los últimos 10 años. Una racionalización de la misma podría suponer la reducción real del precio de la electricidad al consumidor en un 40 % como mínimo.

La energía como vector de cambio de la economía y la sociedad española

Como hemos visto, por imperativos climáticos, por dependencia y por precio, el sistema energético español tiene que transformarse de manera fundamental. El cambio de modelo energético que proponemos desde la Fundación Renovables no es, sin embargo, solamente tecnológico, que por supuesto también, sino que va más allá al reclamar una serie de principios y valores que rompan y subviertan el sistema actual y que permitan convertir al consumidor en ciudadano, empoderando a la sociedad en este ámbito y, por tanto, en otras muchas facetas relacionadas con el uso de la energía.

La energía debe ser considerada un bien básico y escaso que debe estar por encima de los intereses económicos que se generan a su alrededor para recuperar el atributo de utilidad pública. El acceso a la misma debe ser universal y garantizado, tanto en términos económicos como técnicos.

Uno de los componentes básicos para lograr este objetivo debe ser la puesta en marcha de un plan de erradicación de la pobreza energética, causada tanto por los incrementos continuos de los precios de la energía finalista, como





por la reducción de ingresos debido a la crisis y a las malas condiciones del parque de viviendas, situaciones favorecidas fundamentalmente por la inacción, por la insolidaridad y por la falta de compromiso de los distintos gobiernos y que han llevado a cinco millones de españoles y españolas a no poder calentar adecuadamente sus hogares.

Ya en 2009 la UE aprobó dos directivas que instaban a los gobiernos a aprobar planes contra la pobreza energética. Sin embargo, en España, no solo no se ha actuado al respecto en estos años, si no que el gobierno en ocasiones ha perseguido iniciativas autonómicas para luchar contra ella.

El empoderamiento de la sociedad para recuperar sus derechos debe estar basado en la transformación del consumidor en ciudadano, asumiendo deberes y disfrutando de derechos que le han sido hurtados por la escasa capacidad de actuación de los consumidores y el enriquecimiento sin límites de un sector energético compuesto por grandes corporaciones que han conseguido transformar lo que era un servicio público en un negocio, ajeno a las necesidades sociales.

Eficiencia y energías renovables como ejes fundamentales del nuevo modelo

La eficiencia y las renovables deben ser los dos pilares del modelo porque no hay mejor energía que la que no se consume y porque las renovables son fuentes con una clara disponibilidad distribuida en todo el territorio.

Una economía que requiere menos recursos para producir lo mismo no solo es más innovadora y competitiva, sino que además garantiza su desarrollo futuro.

Que el segundo eje sean las energías renovables es obvio, por la disponibilidad de un potencial energético muy superior al de la media europea, en eólica y solar, sobre todo, y, como hemos mencionado anteriormente, por ser fuentes con una clara disponibilidad distribuida en todo el territorio, lo que supone garantizar la cohesión territorial y establecer una mejor base para un futuro sostenible. La apuesta integrada por la eficiencia y las energías renovables lleva implícito el desarrollo de un nuevo modelo productivo no solo de comportamiento energético sino de nueva economía.



El nuevo modelo tiene que actuar por el lado de la demanda

Se debe actuar por el lado de la demanda y no solo por el de la oferta, porque supone democratizar el sistema energético al colocar al consumidor en el centro del mismo y porque necesitamos racionalizar y gestionar la demanda.

El paradigma actual, elaborado y dirigido desde la oferta, nace a partir de la consideración de la abundancia energética, fomentada por la necesidad de crecimiento del sector empresarial de la energía, hasta configurar un modelo en el que la oferta es flexible, adaptativa y capaz de crecer llegando a cubrir cualquier demanda de energía, sea esta racional o no.

La situación actual no es precisamente positiva ya que tenemos un sistema energético sobredimensionado, ineficaz, ineficiente, contaminante, desgovernado, caro y valorado negativamente por los consumidores que se sienten impotentes para cambiar su dependencia y servidumbre.

Recuperar la capacidad de decisión y democratizar el sistema energético solamente es posible si se coloca al consumidor en el centro del sistema, lo que significa trabajar desde la demanda y que se adopten las medidas necesarias a nivel regulatorio para que sea una realidad.

La energía como motor de la transformación de nuestro sistema productivo

España tiene que empezar a transformar su modelo productivo para generar empleo de calidad y dotarse de sectores industriales de futuro, sostenibles y verdes. Es decir, en un país con un territorio más vertebrado, que aproveche los sectores verdes para el progreso también en el mundo rural, las oportunidades para los diferentes sectores y territorios son numerosas.

Para ejemplo, las iniciativas de eficiencia energética y los sistemas de aprovechamiento de las energías renovables se caracterizan por ser intensivos en mano de obra, por demandar una tecnología y capacidad industrial en la que España ha sido líder mundial y porque su criterio distribui-

do, unido al de accesibilidad, seguridad y sostenibilidad, puede generar valor para una amplia base social y no como viene sucediendo hasta ahora que la generación de valor está en manos de unas pocas empresas.

Si invirtiéramos 4.000 millones de euros anuales en rehabilitación de edificios y viviendas durante 25 años, podríamos rehabilitar energéticamente y en habitabilidad 200.000 viviendas al año (cerca del 1 % del parque de viviendas, un total de 5 millones de viviendas hasta 2040, es decir, más de la quinta parte del parque de viviendas español). Esto supondría ahorros de hasta el 80 %, alcanzando ahorros anuales de 8 millones de Toneladas equivalentes de petróleo (Tep) en 2040, con las correspondientes reducciones en emisiones de CO₂ en esos 25 años y 200.000 empleos fijos directos generados en el sector y otros tantos indirectos.

Son cifras gruesas pero que muestran cómo, con solo una décima parte de los gastos anuales en combustibles fósiles transformados en inversión en rehabilitación de viviendas y edificios, podemos reducir dichos gastos y mejorar la economía, el empleo y nuestra calidad de vida, además de contribuir también a un futuro más sostenible.

No es ninguna utopía; la Comisión Europea propone rehabilitar anualmente, de forma permanente, un 2 % del parque de viviendas en su Hoja de Ruta 2050 para una EU eficiente en el uso de recursos.

Pero esto solo es un ejemplo. La transición energética también está llamada a dinamizar una revolución en el transporte y la movilidad.

El coche eléctrico es uno de sus elementos. En 2015 se matricularon a nivel mundial más de 550.000 vehículos eléctricos, con un incremento de más del 70 % con respecto al año anterior. En países líderes como Noruega y Holanda, la cuota de vehículos eléctricos supera, en el primer caso, el 23 %, con más de 32.000 vehículos matriculados en el año, y el 10 % en el caso de Holanda. En España, sobre una base de 1.034.000 vehículos matriculados en 2015, los vehículos eléctricos suponían una cuota de mercado del 0,2 %, muy lejos de la alcanzada por otros países.

En la actualidad, se producen más coches eléctricos de los que consumimos. España, por su capacidad de fabri-

cación, por su dependencia energética del exterior, por su modelo de transporte no sostenible y por el retraso real en su comparativa con otros países exige una apuesta decidida e integral por el vehículo eléctrico como producto y como sector industrial.

Por supuesto, para la transformación del modelo de producción y consumo actual es necesaria la puesta en marcha de iniciativas y el establecimiento de unas relaciones de intercambio (política fiscal) que catalicen la transformación de un modelo intensivo en recursos no renovables por otro descarbonizado, desenergizado, desmaterializado y basado en recursos renovables. No habrá sostenibilidad sin gobernabilidad y nueva fiscalidad.

La transición energética debe empezar ya

Mientras la mayor parte de las economías de nuestro entorno se están dotando de herramientas para asumir el reto, de leyes y planes de acción sobre el cambio climático y de normativa sobre transición energética, que es probablemente el elemento central de la lucha contra el cambio climático, España se está quedando atrás.

En los últimos años ha experimentado un gran retroceso, tanto en realidades (nuestros gases de efecto invernadero aumentan y se ha producido un parón sin precedentes de las energías renovables) como en planes de futuro.

Esperar más para emprender una verdadera transición energética significa una importante pérdida de oportunidad porque esta se dará en España antes o después. Está en nuestra mano que se produzca lo antes posible para poderla gestionar de una manera más democrática y más participada y para aprovechar mejor las oportunidades que nos brinda en la creación de nuevas actividades, de nuevo empleo y en la reducción, cuanto antes, del alto coste económico, ambiental y de salud que tiene ahora mismo en España el uso de combustibles fósiles. **ROP**



El valor de los recursos distribuidos frente a los centralizados



José Pablo Chaves Avila

Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas



Tomás Gómez San Román

Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas



Pedro Linares

Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas

Resumen

Este artículo caracteriza los distintos recursos distribuidos que se están instalando en los sistemas eléctricos, los servicios que estos recursos proveen y analiza cuál es el origen de su valor frente a los recursos centralizados. El artículo identifica y cuantifica los costes y beneficios involucrados en la prestación de servicios para determinar el valor neto de los recursos distribuidos para los sistemas eléctricos.

Palabras clave

Recursos distribuidos, eficiencia económica, servicios eléctricos, generación distribuida, gestión de la demanda

Abstract

This paper describes the distributed resources that are being currently deployed in the electric systems, the services these resources provide and the origin of the value of these resources in contrast with centralized resources. The paper also describes the trade-offs between the costs and benefits necessary to determine the net value that distributed resources provide to the electric systems.

Keywords

Distributed resources, economic efficiency, electricity services, distributed generation, demand response

1. Los recursos distribuidos como parte de los elementos de cambio del sistema eléctrico

El sector eléctrico se está enfrentando a una serie de retos y transformaciones sin precedentes. Por un lado, la necesidad de descarbonizar el sector como parte de los esfuerzos de mitigación del cambio climático. Por otro lado, la interrelación cada vez mayor entre las redes eléctricas y otras infraestructuras críticas como las telecomunicaciones, el transporte y las redes de gas natural. Al mismo tiempo, los consumidores eléctricos, mediante el uso de recursos energéticos distribuidos, tienen ahora más alternativas para satisfacer sus necesidades energéticas, controlar su consumo e incluso proveer otros servicios adicionales a otros consumidores o al sistema eléctrico.

Los recursos distribuidos a los que nos referimos en este artículo incluyen mecanismos de gestión de la demanda, generación distribuida (solar fotovoltaica, eólica a pequeña escala, cogeneración, microturbinas de gas, etc.), tecnologías de almacenamiento de energía y sistemas de control. Estos recursos distribuidos están conectados en las propias instalaciones de los consumidores o directamente conectados a

las redes de distribución de energía eléctrica. Alemania es un caso emblemático de instalación de recursos distribuidos, específicamente paneles fotovoltaicos, principalmente motivado por el sistema de subsidios a las renovables que ha supuesto que el 98 % de estas instalaciones (cerca de 40 gigavatios) se hayan conectado en redes eléctricas de media y baja tensión y el 85 % de las instalaciones sean de capacidad instalada inferior a 1 megavatio (Fraunhofer ISE 2016). Esta situación también se observa en otros lugares, como en ciertos estados de Estados Unidos, por ejemplo, en Hawaii uno de cada cinco consumidores, y en California uno de cada diez consumidores con casas unifamiliares tienen paneles fotovoltaicos en sus tejados (Utility Dive 2016; CSI 2016).

Algunos de estos recursos distribuidos, como los vehículos eléctricos, los sistemas de climatización o la capacidad de almacenamiento térmico de los edificios, se instalan y se utilizan, principalmente, para proveer servicios a los consumidores de movilidad o climatización y no para proveer servicios al sistema eléctrico. Otros recursos tales como los paneles solares o las baterías se instalan y se utilizan exclusivamente para proveer servicios eléctricos a los propios

consumidores o al sistema eléctrico. En aras a conseguir la eficiencia global, es necesario que ambos tipos de recursos puedan contribuir en la provisión de servicios eléctricos no solo para los consumidores propietarios de los mismos, sino también para el sistema eléctrico en su conjunto.

Bajo este escenario, los recursos distribuidos podrían entrar en competencia con los recursos centralizados (grandes centrales de generación o almacenamiento de energía conectadas a las redes de transporte de muy alta tensión), ya que ambos podrían proveer los mismos servicios al sistema. Por lo tanto, es importante entender dónde radica el valor de los recursos distribuidos frente a los centralizados, tanto para los propietarios de los recursos como para el sistema eléctrico, y si lo distribuido es más eficiente económicamente o no que lo centralizado. En muchos de los casos mencionados anteriormente el desarrollo de lo distribuido ha estado motivado por un sistema de subvenciones que no siempre se ha basado en un análisis técnico-económico riguroso. Algunos de los objetivos que persiguen ciertas políticas (por ejemplo, reducción de emisiones) se podrían haber conseguido a un menor coste con otras alternativas o tecnologías diferentes a las promocionadas, centralizadas o distribuidas.

Este artículo recoge en su mayoría las ideas expresadas en el capítulo 8 del informe del proyecto *Utility of the Future* (Pérez-Arriaga et al. 2016), realizado en colaboración entre el Instituto Tecnológico de Massachusetts y el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas.

2. El valor de los recursos distribuidos

El valor de los recursos distribuidos puede clasificarse en dos tipos de beneficios. El primero son los beneficios que se generan cuando se proveen servicios a los consumidores o se dan servicios de apoyo al sistema eléctrico necesarios

para su buen funcionamiento. El segundo son otros beneficios que van más allá del sistema eléctrico.

Además, los beneficios que aportan estos recursos tienen una componente geográfica y temporal, es decir, dependen del momento y lugar en el que se presten los servicios asociados. La componente geográfica o local, al estar conectados cerca de los consumidores, y a las redes de distribución, es lo que constituye su valor diferencial y de lo que carecen, por el contrario, los recursos centralizados.

La definición de los servicios que los recursos centralizados o distribuidos pueden proveer al sistema eléctrico podría ser controvertida porque existe una amplia gama de estos servicios que va desde servicios físicos, financieros, basados en la información, según los métodos de asignación de costes, etc. Sin embargo, los servicios descritos en este artículo intentan ser generalizables para la mayoría de contextos regulatorios, mercados y tecnologías.

El principal servicio eléctrico para el consumidor final es la energía eléctrica que se usa para distintos propósitos (iluminación, funcionamiento de aparatos eléctricos, etc.). La energía puede ser abastecida tanto mediante recursos distribuidos como mediante recursos centralizados, sin embargo hay otros servicios donde los recursos distribuidos aportan un valor diferencial. La tabla 1 resume los principales beneficios que aportan los recursos distribuidos, según los servicios que proveen y que se discutirán a continuación.

Primero se discutirá el valor que aportan los recursos distribuidos para el sistema eléctrico asociado a su ubicación, como la reducción de pérdidas óhmicas y congestiones en las redes eléctricas (por límites térmicos o tensión). Por

	Valor asociado a la ubicación	Valor independiente de la ubicación
	Energía	Capacidad firme
Valor para el sistema eléctrico	Margen de capacidad de redes	Reservas de potencia para control de frecuencia
	Calidad de suministro	Cobertura ante variabilidad del precio
	Fiabilidad y resiliencia	
Otros valores	Uso del espacio	Reducción de emisiones
	Empleos locales	Seguridad de suministro energético

Tabla 1. Clasificación del valor de los recursos distribuidos

ejemplo, al instalar generación distribuida en el mismo punto de conexión que la demanda los flujos por las redes pueden disminuir y con ellos las pérdidas asociadas al transporte de energía. Sin embargo, hay que recordar lo que se conoce como beneficios marginales decrecientes, esto es, cuanto más generación distribuida se instale, su beneficio en reducción de pérdidas suele ir disminuyendo y, en todo caso, dependerá de la alineación que exista entre el consumo y la generación. Si la generación supera el consumo y se exporta al resto del sistema, las pérdidas podrían volver a aumentar por el incremento de flujos en las redes. Siguiendo la misma lógica, el uso de recursos¹ distribuidos puede aliviar problemas de congestión en las redes cambiando su perfil de generación o consumo y, de esta manera, las inversiones en los activos de redes se podrían evitar o retrasar. De nuevo, este efecto depende del nivel de penetración de los recursos en las redes. En el caso de la generación distribuida y por los beneficios marginales decrecientes, inicialmente las inversiones en elementos de red necesarios para transportar energía y mantener la calidad del suministro se pueden evitar, pero si todos los consumidores en una determinada localidad empiezan a instalar generación distribuida, podría hacer falta inversión adicional en red para poder evacuar toda la energía que no se consume y exportarla al resto del sistema.

Además, los recursos distribuidos, al estar cerca de la demanda, pueden tener un valor en términos de mejoras en la

calidad y fiabilidad del suministro eléctrico. Ante un posible corte de suministro, un generador local puede satisfacer la demanda local mejorando así la calidad del suministro. De igual manera, ante catástrofes naturales que provoquen caídas en el tendido eléctrico la generación local puede aumentar la resiliencia del sistema y suministrar a consumidores locales.

A modo de ejemplo, la figura 1 muestra el valor de los servicios proporcionados por la generación fotovoltaica en el área de Long Island, en Nueva York, donde la demanda eléctrica es elevada, la generación local es escasa y las conexiones eléctricas con el resto del sistema son limitadas. En este caso, como se puede observar, los beneficios alcanzan 84,7 \$/MWh, un valor elevado. Sin embargo, Pérez-Arriaga et al. (2016) también reportan que en otra área del Estado de Nueva York este valor es 10 veces menor, de solo 7,9 \$/MWh, mostrando así que el valor de los recursos distribuidos es muy dependiente de la ubicación, incluso dentro de un mismo sistema eléctrico.

Los recursos distribuidos pueden también proveer otros servicios al sistema eléctrico que no dependen de la ubicación del punto de conexión donde se intercambia energía con el sistema, como por ejemplo el servicio de reserva de potencia para controlar la frecuencia del sistema eléctrico ante desequilibrios instantáneos entre generación y

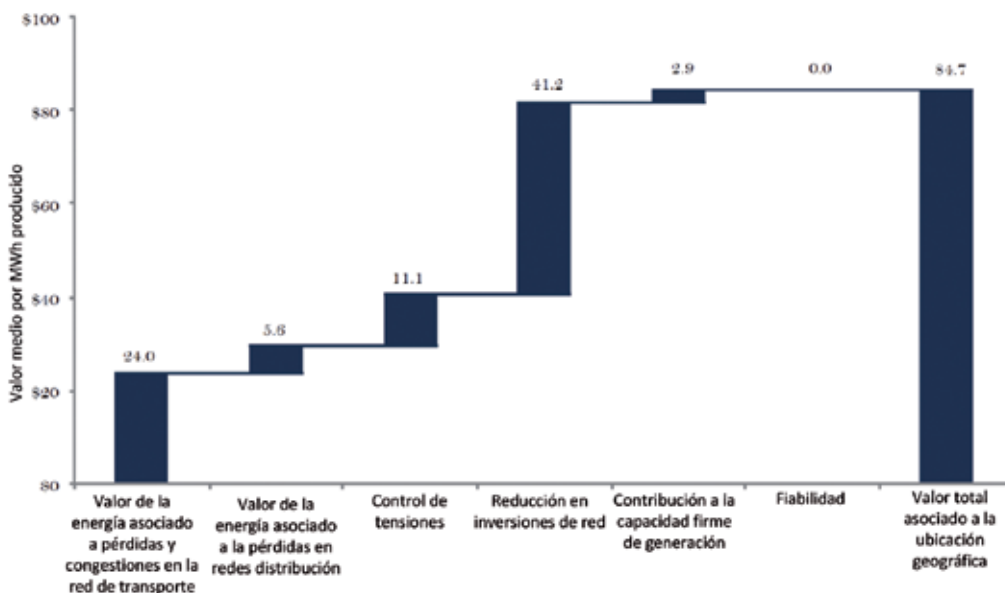


Fig. 1. Valor asociado a la ubicación de generación solar fotovoltaica en Long Island, Nueva York (ejemplo con valor elevado). Fuente: Pérez-Arriaga et al. (2016)

demanda. En esta misma línea, también, los recursos distribuidos pueden contribuir a asegurar capacidad firme de generación para hacer frente a eventos que amenacen la seguridad de suministro o servir como cobertura ante la variabilidad de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas. Estos servicios tienen un valor que, por lo general, es igual para todo el sistema eléctrico interconectado, independientemente de la ubicación específica de los recursos distribuidos.

Como se muestra en la tabla 1, hay beneficios locales asociados a los recursos distribuidos que van más allá del sistema eléctrico. Por ejemplo, una posible mejora en el uso del espacio/terreno, principalmente en lugares donde el espacio es limitado o tiene mucho valor, como en las ciudades. Un claro ejemplo de este valor es la instalación de placas fotovoltaicas en los tejados. Adicionalmente, la instalación de recursos distribuidos también podría tener un efecto en aumentar el empleo local, aunque la estimación de este efecto es mucho más compleja. Finalmente, hay valores para los consumidores que van más allá de lo meramente económico. Algunos consumidores podrían obtener cierto valor o satisfacción al autogenerar su electricidad con energía verde por ejemplo, a pesar que ello pueda resultar más costoso que la alternativa de comprar directamente la energía de la red.

Otros beneficios independientes de la ubicación que también se incluyen en la tabla 1 son la reducción de emisiones cuando generación distribuida sea de origen renovable o cuando se consiga una reducción u optimización del consumo mediante medidas de gestión de la demanda o eficiencia energética. Además, la generación distribuida tiene beneficios en la seguridad de suministro energético al ser un recurso local que no depende de factores externos.

3. El valor de recursos distribuidos infrautilizados

Actualmente existen importantes recursos distribuidos instalados y disponibles en los edificios y viviendas, que pueden proveer servicios al sistema eléctrico, y sin embargo no lo hacen. Estos recursos son los electrodomésticos, los climatizadores, los generadores de respaldo, etc. Además, nuevos recursos distribuidos tales como los vehículos eléctricos cuyo principal objetivo es cambiar el modo de movilidad, también pueden proveer servicios al sistema eléctrico. La optimización de la operación de todos estos recursos es una necesidad para conseguir un sistema eléctrico más eficiente en el futuro.

La transformación de consumidores pasivos a consumidores flexibles y que responden a señales económicas de precio puede aumentar exponencialmente la capacidad de los recursos distribuidos de dar servicios en el momento y lugar donde ofrezcan más valor al sistema eléctrico. Además, en muchos casos, aprovechar el valor de estos recursos distribuidos existentes puede ser más eficiente que invertir en nuevos recursos distribuidos o centralizados o en redes de transporte o distribución. Sin embargo, para explotar el valor de estos recursos, por lo general, se necesitan inversiones en telecomunicaciones, sistemas de control o infraestructura de medición, aunque, en la mayoría de los casos, estas inversiones pueden ser modestas. Otro coste a considerar es el coste de oportunidad relacionado con una posible pérdida de confort en el uso de determinados electrodomésticos o aparatos de climatización. No obstante, este coste de oportunidad suele ser bajo para algunos recursos como en el caso de sistemas de climatización con acumulación térmica o inversores inteligentes que controlan la potencia activa y reactiva de los paneles solares. En otros casos, el coste de oportunidad puede ser alto, por ejemplo, cuando hay que reducir la demanda en una situación de emergencia. Además, hay costes de implementación de los cambios regulatorios que deben tomarse en cuenta. En la actualidad, existen barreras en el funcionamiento del mercado, así como en la planificación y operación de las redes de distribución que impiden que muchos de estos recursos distribuidos presten servicios al sistema. Los capítulos 6 y 7 del *Utility of the Future* exploran estas barreras y proponen alternativas de mejora.

4. Economías de escala y el coste de oportunidad de los recursos distribuidos

Algunas de las tecnologías más empleadas en instalaciones de recursos distribuidos, tales como los paneles fotovoltaicos, las baterías o las celdas de combustible, pueden instalarse en múltiples tamaños. Estas instalaciones dependiendo de su tamaño presentan diferentes grados de economías de escala, lo que significa que los costes de la tecnología son decrecientes por unidad de capacidad según el aumento del tamaño de la instalación.

El tamaño para el cual las economías de escala se agotan varía significativamente de una tecnología a otra. Las centrales de generación tradicionales como la nuclear, hidráulica, carbón o gas natural se han construido en tamaños con unidades que van desde los cientos hasta los mil megavatios, maximizando de esta manera la reducción de costes debido a las economías de escala. Por el contrario, para las

tecnologías de las que estamos hablando, como la solar fotovoltaica, las economías de escala se agotan en los pocos cientos de megavatios. Aun así, incluso para esta tecnología las economías de escala son significativas (ver figura 2).

Por lo tanto, las economías de escala son importantes incluso para los recursos distribuidos. Para los recursos que pueden instalarse en múltiples tamaños, se debe de llegar a un balance entre el aumento de valor debido a la ubicación más distribuida de los recursos en los lugares más efectivos en el sistema eléctrico y el coste adicional por la reducción en el tamaño de las instalaciones. De esta manera, se podrá identificar la ubicación y aplicaciones óptimas de estos recursos. En algunos lugares específicos donde las redes están experimentando congestiones frecuentes o en áreas de alto aumento de la demanda, el valor asociado a la localización de los recursos puede ser considerable (ver figura 1), y ello otorgaría ventajas económicas a la opción de recursos distribuidos como paneles fotovoltaicos o tecnologías de almacenamiento a pequeña escala, comparado con estas mismas tecnologías de mayor tamaño y menor coste pero no ubicadas en lugares idóneos. Por otro lado, en redes eléctricas donde las congestiones son poco frecuentes, el valor asociado a la ubicación puede ser bastante reducido y por tanto compensar el aprovechar las economías de escala con instalaciones de mayor tamaño.

La determinación eficiente del tamaño y ubicación correctos de los recursos distribuidos requiere, por tanto, de un sistema de precios y cargos que ponga en valor los costes y beneficios involucrados y garantice la igualdad de condiciones en la competencia entre los recursos centralizados y los distribuidos en sus diferentes tamaños. De esta manera, los inversores en estos recursos internalizarán el balance entre el valor asociado a la localización de los recursos y las economías de escala. Cómo debe configurarse este sistema de precios y cargos excede el ámbito de este artículo pero para los lectores interesados se desarrolla en detalle en el capítulo 4 del *Utility of the Future*.

Finalmente, conviene recordar que los sistemas eléctricos se han ido interconectando a lo largo de los años para aprovechar los beneficios asociados a la complementariedad de los recursos, por ejemplo, energías renovables dispersas en extensos territorios. En las horas en las que hay lluvia o viento y por lo tanto mucha generación hidráulica y eólica, puede complementarse con energía solar que se produce en otras horas y por lo tanto satisfacer la demanda en un largo período con recursos renovables. Los excedentes de energía renovable pueden almacenarse para ser utilizados en horas con mayor déficit de producción y por tanto con precios de la energía más elevados o exportarse a sistemas vecinos, también importar energía cuando sea económicamente efi-

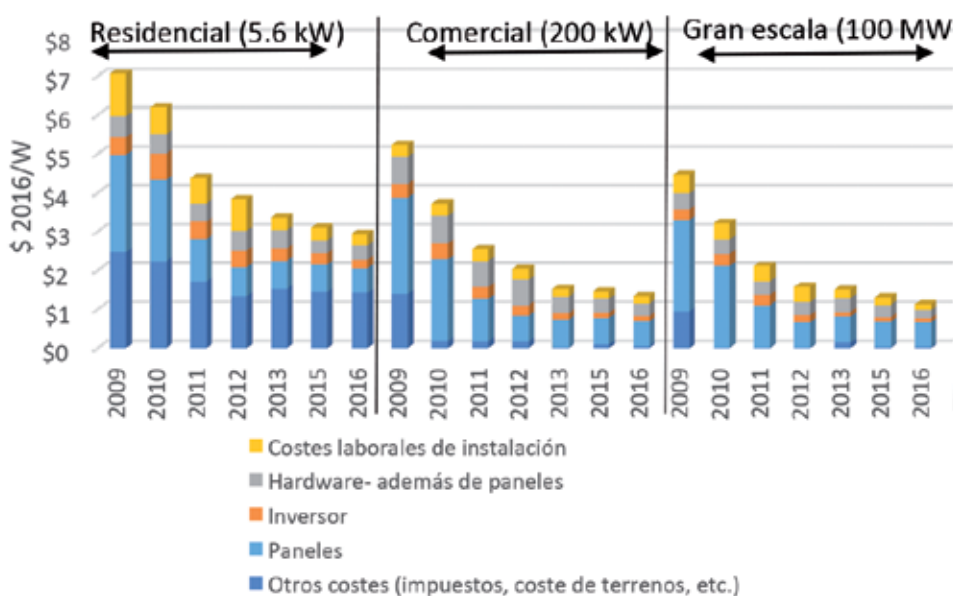


Fig. 2. Coste de los paneles fotovoltaicos en Estados Unidos según el tamaño de las instalaciones durante el período 2009-2016. Fuente: Elaboración propia basada en datos de NREL (2016)

ciente. Cuanto más extensos sean los sistemas eléctricos interconectados, mayor será la posibilidad de complementariedad de recursos. El óptimo económico de la interconexión de sistemas dependerá del coste de las interconexiones y el coste de operación de las mismas.

En resumen, cuando se considera el valor de los recursos distribuidos se debe tener en cuenta el valor temporal y espacial de los servicios que ofrecen, el coste de oportunidad y de transacción asociados a la operación de estos recursos, los costes iniciales de activación necesarios para que estos recursos puedan consumir o proveer servicios al sistema eléctrico, y las economías de escala.

5. Conclusiones

Una de las mayores transformaciones que afrontan los sistemas eléctricos de nuestros días es la proliferación de los recursos distribuidos. Estos recursos se encuentran conectados en las redes de distribución eléctrica y cerca de los consumidores, lo que les da más opciones para gestionar sus consumos, autoabastecerse de energía e incluso proveer servicios al sistema eléctrico.

Los beneficios económicos que aportan los recursos distribuidos pueden ser de diferente índole. Pero el elemento característico de los recursos distribuidos es su ubicación. Esta característica ofrece una serie de beneficios al sistema eléctrico, como la reducción de pérdidas y congestiones, el retraso o reducción de inversiones en redes, así como el aumento de la calidad, fiabilidad y resiliencia del suministro.

Sin embargo, para que estos beneficios se materialicen es fundamental observar el tiempo y lugar en concreto en el que se instalan los recursos. El valor que aportan los recursos distribuidos al sistema puede ser muy grande o muy pequeño, en función de dónde se instalen. Y a ello también contribuyen las economías de escala, significativas también para los recursos distribuidos, y que pueden hacer que, a pesar del valor del recurso distribuido, pueda compensar más su utilización de forma centralizada. Además, hay otros beneficios de estos recursos que no dependen de su ubicación, como por ejemplo los servicios de control de frecuencia o capacidad firme.

Por tanto, y a la hora de decidir correctamente qué recursos instalar de forma distribuida y cuáles de forma centralizada, es esencial contar con una regulación correcta, que envíe señales de precios y cargos eficientes y robustas y que genere un terreno de juego equilibrado. Estas condiciones permitirán

también activar de forma eficiente recursos en manos de los consumidores que actualmente proporcionan por ejemplo climatización o movilidad, pero que también podrían dar servicios eléctricos al sistema. Por supuesto, habrá que valorar en todo caso que la activación de estos recursos requiere una serie de costes en telecomunicaciones, gestión y control, medida, etc.

Finalmente, hay que recordar que los sistemas eléctricos se han ido interconectando a lo largo de los años para aprovechar la complementariedad de los recursos energéticos. Los beneficios de esto son múltiples, desde la eficiencia económica, la reducción del impacto ambiental, hasta el aumento en la seguridad de suministro. Por consiguiente, la integración eficiente de los recursos distribuidos, en la gran mayoría de los casos, debería formar parte y cooperar al buen funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados. **ROP**

Notas

(1) Para una mayor discusión de la definición de los servicios, ver el capítulo 2 del proyecto *Utility of the Future*.

Referencias

- CSI, California Solar Statistics. 2016. «*California Solar Statistics*». https://www.californiasolarstatistics.ca.gov/reports/locale_stats/.
- Fraunhofer ISE. 2016. «*Recent Facts about Photovoltaics in Germany*». Freiburg, Alemania. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>.
- NREL, National Renewable Energy Laboratory. 2016. «*U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016*». <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>.
- Pérez-Arriaga, I.J, C Batlle, T. Gómez, J. Chaves-Avila, P. Rodilla, I. Herrero, P. Dueñas, et al. 2016. «*Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*». <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
- Utility Dive. 2016. «*17 % of Hawaiian Electric customers now have rooftop solar*». Utility Dive. <http://www.utilitydive.com/news/17-of-hawaiian-electric-customers-now-have-rooftop-solar/413014/>.

+ desarrollo sostenible

Más que agua

Talento, conocimiento y compromiso.
Aportamos respuestas adecuadas
para una gestión más eficiente.
Compartimos conocimiento
y generamos innovación.
Trabajamos por un futuro basado
en el compromiso y la cooperación.

www.aqualogy.net



AQUALOGY
Where Water Lives

SOLUCIONES INTEGRADAS
DEL AGUA PARA UN
DESARROLLO SOSTENIBLE

La regulación del autoconsumo en España: ¿un impuesto al Sol?



Juan José Alba Ríos
Dirección de Regulación de Endesa



Vanessa Aragonés Ahnert
Dirección de Regulación de Endesa



Julián Barquín Gil
Dirección de Regulación de Endesa



Eduardo Moreda Díaz
Dirección de Regulación de Endesa

Resumen

El RD 900/2015 regula, por primera vez, el autoconsumo en España. Esta forma de generación recibe creciente atención debido a la espectacular bajada de costes de la generación fotovoltaica. El RD 900/2015 ha recibido numerosas críticas, señalando algunos comentaristas que instituye un impuesto especial a la generación fotovoltaica, el llamado “impuesto al Sol”. Este artículo argumenta que la actual estructura tarifaria, con una carga fiscal y parafiscal extraordinaria, causa incentivos perversos que dificultan, entre otras cosas, la inversión en generación renovable eficiente y la descarbonización del sistema energético, e introduce un incentivo ineficiente a la generación distribuida. El llamado “impuesto al Sol” es, en realidad, un mecanismo para que los autoconsumidores sigan pagando su contribución a las numerosas cargas y tasas que pesan sobre la factura de la electricidad, tratando de evitar que el desarrollo del autoconsumo suponga un coste para los consumidores que no hagan uso de esta posibilidad..

Palabras clave

Autoconsumo, generación distribuida, generación fotovoltaica, baterías, tarifa eléctrica, impuestos y tasas eléctricas

Abstract

Royal Decree 900/2015 regulates self-consumption for the first time in Spain. This form of generation has received growing attention due to the spectacular drop in the cost of photovoltaic generation. Decree 900/2015 has been heavily criticised and some commentators have indicated that this acts as a special tax on photovoltaic generation, which has been labelled the “sun tax”. This article argues that the current tariff structure, with an extraordinary tax and parafiscal burden, causes perverse incentives that, among other factors, handicap investment in efficient renewable generation and the decarbonisation of the energy system and introduce an inefficient incentive to distributed generation. The so-called “sun tax” is, in all reality, a mechanism, to ensure that self-consumers continue to pay their contribution to the numerous charges and tariffs that burden the electricity bill and attempts to prevent the development of self-consumption from leading to costs to consumers that do not make use of this possibility..

Keywords

Self-consumption, distributed generation, photovoltaic generation, batteries, electricity tariff, electricity taxes and rates

Introducción

Hay un cambio tecnológico en marcha. Aparecen nuevas tecnologías, como la generación fotovoltaica y las baterías, que se hibridan con tecnologías avanzadas de control, medida y comunicación, como los contadores inteligentes. Estas tecnologías anuncian el comienzo de una edad dorada de la electricidad, el vector energético más limpio y eficiente, que no solamente seguirá proporcionando sus servicios actuales, sino que substituirá en gran medida a otros vectores en el transporte o la calefacción. No tengan duda: el futuro es eléctrico.

Un efecto muy relevante de esta revolución desde el punto de vista regulatorio es que ya no hay, o no tardará en haber, clientes cautivos. Es técnicamente factible desconectarse de la red eléctrica y seguir disfrutando de la electricidad. Es cierto que puede no ser lo más económico o incluso ser ambientalmente dañino. Por ejemplo, es difícil pensar en una residencia autosuficiente sin un grupo de generación diésel o de gas natural, incluso si dispone de paneles fotovoltaicos o micro-eólica. De hecho, la electricidad será particularmente apreciada durante los días fríos, oscuros y sin viento del invierno. Este respaldo será necesario incluso si en el futuro baja substancialmente el precio de las baterías, como ha bajado el de las placas fotovoltaicas.

Pero incluso sin que lleguen a darse estos escenarios dramáticos y, en nuestra opinión, improbables, de desconexión, la flexibilidad que las nuevas tecnologías proporcionan al consumidor tiene importantes consecuencias. El consumidor comparará el precio que paga por la energía que suministra la red con el coste de comprar un panel. Comparará el pago que realiza por la potencia que tiene contratada con el coste de una batería.

Por tanto, la electricidad de red tiene ahora substitutos económicos, aunque sean parciales. Además, la electricidad es de forma creciente substituta de otras formas de energía (por ejemplo, coches eléctricos que substituyen coches diésel). Ahora bien, cuando se cargan impuestos y tasas diferentes a bienes substitutos, se incentiva a usar el bien con menos cargas, aunque sea socialmente más costoso o ambientalmente más dañino. Lo que debiera hacerse es imponer impuestos y cargas armonizados para la electricidad de red, la venta de paneles fotovoltaicos o baterías, el combustible de automoción, y otros.

Esto no es un planteamiento teórico: es un problema práctico que ya ha estallado, y en ningún sitio más claramente que en el autoconsumo. Como se demostrará más abajo, la regulación española sobre el autoconsumo no incluye ningún “impuesto al Sol”, si no que trata de asegurar que los consumidores sigan pagando las muy considerables cargas impositivas y cuasi-impositivas que actualmente soportan, instalen o no paneles fotovoltaicos o baterías. Aunque tiene lógica, el esquema regulatorio resultante es complejo, es ineficiente, es intrusivo y, consecuentemente, es impopular. La solución es tan sencilla en teoría como difícil en la práctica: tasas e impuestos equivalentes para todos, que reflejen las externalidades realmente causadas. Es decir, eso que a menudo se llama una reforma fiscal verde.

Tarifas y fotovoltaica socialmente eficientes (o no)

La regulación eléctrica se ha construido atendiendo a la tecnología existente en cada momento. Tradicionalmente la generación eléctrica era una actividad centralizada debido a las importantes economías de escala existentes. Por otra parte, la electricidad es un bien esencial, sin substitutos económicos. Por tanto, centralización inevitable y necesidad conspiraban para hacer de los consumidores, consumidores cautivos. Ello posibilitaba que el precio de la electricidad incluyera otros muchos costes distintos del coste de suministro. Por otra parte, el consumo eléctrico de los hogares estaba muy correlacionado con su renta. Por ello, al incluir todos estos costes distintos del de suministro en forma de impuestos y tasas, se podía argumentar que se estaba implantando un sistema eficiente (no se modificaban las decisiones de consumo), eficaz (era fácil de administrar) y fiscalmente progresivo. La electricidad se convirtió en una herramienta de recaudación muy práctica para los gobiernos.

Este mundo ya no existe. Como se ha argumentado en la sección anterior, los consumidores han dejado de ser cautivos. Por tanto, enfrentados a diversas opciones con diversas cargas fiscales y parafiscales, tienen los incentivos y los medios para escoger aquellas con menores cargas, incluso si son socialmente menos deseables. Existen numerosos ejemplos de esto, pero quizá ninguno más claro y más relevante para el análisis del autoconsumo que la comparación entre la fotovoltaica distribuida y la de gran escala. Que en este contexto incluye cualquier instalación mayor de 1 MW, o incluso menores.

La tecnología aquí es la misma y, por lo tanto, la disminución de costes que se dé en el futuro discurrirá por caminos paralelos en ambos casos. No obstante, hay economías de escala que hacen que la generación fotovoltaica de gran escala sea mucho más barata que la residencial (véase, para ambos puntos, la figura 2 del capítulo “El valor de los recursos distribuidos frente a los centralizados”, por J. P. Chaves et al en este número). Socialmente, la instalación de generación fotovoltaica residencial en vez de centralizada solamente se justifica si existen ahorros significativos en otras partes del sistema.

Los dos tipos de ahorros que se suelen aducir son ahorros en pérdidas o en inversiones de red. En ambos casos solamente existen si generación distribuida y consumo son coincidentes en el espacio y el tiempo: se genera donde y cuando se consume. En otras circunstancias no solamente no hay ahorros, si no que puede haber incluso costes adicionales.

Por ejemplo, considérese una residencia urbana, y supóngase que es factible instalar paneles fotovoltaicos. Un primer problema es que la instalación no solamente será más cara (en €/kW instalado) que una instalación industrial, sino que también será más difícil instalarla con una orientación óptima (no es habitual que se construyan las casas pensando en la hipotética instalación posterior de paneles). Pero, sobre todo, el ritmo de vida de sus inquilinos no tendrá en general mucho que ver con el perfil de generación.

En efecto, es de esperar que los habitantes se levanten, desayunen, vayan a sus trabajos o al colegio en el caso de los niños, y vuelvan por la tarde, posiblemente después de la puesta del Sol en invierno y algo antes en verano. Su consumo eléctrico seguirá este patrón: un primer pico de consumo por la mañana, seguido de un segundo, más alto y duradero, por la tarde y noche. En estas horas de consumo, poco o nada ayudará el panel: la energía vendrá por la red. Por lo tanto, se producirán las mismas pérdidas con y sin paneles, y habrá que dimensionar la red exactamente igual para que sea capaz de llevar la misma potencia en el pico de demanda a última hora de la tarde o por la noche. Es decir, no hay ahorro alguno de costes. La instalación fotovoltaica usará la red para exportar su generación a otras áreas del sistema. Dependiendo de la generación que se dé, esto puede requerir refuerzos, y por tanto costes adicionales, en la red. También puede

conllevar pérdidas adicionales en comparación con la generación de gran escala: al fin y al cabo, la energía distribuida tendrá que “subir” por la red de distribución a la de transporte para volver a “bajar” a los centros de consumo.

El cálculo de estos sobrecostes no es trivial. Depende, entre otras cosas, de la dispersión del consumo y de la regulación de red aplicada. Para condiciones típicas de zonas residenciales europeas, un estudio de MIT (MIT, 2015, p. 162) calcula un incremento de costes de distribución de un 30% para una penetración fotovoltaica del 30%.

Esto no significa, por supuesto, que la generación distribuida sea siempre mala, como los propios autores del estudio citado admiten. Pero en general cabe esperar que haya ahorros significativos sobre la generación centralizada solamente cuando haya una coincidencia lo bastante elevada entre autogeneración y consumo. Por ejemplo, unos grandes almacenes, que abren durante las horas de sol, con un elevado consumo en aire acondicionado.

Además de lo anterior, existen otros costes que podrían ser relevantes. Por ejemplo, conforme las energías renovables intermitentes aumentan su penetración, crece también la importancia de controlar su generación en tiempo real para garantizar la factibilidad de la operación. Ello es en principio fácil en el caso fotovoltaico: la electrónica de potencia que lleva incorporada permite regular con exquisita precisión la energía que inyecta minuto a minuto en la red (lógicamente, produciendo por debajo de la generación máxima en cada instante) controlando la tensión en el punto de conexión. Los sistemas de monitorización y control presentan enormes economías de escala: cuestan casi lo mismo independientemente del tamaño de la instalación y, además, resultan mucho más útiles al operador del sistema si permiten el control de una instalación grande. De nuevo, todo esto no significa que la generación distribuida sea siempre peor que la centralizada, pero sí que ciertamente puede serlo.

Incentivos perversos: la tarifa eléctrica

Uno de los objetivos de la regulación es alinear el interés privado con las metas públicas. En este sentido la regulación española, y más específicamente, el sistema de tarifas no da la talla: incentiva la generación fotovoltaica ineficiente y no la eficiente.

Comencemos desde el principio: la factura eléctrica. Ésta tiene una estructura binomial: una parte es por la energía consumida (€/kWh) y otra por la potencia contratada (€/kW). La factura recoge básicamente tres conceptos:

1. El precio de la energía y otros costes de entidad mucho menor ligados a la generación. Esta parte es esencialmente un precio por energía consumida, pérdidas de transporte y distribución incluidas.
2. Los peajes de acceso, que pagan los costes regulados de las redes de transporte y distribución. Se cobran básicamente por potencia contratada, ya que los costes de la red no dependen de cuanta energía transporta, sino de su capacidad.
3. Los cargos, que pagan una serie de costes de política energética. Principalmente son subvenciones a renovables y cogeneración, anualidades del déficit de tarifa y ayudas al consumo en las islas Baleares y Canarias, Ceuta y Melilla. Se cobran principalmente por la energía consumida.

En la figura se indica el desglose de la factura anual para un consumidor doméstico típico. Sobre esta factura hay que añadir dos impuestos ad valorem: el impuesto especial de la electricidad (5%) y el IVA (21%).

Producir la propia energía presenta, a priori, una serie de ventajas:

- Por una parte, se ahorra en la adquisición de energía en el mercado eléctrico, más las pérdidas asociadas de transporte y distribución. Este ahorro corresponde al ahorro de costes de generación.
- Puede ahorrarse también parte de los costes de acceso. Para un consumidor doméstico, este ahorro sería previsiblemente en el término de energía, relativamente pequeño, ya que la mayor parte del acceso se paga en el término de potencia. Este último no cambiará, al no cambiar la potencia contratada. La razón es que, como se ha comentado ya, su demanda durante las horas de punta no se modificará, ya que su consumo máximo se da a última hora de la tarde o primera de la noche, cuando no hay producción fotovoltaica. Por tanto, no cambia el dimensionado de la red ni su coste, que es lo que pretende reflejar el término de potencia.

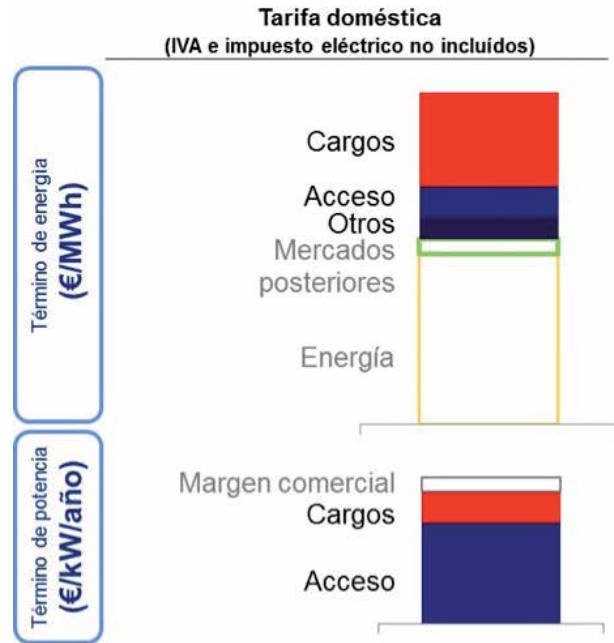


Fig. 1. Desglose de la factura en i) generación, básicamente energía (blanco), ii) acceso, básicamente redes (azul oscuro) y iii) cargos (rojo). Los mercados posteriores son los mercados de reserva y otros mercados gestionados por el Operador del Sistema. “Otros” incluye pagos por capacidad, pagos por interrumpibilidad, y los pagos al Operador del Sistema y al Operador del Mercado.

- El mayor problema, e incentivo indebido, se da en el ahorro en la parte de cargos asociada al término de energía, que es la mayor parte de los mismos. De hecho, no está ni siquiera clara la razón de imputarlos a la energía en vez de a la potencia o a algún otro parámetro o, ya puestos, la razón de cargar estos costes de política a la electricidad en vez de a la fiscalidad general. En cualquier caso, estos cuasi-impuestos no cobrados no tienen la contrapartida de ningún ahorro en parte alguna; es decir, lo que un cliente deja de pagar tendrá que pagarlo el resto. Esta componente (los cargos), además de los elevados impuestos, es lo que encarece el precio doméstico de la electricidad en relación al existente en Europa, ya que los costes de energía y acceso a redes en España son inferiores a la media europea (Robinson, 2015).
- Finalmente, el mismo IVA que se carga a la electricidad se carga a los equipos de autogeneración, con lo que el IVA no debiera generar distorsiones. El impuesto eléctrico

solamente se carga a la electricidad, y es causa de distorsión económica.

Esta estructura de la tarifa unida a la bajada de los costes de la generación fotovoltaica crea un incentivo perverso. El autoconsumo se vuelve atractivo como una forma de evitar el pago de parte de los cargos, al margen de su eficiencia o ineficiencia económica desde el punto de vista social. Instalar un panel fotovoltaico ahorra a la sociedad el coste de la energía que se generaría en su lugar con otra instalación en otra parte del sistema. Este ahorro lo percibe el consumidor en su pago por energía. Pero además el consumidor ahorra el pago de cargos, ahorro que no tiene contraparte o ahorro social alguno. Esta diferencia, los cargos, es una medida de la ineficiencia del sistema de tarifas. Siendo elevados, denotan una tarifa muy ineficiente.

Para evitar la fuga de cargos, el gobierno ha introducido una regulación orientada a asegurar el cobro de los mismos, independientemente de si el consumidor tiene instalaciones de autoconsumo o no. Esta es, como se demuestra abajo, la esencia del RD 900/2015, que regula el autoconsumo en España. Se trata de una solución regulatoria consistente con la lógica del sistema actual que presenta, no obstante, algunas deficiencias.

Amarrando impuestos (¡y cuasi-impuestos!): el inexistente “impuesto al Sol”

El autoconsumo se menciona por primera vez en la regulación española en la Ley (“del Sector Eléctrico”) 24/2013,

que se desarrolla en el Real Decreto RD 900/2015. El RD 900/2015 ordena que la generación y baterías en su caso se sitúen en un circuito diferente del de la carga, tal como se muestra en la figura 2.

Existen razones técnicas, y muy especialmente de seguridad, para situar generación y consumo en diferentes circuitos. De hecho, la mayor parte del RD 900/2013 está dedicada a la regulación de estos aspectos técnicos, de ingeniería. Sin embargo aquí nos centraremos en los aspectos económicos.

En general, no es siempre fácil deducir los razonamientos del Regulador a partir de la legislación aprobada, sus memorias técnicas y otros documentos relacionados. Esto es cierto también en el caso del RD 900/2013. No obstante, los parámetros finales aprobados son consistentes con la aplicación de un cierto modelo regulatorio “ideal” a los sistemas realmente instalados.

En esta regulación “ideal” existen contadores en la acometida a la instalación (M1), el circuito de carga (M2) y el de generación (M3). Como se indica más abajo, hay redundancia en este esquema, pero es útil tenerlo presente por el momento. Estos contadores miden la energía (kWh) que circula por cada circuito. Adicionalmente, existe una cierta potencia contratada (kW) para cada circuito. La idea básica del RD 900/2013 es que los costes de energía y acceso se pagan de acuerdo a las medidas y potencia contratada en la acometida (M1), mientras que los cargos se pagan de acuerdo a medidas y potencia contratada en

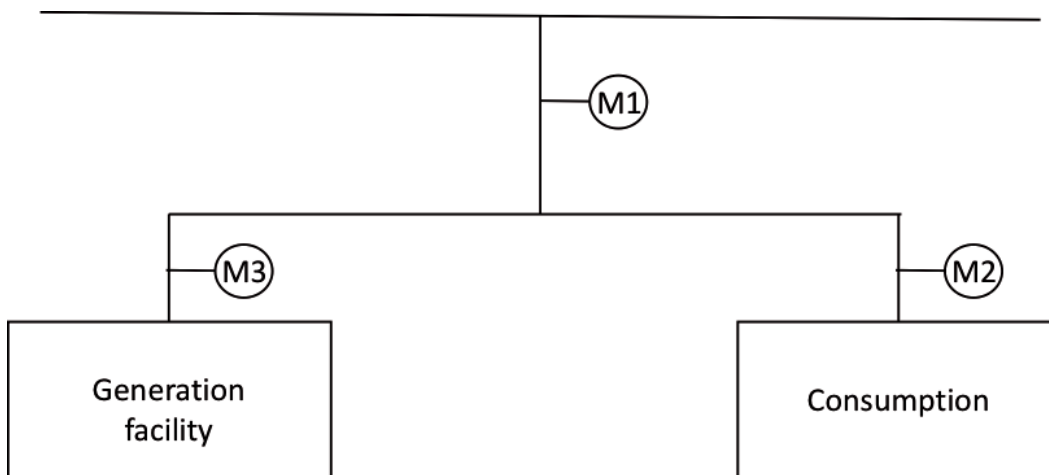


Fig. 2. Instalación de autoconsumo regulada en el RD 900/2015



el circuito de carga (M2). Es decir, el regulador se asegura de que se pagan la totalidad de los costes de suministro (energía y redes) al sistema, que dependen de lo que se consume por la acometida de toda la instalación. Por otra parte, también se asegura que se cobran los cargos en su totalidad, independientemente que se instalen o no paneles fotovoltaicos o baterías. Es decir, considera que estos cargos son responsabilidad de los consumidores en tanto en cuanto consumen energía, independientemente de cómo o dónde haya sido generada (en su casa o fuera de ella). Tiene sentido si pensamos desde una perspectiva fiscal.

En la realidad, lo habitual es que no haya contador en el circuito de carga M2, ya que para pequeñas instalaciones solamente se requiere la existencia de contadores en la acometida M1 y en el circuito de generación M3. Ello podría justificarse al ser el circuito de generación lo que hace falta añadir, para no modificar lo existente. Sin embargo, esto implica tener que realizar algunas suposiciones que permitan “estimar” los datos faltantes de M2.

Comencemos por el término de energía. Se supone que la energía M2 es la suma de la energía que viene del sistema medida por M1 más la energía producida por la generación en M3. Es decir, se supone que toda la energía auto-producida es auto-consumida. Por tanto:

Término_Energía

$$\begin{aligned}
 &= \text{Precio_Energía} * M1 + \text{Cargos_Energía} * M2 \\
 &= \text{Precio_Energía} * M1 + \text{Cargos_Energía} * (M1 + M3) \\
 &= (\text{Precio_Energía} + \text{Cargos_Energía}) * M1 + \text{Cargos_Energía} * M3
 \end{aligned}$$

Es decir, el consumidor paga lo que pagaría sin autoproducción más los cargos asociados a la autoproducción: éste es el famoso “impuesto al Sol”. Dicho cargo es de 43 €/MWh, similar o incluso superior al precio de la energía en el mercado mayorista.

En lo referente al término de potencia, y en el caso de que no haya baterías, se supone que la potencia del circuito de consumo M2 es igual al de la conexión a la red M1, ya que se alimenta solamente de la red en situación de punta. Por tanto, $M1 = M2$ y

Término_Potencia

$$\begin{aligned}
 &= \text{Acceso_Potencia} * M1 + \text{Cargos_Potencia} * M2 \\
 &= (\text{Acceso_Potencia} + \text{Cargos_Potencia}) * M1
 \end{aligned}$$

Que es lo mismo que sin autoconsumo.



El caso con baterías es menos relevante hoy en día, debido a su coste todavía elevado. Sin embargo, como éste se está reduciendo rápidamente, serán un elemento importante en no muchos años. En este caso se supone que la potencia de la carga (M2) será la suma de la de la acometida (M1) más la del circuito donde se instalan las baterías (M3), que podría ser la misma que la de la batería en sí. La razón de suponer que $M2 = M1 + M3$ puede ser que durante las horas del pico de consumo, por la noche, se hará el mayor uso de la acometida y de la energía que se acumuló durante el día en la batería. Por tanto, el término de potencia se modifica de forma que

Término_Potencia

$$\begin{aligned} &= \text{Acceso_Potencia} * M1 + \text{Cargos_Potencia} * M2 \\ &= (\text{Acceso_Potencia} + \text{Cargos_Potencia}) * M1 \\ &+ \text{Cargos_Potencia} * M3 \end{aligned}$$

Es decir, el consumidor paga lo mismo que sin batería más un cargo adicional por la batería instalada, de nuevo con el objetivo de que se sigan pagando los cargos, y éstos no pasen a engordarlas facturas de los consumidores sin autoconsumo.

Lo arriba expuesto es tan solo un esquema de la regulación en vigor. Por ejemplo, de forma transitoria, las instalaciones de menos de 10 kW están exentas de cargos de energía, y existen exenciones parciales o totales para autoconsumidores de mayor potencia en Baleares y Canarias. Una revisión más detallada de éste y otros aspectos menos relevantes puede encontrarse en (Aragonés et al, 2016).

Conclusión: una regulación anclada en el pasado

Como se acaba de exponer, el RD 900/2013 resulta, contra lo que se argumenta a menudo, de una aplicación lógicamente rigurosa de principios regulatorios tradicionales: los consumidores pagan todos los costes de suministro (energía y red) y además una cantidad substancial de cargas fiscales y parafiscales en proporción a su consumo. En particular, el RD 900/2013 implica una clara diferenciación entre generación y ahorro energético. De hecho, el Ministro y el Secretario de Estado han declarado repetidamente que autogeneración y eficiencia son dos cosas muy distintas.

No obstante, es cierto que la asimetría entre generación y eficiencia es chocante: un consumidor que tome medidas de eficiencia se ahorra los cargos, pero un autoconsumi-

dor (si no le aplican las excepciones mencionadas) ha de pagarlos. Pero la filosofía adoptada tiene consecuencias aún más extrañas. Hace inevitable la existencia de contadores dentro de viviendas o negocios. Un serio problema es que no es fácil explicar por qué un panel fotovoltaico necesita un contador y una lavadora no. Otro problema es que es conveniente, para facilitar la lectura, que estos contadores estén cerca de la acometida, lo que puede complicar o encarecer la instalación eléctrica del consumidor. Desde otro punto de vista se pueden plantear problemas a los empleados de las compañías, ya que no tienen autoridad para entrar en locales privados sin permiso del dueño. Esto es particularmente relevante si el regulador encarga a las compañías que controlen posibles irregularidades. Todo ello conduce, entre otras cosas, a crear graves problemas de imagen a las compañías eléctricas, atrapadas entre el cumplimiento de la regulación y el natural interés en proporcionar un servicio satisfactorio para sus clientes.

La razón de fondo de todos estos problemas es la existencia y, sobre todo, la enorme magnitud de los cargos. Ausentes los cargos, ausente la necesidad de medir nada dentro de las instalaciones de los clientes.

Eliminar los cargos de política de la factura eléctrica evitaría estos problemas de raíz. En particular, evitaría también la existencia de distorsiones con otros vectores energéticos, como el diésel (la carga fiscal de los combustibles de automoción es muy baja, en el sentido de que los impuestos recaudados son solamente levemente superiores al coste de las infraestructuras viarias, en términos relativos). La eliminación de estas distorsiones es fundamental si se desea avanzar en la senda de la descarbonización. La solución obvia es lo que se ha venido en llamar una reforma fiscal verde: imponer como fiscalidad adicional solamente aquella que carga las externalidades, en especial los ambientales (emisiones de CO₂, SO₂, NOx o partículas) en proporción al daño causado e independientemente de la naturaleza del vector (electricidad, diésel o incluso productos no energéticos).

En caso de que no fuera posible una eliminación súbita de los cargos y su sustitución por impuestos verdes, sería preciso al menos un reparto más racional de los mismos, que no haga que caigan en casi su totalidad en el consumidor eléctrico. En efecto, los subsidios al consumo en Baleares y Canarias son, como las tarifas aéreas espe-

ciales o el tipo especial de impuestos de hidrocarburos, un tema de política territorial a financiar en su caso con el presupuesto del Estado. Los subsidios a los renovables resultan de la política climática y de la imposibilidad de descarbonizar el transporte o la calefacción, todavía mayoritariamente fósiles, en la magnitud que se ha hecho con la electricidad. De hecho, es irónico que el consumidor que menos daño hace al medio ambiente, el consumidor eléctrico, sea el que pague más por la política climática. Y, finalmente, conviene recordar que la mayor parte del déficit eléctrico proviene de la decisión política de no buscar en su momento fuentes de financiación adecuadas a los subsidios pagados históricamente a la generación renovable.

En suma, no es ya factible que en un mundo donde el consumidor eléctrico ha dejado de ser cautivo, se le pueda seguir obligando a asumir cargas fiscales y parafiscales que no le corresponden. Políticos y reguladores necesitan aún internalizar esta lección, y legislar en consecuencia para que intereses sociales y privados estén alineados. Cuando se haga esto, la regulación del autoconsumo pasará a ser un tema trivial en lo económico, donde solamente será de interés la regulación estrictamente técnica que sea necesaria. Si no se hace así, podrá haber una breve burbuja de negocios orientados a aquellos autoconsumidores más rápidos y avisados, pero al poco toda la sociedad española pagará por ello. **ROP**

Referencias

- MIT (2015) *The Future of Solar Energy. An Interdisciplinary MIT Study*. <https://energy.mit.edu/publication/future-solar-energy/>
- V. Aragonés, J. Barquín, y J. Alba, *The new Spanish self-consumption regulation*. Energy Procedia, vol 106, Dec. 2016, pp. 245-257.
- Robinson, D. (2015) Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea y en Estados Unidos: una perspectiva española, David Robinson and Associates, Octubre 2015.
- <http://www.eurocofin.es/wp-content/uploads/PRECIOS-DE-LA-ELECTRICIDAD-DAVID-ROBINSON-INFORME.pdf>

El municipio y la energía distribuida. Preámbulo.



Cote Romero
Directora de ECOOO

Es habitual e inevitable que en los foros de energía y en revistas especializadas en la materia se haga referencia a las bondades de un modelo energético distribuido. Pero, ¿esta cuestión es una moda pasajera o realmente tiene ventajas frente al actual modelo energético centralizado? Sin lugar a dudas, son tan numerosos los efectos positivos de un modelo de generación y gestión distribuida, que urge facilitar su implementación. Más allá de que técnicamente sea un modelo más eficiente, quisiéramos poner en valor dos cuestiones de índole social que desplazan con contundencia el fiel de la balanza:

1. Calidad de la democracia

Nos vendieron la idea de que la concentración empresarial era una herramienta de eficiencia: ahorro de costes de producción gracias a las economías de escala. Y con esta consigna, las grandes corporaciones se fueron fusionando y concentrando hasta reducir el abanico de posibilidades a los temidos oligopolios. Una plutocracia empresarial tan poderosa que se ha demostrado perversa para nuestras democracias. En el ámbito energético se observa con claridad meridiana. Políticas energéticas ad hoc para favorecer la cuenta de resultados de estas pocas, pero todopoderosas corporaciones. De tal manera que en una materia estratégica como es la energía, tenemos al regulador cautivo. A ello, hay que sumarle que las empresas del oligopolio, sin competencia real, no se ven obligadas a: innovar, a mejorar, a dar un buen servicio, a que la reducción de costes se vea reflejada en la reducción del precio final que paga el consumidor y, lo que es más grave, a adecuar la generación de energía a la urgencia ambiental.

Un modelo de generación y gestión distribuido posibilita romper esta nefasta connivencia entre el poder económico

y el poder político. La tecnología permite la entrada de muchos y pequeños nuevos actores, locales, resilientes y conectados, lo que faculta liberar la política energética de las actuales injerencias empresariales.

2. Activación de ciudadanía y Cultura energética

Los enormes retos ambientales y sociales que debemos abordar exigen la participación activa de toda la sociedad. Un cambio de hábitos tan profundo y disruptivo que solo va a ser posible si las personas son conscientes de las consecuencias de nuestro actual modelo energético. Un puente que facilita esta toma de conciencia es que las personas y los colectivos sean titulares de plantas de generación y participen en las decisiones de la gestión energética, como ocurre en las nuevas cooperativas comercializadoras de energía. Las personas dejan de ser meros clientes pasivos o administrados inconscientes para convertirse en agentes activos de solución. La realidad lo está demostrando. A lo largo de estos años, es habitual ver que las personas que se han ido sumando a diferentes proyectos de energía distribuida, van cambiando sus hábitos de vida y consumo. Más allá de ser productores y cooperativistas de comercializadoras, esta toma de conciencia conlleva a repensar y a aplicar en la vida cotidiana una movilidad sostenible, un consumo responsable, a reducir usos energéticos innecesarios, a erradicar el despilfarro de energía o a implementar usos eficientes. Todo este compendio de acciones individuales y colectivas conforman la necesaria cultura energética que necesitamos como sociedad. En definitiva, un modelo distribuido permite la participación ciudadana, y si es este el caso, coadyuva a una cultura energética sostenible.



Pues bien, si es clave la activación y participación ciudadana para que un modelo distribuido sea garante de la calidad de la democracia y de una cultura energética sensata, ¿cuál es entonces el papel de los municipios? La administración local, sin duda, puede jugar un papel estratégico:

1) Facilitando la transición energética distribuida a través de ordenanzas municipales y jugando con la carga fiscal para que éstas no constituyan una traba de facto.

2) Poniendo en marcha el enorme potencial que tiene éste nivel administrativo para activar a la ciudadanía. La proximidad de los ayuntamientos y la incidencia directa en la vida de las personas confieren a la administración local un papel único. Cuando los municipios y otros entes locales comprenden la importancia de un modelo energético distribuido y, como factor clave, la participación de los vecinos en el proceso, se convertirán en el epicentro de la revolución energética ciudadana. Municipios que, además de aplicar medidas técnicas de ahorro y eficiencia energética, de desarrollo de energías renovables, de ordenación del territorio o de movilidad sostenible, ponen en marcha medidas que implican la participación activa de los usuarios de los servicios municipales (usuarios que se convierten en auditores energéticos, vecinos que participan en una planta de generación colectiva municipal, barrios que fomentan calefacciones de distrito, etc.). Una nueva cultura energética se está esbozando. Al ya clásico maridaje público-privado (por el que la política queda a merced de los intereses particulares), comienza a abrirse paso una cooperación mucho más sana y constructiva, el maridaje público-ciudadano.

Podríamos pensar que la administración local tiene poco que hacer debido a que la política energética es una competencia exclusiva del Estado y que, por tanto, este marca las líneas generales a seguir. Así mismo, España, como Estado miembro de la Unión Europea debe seguir la estrategia dictada por Bruselas. En la balanza de las trabas, hay que sumarle la falta de capacidad económica de la gran mayoría de los municipios y la escasez de personal. Sin recursos económicos y sin trabajadores públicos disponibles para empujar desde las instituciones públicas, se complejiza y mucho, poner en marcha proyectos de transición energética. No obstante, la administración local tiene mucho margen de maniobra. Los hechos lo demuestran. Cada vez son más numerosos los entes locales que encuentran fórmulas creativas para superar las trabas legales, económicas y culturales a fin de liderar la transición a un modelo energético distribuido y ciudadano. Rubí, Valencia, Barcelona, Morzarzal, Cádiz, Vitoria y un largo etcétera, demuestran que la administración local tiene capacidad de hacer y de implicar.

El avance inexorable del cambio climático, el agotamiento de materiales y recursos fósiles, la contaminación ambiental, la pérdida de biodiversidad, la desigualdad y la pobreza...nuestra sociedad está jugando a la ruleta rusa; cada enunciado es una bala en la recámara. El cambio de modelo energético no es una opción. Si la transición se impulsa de abajo a arriba será más sólida y menos dolorosa que la impuesta por la gravedad de las consecuencias si seguimos en este escenario business as usual. Por ello, el papel de la administración local y de las personas es crucial. ¿Recuerdan el cuento del niño que salvó Haarlem (Holanda) de una funesta inundación? Muchos actores locales, pequeños, resilientes, y conectados están cambiando el mundo. En energía, también. **ROP**

Municipios y energía distribuida



Juan José del Valle
Departamento técnico de ECOOO

Resumen

Los resultados sociales y ambientales del actual modelo energético evidencian que se requieren fórmulas que posibiliten la participación ciudadana y la construcción de una nueva cultura energética disruptiva que permita la activación ciudadana. Abordar una transición energética con un modelo de energía distribuido supone una puerta abierta a nuevos actores conectados y resilientes. Hacer de este modelo un cambio verdadero en el que la energía distribuida renovable acabe en manos de la gente, es el reto actual y escenario de posibilidades. En este momento histórico, los municipios serán una esencial palanca de cambio y el catalizador del nuevo modelo energético. Ante la emergencia del cambio climático, son precisas respuestas rápidas, pragmáticas, imaginativas e innovadoras que sólo están al alcance de gobiernos descentralizados como los de los ayuntamientos.

Palabras clave

Descarbonización, modelo energético, energías renovables, dependencia energética, tarifas, acceso universal, procomunes municipales

Abstract

The social and environmental consequences of the current energy model show the need for solutions to enable citizen participation and the establishment of a new disruptive energy culture that allows citizen activation. Energy transition focused on the model of distributed energy opens the door to new inter-connected and resilient players. The current challenge is to transform this model into true change in which distributed renewable energy ends up in the hands of the people. At this juncture, the towns and cities will serve as the drivers and catalysts of the new energy model. The urgency posed by climate change makes it necessary to obtain rapid, pragmatic, imaginative and innovative answers that are only within the grasp of decentralised authorities such as the town and city councils.

Keywords

Decarbonisation, energy model, renewable energies, energy dependence, tariffs, universal access, municipal-community ownership

1. Un escenario esperanzador

Es un ejercicio ilusionante imaginar los municipios 100 % sostenibles del mañana, repletos de generadores renovables aprovechando los flujos energéticos del sol, el agua y el viento para inyectar energía limpia directamente en los lugares de consumo de forma descentralizada. Es irreversible llegar ahí. El tiempo que nos lleve será una cuestión de acción más que de imaginación.

Quedarán en el recuerdo los días absurdos en los que traíamos ingentes cantidades de gas de lugares tan lejanos como Argelia o Nigeria. La nueva ola de energía renovable distribuida y local permitirá acometer la desconexión de grandes centrales eléctricas sucias de gas, fuel y carbón, sustituyéndolas progresiva y planificadamente por fuentes

renovables a pequeña escala. A buen ritmo se podrán ir reduciendo los combustibles fósiles que importamos del exterior para mover nuestros vehículos y calentar nuestros hogares. Y con un consumo más inteligente, un mejor confort, con garantía de suministro y menores emisiones de carbono, se irá dando carpetazo a una etapa histórica protagonizada por sistemas centralizados, que transportaban y distribuían la energía desde grandes plantas de generación a los hogares, la industria y los servicios.

Con todas sus ventajas, en el diseño del nuevo modelo energético nos encontramos en un momento crucial. Los nuevos sistemas de energía distribuida renovable pueden acabar en su mayor porcentaje concentrados en pocas manos privadas, como en el modelo actual, o bien pueden



acabar en manos de la ciudadanía. Por ello, es importante reflexionar sobre cuáles son los objetivos de los proyectos de generación distribuida: ¿el acceso y control de la energía como un derecho para las personas o solamente como el negocio de unos pocos?

2. Energía distribuida, también entre las personas

El nuevo modelo de democracia energética va más allá del mercado y de la seguridad de suministro y consiste en que los recursos energéticos y las infraestructuras estén bajo control público-ciudadano. Si la mayor parte de la nueva generación renovable acaba en manos de las personas, se dirá adiós al actual modelo de propiedad centralizado y vertical que tanto ha perjudicado al despliegue de las renovables y al coste de la factura de la luz. Es una gran oportunidad para que los ciudadanos dejen de ser consumidores pasivos y se conviertan en productores y, a la vez, en usuarios de la energía.

El estado de la tecnología ya lo permite. La espectacular caída de precios de los sistemas renovables facilita que, las personas puedan promover renovables en sus propios hogares, los ayuntamientos en los edificios públicos o las pequeñas empresas en sus naves y oficinas. La auto-generación de energía es la forma más descentralizada de implantar renovables y posibilita a la ciudadanía ser partícipe de la transición energética. Nos parece que el término “autogeneración” es más acertado que el habitual término “autoconsumo”, pues engloba tanto el consumo individual de la energía generada, como la inyección de excedentes de energía a la red a fin de que éstos sean aprovechados por otros usuarios de la red.

En este momento histórico, es posible que las personas puedan reapropiarse de la energía y recuperar su valor de uso por encima de su valor de cambio. Si en la nueva

democracia energética todas las personas se convierten en dueñas de los medios de generación, las grandes empresas que actualmente controlan el sector tendrán que adaptarse a una nueva realidad en la que podrán prestar valiosos servicios energéticos, pero donde el control y diseño de las políticas energéticas estén al servicio del interés general. Para ello es imperativo que los protagonistas del cambio sean las personas que viven y usan la energía. Y en ese empoderamiento ciudadano, los municipios tienen un papel clave.

3. El ámbito municipal como catalizador del cambio de modelo energético

La gobernanza de los municipios es pragmática y está enfocada en resolver los problemas de las personas que habitan el territorio por lo que es un nivel de gobierno que conecta directamente con la ciudadanía.

A los municipios les corresponde promover espacios en los que la inteligencia colectiva de sus ciudadanos protagonice el diseño de las ciudades 100 % renovables. Es el momento en el que formas más sensatas de producción y gestión tomen el relevo.

La ciudad inteligente debe proporcionar lugares y espacios donde las personas conecten y se relacionen, estimulando la vida social en todas sus formas. Así, la ciudad inteligente y las redes distribuidas deben ser mucho más que la aglomeración de personas individuales, generadores y redes eléctricas que discurren bajo las calzadas. La ciudad energéticamente sostenible va más allá de una mera construcción física y artificial, su verdadero valor radica en el conjunto de nuevos procesos y nuevas relaciones humanas.

Las ciudades, los pueblos son los laboratorios perfectos para la innovación social. Seguro que la innovación tec-



nológica facilitará el proceso, pero ya tenemos tecnología suficiente para realizar grandes cambios. De ahí que la urgencia, sea emplear nuestra inteligencia, reflexiones y prácticas en facilitar procesos de participación ciudadana. Porque no se trata de un cambio tecnológico, sino de un cambio de modelo, cuya clave radica en la participación de las personas. Y, como es evidente, la administración local, por su proximidad, tiene el potencial de ser el catalizador que promueva estos procesos.

4. Lo que los municipios pueden hacer hoy

Alemania es el mejor ejemplo de participación ciudadana en energía con un 12 % de la generación energética total y un 46 % de la generación renovable en manos de personas individuales y cooperativas. Alrededor de 900 cooperativas energéticas han tenido un papel relevante en este despliegue participativo. La principal lección que los municipios deben aprender de ello es que la mayor parte de estas cooperativas no nacieron por los incentivos económicos de la legislación central o por motivaciones ambientales. Surgieron principalmente por el empuje de los gobiernos locales de pueblos y pequeñas ciudades. Muchos municipios entendieron que era esencial promover la inversión, el empleo y el desarrollo a nivel local. Las cooperativas resultaron ser una herramienta muy útil en el despliegue, por su potencial de dotar a los ciudadanos y cooperativistas de una voz y de un espacio de participación directa. En los proyectos de energía comunitaria son los ciudadanos los que participan directamente en el diseño, promoción y beneficios de los proyectos, ya sea mediante organizaciones como cooperativas, empresas e instituciones públicas.

En los nuevos proyectos que se promuevan en el entorno local, sus habitantes deberían tener el derecho a decidir dónde van los beneficios y cómo deben ejecutarse esos proyectos para lograr el mayor bien posible a cada barrio y comunidad local. La mayor parte de los beneficios obtenidos por el uso de recursos locales deberían quedarse en el propio municipio. Es la administración local la que debería poner el filtro técnico y priorizar aquellos proyectos con mayor participación ciudadana y cuyos beneficios económicos aterricen directamente en los bolsillos locales. Es evidente que si la propiedad es de las personas que vive en el territorio, todos los proyectos maximizarán el bienestar local.

5. Sistemas integrales de energía comunitaria

Los denominados sistemas integrales de energía comunitaria son una alternativa interesante de integración de las fuentes de energía distribuida, pues permiten ir más allá de la implantación individual de generadores, favoreciendo la cooperación ciudadana y el intercambio local de energía, siempre con el control de los usuarios de la energía. Pueden favorecer el bien de las comunidades locales con precios bajos de la energía, bajas emisiones de CO₂, independencia de las grandes compañías, creación de empleo, mejora de la calidad de vida y otras ventajas. En este tipo de sistemas, una agrupación de hogares puede unirse y cooperar, obteniendo los beneficios económicos de la compra conjunta, del uso compartido de infraestructuras, de la fuerza social de la suma y defensa de intereses conjuntos, del ahorro de costes de mantenimiento, etc. Los hogares pueden invertir de forma cooperativa en tecnologías energéticas diversas como fotovoltaica, solar térmica, pilas de combustible, almacenamiento, coches eléctricos o sistemas inteligentes de gestión de la energía.

Los barrios y urbanizaciones de viviendas unifamiliares existentes en los municipios, son un buen punto de partida para promover este tipo de cooperación energética. Comunidades ya existentes, con cierto grado de autoorganización para servicios comunes, presentan ventajas suficientes como para priorizarlos en el desarrollo de las nuevas redes distribuidas. Los ayuntamientos tienen un papel estratégico fomentando activamente este tipo de sistemas: facilitando el desarrollo de organizaciones vecinales, brindando respaldo institucional y asesoría técnica y legal.

Este enfoque comunitario es compatible con que hogares, empresas y servicios puedan contribuir individualmente a la generación distribuida sin integrarse aún en sistemas cooperativos.

Existe una gran diversidad de opciones tecnológicas y conviene analizarlas por separado, valorando sus pros y contras y analizando estratégicamente qué tecnologías permiten lograr más rápida y democráticamente los objetivos del municipio. Es importante visualizar que los proyectos de energía distribuida pueden ir más allá de la generación eléctrica, como es el caso del *district heating* o del transporte. En el ámbito eléctrico, la fotovoltaica es la tecnología que actualmente permite un despliegue



masivo por su reducido coste, su sencillez de montaje e integración. Tiene sentido innovar y experimentar con otras tecnologías, pero midiendo adecuadamente los recursos municipales disponibles. No tendría sentido dedicar el escaso tiempo de los técnicos municipales en investigar y arriesgar con opciones demasiado novedosas, cuando ya existen tecnologías renovables viables en la actualidad.

Los beneficios de la revolución renovable deben repartirse entre todas las personas que habitan el municipio, independientemente de su poder adquisitivo, de su hábitat y medio de vida. Ofrecer energía más barata y de origen renovable debe convertirse en nuevo derecho para la ciudadanía. Así por ejemplo, los municipios deben atender tanto a las viviendas unifamiliares como a aquellas ubicadas en bloques de viviendas, diseñando políticas públicas que permitan la participación de unos y otros. Y, por supuesto, llegar donde las personas o familias que se encuentren en situación de vulnerabilidad no puedan llegar.

6. Generación de una cultura de bienvenida

A nivel municipal es imprescindible crear una cultura energética de bienvenida, que ilusione e incentive a los ciudadanos a subirse al tren de la transición energética. Un sector tan complejo y opaco combinado con una cultura energética inexistente, ha generado una desafección ciudadana en una cuestión estratégica. Por lo tanto, urge explorar la capacidad de transformar las malas noticias tales como, el aumento de precios en la factura de la luz, el cambio climático, la pobreza energética, las puertas giratorias y el malestar social existente en torno a ellas, en acciones positivas directas e inmediatas para remediarlas.

En general, en el ámbito energético las personas necesitan mejor información y un buen asesoramiento. Actualmente, la principal fuente de información a los ciudadanos son las propias empresas instaladoras. Para que la generación renovable se extienda con mayor rapidez, esta información debe ser objetiva e imparcial. En eso, los municipios



tienen un rol capital, pues pueden recomendar aquellas tecnologías más adecuadas para el entorno, valorando los instaladores ya existentes, las experiencias que han demostrado su éxito a nivel local, e incluso las ayudas o incentivos públicos de los que se pueden beneficiar sus ciudadanos. Una ventanilla informativa que brinde atención energética especializada, en la que se asesore a la población de manera práctica sobre los procedimientos requeridos e informe de cualquier incentivo existente.

A fecha de hoy, en términos generales podemos decir que la experiencia que tienen los ciudadanos que van a instalar sistemas renovables en sus hogares y que acuden a sus ayuntamientos a informarse es muy mejorable. Además de encontrar información desactualizada y contradictoria, se enfrentan a procedimientos administrativos complejos y caros. Actualmente, las tasas de tramitación y de licencia de obra suponen un 10 % del precio de una pequeña instalación fotovoltaica. Son tasas pensadas para grandes obras, no para las pequeñas mejoras en el hogar. Los requisitos documentales que se solicitan desde los ayuntamientos, de nuevo, caen en los excesos. Es tan extensa la documentación técnica en forma de planos, memorias y formatos a cumplimentar, que lleva más horas superar la barrera burocrática de lo que cuesta montar la instalación en sí. Esta falta de visión se traduce en sobrecostes desproporcionados, dilatación en los plazos y desilusión por la complejidad administrativa. La normativa municipal no debe ser más compleja de lo que es la tecnología. Nos

encontramos con la paradoja de que ayuntamientos claramente posicionados en el cambio de modelo energético tienen estos procedimientos diletantes. El hecho de que se hayan tramitado tan pocas instalaciones de autoconsumo provoca que muchos ayuntamientos no sean conscientes de que sus normativas obsoletas dificultan el desarrollo de las renovables en su término municipal. Por ello, urge revisar las ordenanzas municipales a fin de racionalizar y simplificar los procedimientos.

7. Comenzar hoy y avanzar año a año

La promoción y puesta en marcha de todas estas nuevas políticas municipales no requieren complejos y farragosos estudios y planes energéticos. La normativa estatal es muy mejorable, aun así son viables muchas propuestas. Lo que realmente se requiere es voluntad política. Una voluntad que se traduce en comunicar, ilusionar y promover entre los vecinos una cultura energética sostenible.

Existe una red enorme de técnicos municipales con ideas y capacidad de acción. Compartir esas ideas y trabajar en red, puede ahorrar mucho tiempo y dinero. Pliegos de condiciones, programas de incentivos, bases reguladoras. La cooperación entre municipios es la forma más económica y la más eficaz para lograr resultados inmediatos en este mismo año que comienza. Hagamos que el año 2017 sea el año en que los municipios españoles lideren la transición a un modelo energético distribuido, sostenible y ciudadano. **ROP**



Autoconsumo compartido: por qué impulsarlo y cómo



Álvaro Larraza Lázcoz

Miembro de la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético

Resumen

Casi siempre que se habla de autoconsumo se piensa en instalaciones con un único titular (ejemplo: en viviendas unifamiliares), excluyendo así de sus reconocidas ventajas a gran parte de la población que no dispone de un espacio en exclusiva donde instalar sus paneles solares.

Este artículo muestra que, por el contrario, existen soluciones, que requieren más o menos cambios normativos pero que son perfectamente viables, para extender el autoconsumo a comunidades de propietarios (y centros comerciales, etc.). Se describen estas soluciones y se muestran sus grandes beneficios, tanto económicos como en el plano social.

Palabras clave

Generación distribuida, autoconsumo, prosumidor, autoconsumo compartido, Comunidad de Propietarios, Sociedad de autoconsumo, Distribuidora, Comercializadora, redes inteligentes, micro-red, red de distribución

Abstract

Whenever self-consumption is discussed, the tendency is almost always to consider installations with just one owner (as in the case of individual houses) which subsequently renders the advantages of these systems unattainable for a large percentage of the population who do not have an exclusive area in which to install solar panels.

This article shows, to the contrary, that there are solutions, which while entailing greater or lesser legislative change, are perfectly feasible for the extension of self-consumption to owners' associations (shopping centres, etc.). The article lays out these solutions and describes their benefits on both an economic and social scale.

Keywords

Distributed generation, self-consumption, prosumer, shared self-consumption, Owners' Associations, smart grids, micro-grid, distribution grid

Introducción

El autoconsumo eléctrico mediante instalaciones de generación distribuida, cercanas a los puntos de consumo, y conectadas a la red, ofrece importantes beneficios, tanto económicos como medioambientales, de forma que en muchos países las legislaciones llevan años favoreciendo su desarrollo. Lo que, unido a un amplio consenso social, ha permitido que sea ya una realidad muy extendida.

En España este consenso social también se da, y aunque las trabas regulatorias y la inseguridad normativa han ahogado su desarrollo (y lo siguen ahogando), apenas se oyen ya las voces que se oponían a él, ni siquiera entre las grandes corporaciones que en su día inspiraron ideas como el peaje de respaldo o 'impuesto al sol'.

Sin embargo, sigue en pie, y no solo en España, una barrera mental importante, según la cual, para mucha gente, una instalación de autoconsumo tiene necesariamente un único titular, lo que por ejemplo en el ámbito residencial significa que vale solo para viviendas unifamiliares. Y como solo una pequeña parte de la población española habita en ellas, la mayoría se siente ajena a esta posibilidad, aunque la apruebe para otros. El objetivo de este documento es contribuir a derribar esa barrera. Tras revisar las bondades del autoconsumo en su variante colectiva, se demuestra que existen soluciones, aunque puedan requerir cambios normativos.

El autoconsumo compartido, ¿por qué?

Nadie discute ya las ventajas que aporta el autoconsumo, en general. Muchas de ellas derivan de la técnica fotovoltaica normalmente empleada:

- Generación limpia, segura y a partir de fuentes de energía renovables.
- Contribución a la independencia económica del país y al ahorro de divisas (ahorrando también pagos por emisiones de gases de efecto invernadero).
- Con la actual regulación, abaratamiento del mercado mayorista y, por tanto, ahorro para todos los consumidores.
- Sencillez, larga vida y bajo mantenimiento de los paneles solares.
- Modularidad que hace viables instalaciones incluso muy pequeñas.

Otros beneficios, más específicos del autoconsumo, son los propios de la generación distribuida:

- La cercanía entre producción y consumo, que evita pérdidas en la red.
- En la práctica, el autoconsumo opera de forma equivalente a las medidas de ahorro y eficiencia energética (es “como si” se consumiera menos).
- El fomento del empleo local, cualificado y estable, que genera riqueza repartida en el territorio.
- El ahorro en la factura para el usuario.
- Se reduce su exposición a las fluctuaciones de un mercado muy volátil y condicionado por la geopolítica.

Además, el autoconsumo es parte esencial de la evolución de las redes eléctricas hacia el concepto de “redes inteligentes” (*smart grids*), junto a la gestión de la demanda, la integración de las TIC, la Internet de las cosas, el almacenamiento, etc.

Por último, el autoconsumo significa la “democratización” de la generación eléctrica, abriendo a la ciudadanía algo que siempre ha sido campo exclusivo de grandes corporaciones, tendentes al oligopolio y al dominio sobre una masa de consumidores pasivos. Y la práctica del autoconsumo aumenta la conciencia de ahorro y de protección del medio ambiente en la sociedad.

Pues bien, todas estas ventajas del autoconsumo valen también cuando las instalaciones de generación son compartidas por varios titulares. Y además hay otras:

- Un mercado potencial mucho mayor. Gran parte de la población no tiene sitio y condiciones para una instalación de autoconsumo individual, particularmente en España donde predominan los pisos sobre las viviendas unifamiliares. Esto también vale para los negocios (centros comerciales, edificios de oficinas...).
- En el plano económico, el rendimiento de una instalación colectiva es mucho mayor, a igual inversión per cápita, que muchas pequeñas individuales.
- Materiales, trabajos, permisos, seguros, mantenimiento... todo es más barato a mayor volumen.
- Persiguiendo cubrir un porcentaje dado del consumo, se optimiza el diseño gracias a la agregación y el aplanamiento estadístico de la demanda.
- Más allá del ahorro, mucha gente simplemente no se plantearía acometer un proyecto de instalación de forma individual, y sí de forma colectiva, por lo que supone de confianza, sencillez, etc.
- Y más allá de los motivos económicos y medioambientales, se refuerza el sentido de comunidad (economía colaborativa...).

Situación legal

Si a nivel social en España, como hemos visto en la introducción, el autoconsumo en su variante colectiva es una posibilidad bastante desconocida, la norma legal vigente solo se acuerda de ella para prohibirla expresamente (RD 900/2015, artículo 4.3: “En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores”)¹.

Esta es solo una de las barreras que forman la regulación del autoconsumo más restrictiva del mundo, diseñada para disuadir. De cara a eliminarlas en cuanto sea posible, sigue en vigor el acuerdo que suscribieron casi todas las fuerzas del arco parlamentario a los pocos meses de la publicación del Real Decreto. En esa tarea deberá ser punto importante permitir y facilitar las instalaciones compartidas.

En otros países, aunque no se prohíben, sí han estado hasta hace poco bastante olvidadas. Hay casos puntuales de regulación a nivel local, normalmente con la “compli- cidad” de una distribuidora también local.

Esta situación ha cambiado con la aprobación en Francia, el pasado verano, de una norma que está llamada a ser un referente importante, como veremos después.

Soluciones de autoconsumo compartido

A continuación, se describen algunas soluciones desde el punto de vista técnico y de gestión, incluyendo los eventuales desarrollos normativos que requerirían.

Solución “básica”: para las zonas comunes

En esta solución la instalación abastece las zonas comunes (luz de la escalera y del garaje, ascensor, portería...), como se muestra en la figura 1.

Este autoconsumo no es en rigor “compartido”, pues hay un único titular, una persona jurídica, típicamente la co-

munidad de propietarios. De cara a las zonas comunes como “usuario”, la regulación y la gestión son las del autoconsumo inicial: se cambia el contador normal por uno bidireccional para medir eventuales vertidos de excedentes de producción.

Sin embargo, merece la pena destacarla aquí pues tiene todas las ventajas vistas del autoconsumo compartido, y puede ser muy útil.

Además, sirve de primer paso y estímulo para soluciones más avanzadas y tiene la ventaja añadida de que ya es legal en España.

Solución “integral”: para la comunidad en bloque

Aquí también es la Comunidad de Propietarios la titular y beneficiaria de la instalación (o el propietario único si lo hay y los vecinos son todos inquilinos), por lo que tampoco hay sensu stricto “autoconsumo compartido”, pero el sistema abastece también a los espacios particulares (viviendas y locales), lo que, como hemos visto, está pro-

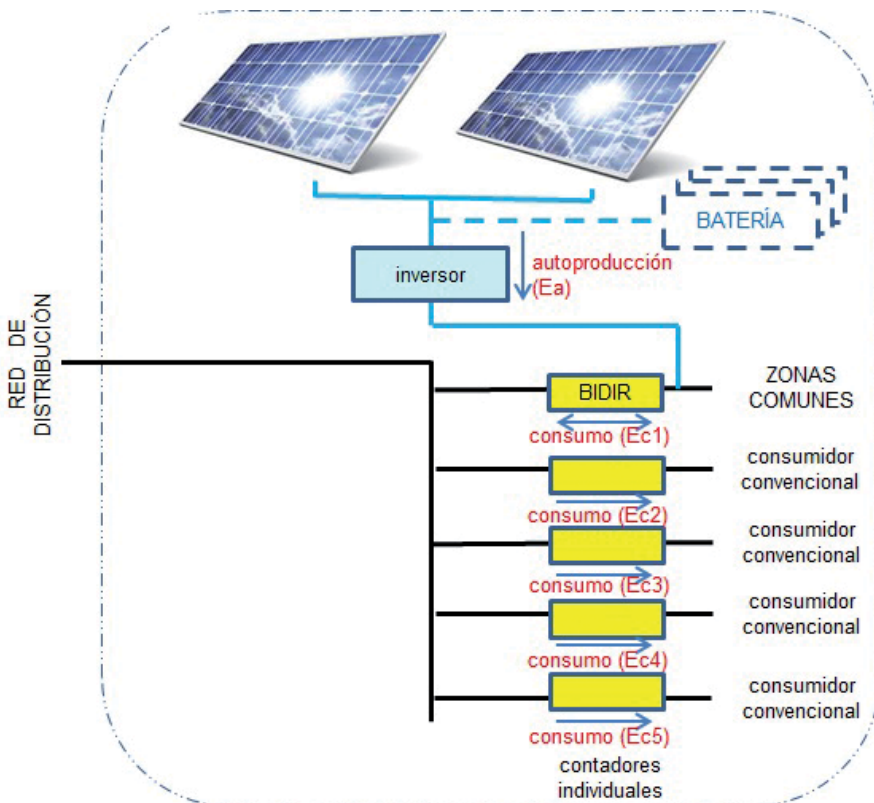


Fig. 1. Solución “básica”

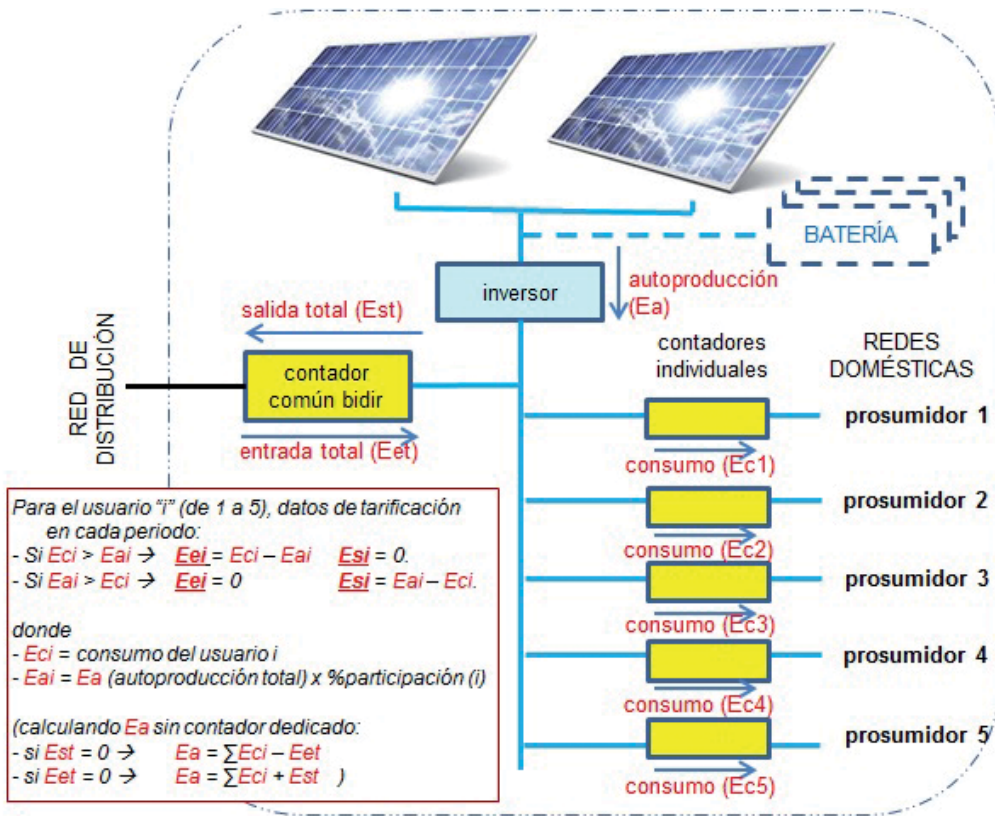


Fig. 2. Solución "integral"

hibido por la actual norma que rige en España, restricción que habría que levantar.

La comunidad de propietarios actúa a la vez como titular de un único contrato de suministro con una comercializadora y como entidad gestora de la instalación (compartida por los condueños como uno más de sus elementos comunes), para lo que puede contratar a una empresa de servicios.

La figura 2 sugiere cómo podría conectarse una instalación así compartida a los locales particulares y a la red de distribución, en una micro-red con cinco usuarios. Las baterías se muestran con líneas de puntos significando que son opcionales.

Para la distribuidora solo hay un punto de suministro, con un contador común (bidireccional). Hay una única Comercializadora que factura a la propiedad en su conjunto. La propiedad, o la contrata gestora, es la que lee los contadores individuales de los usuarios y les remite las facturas (gestión interna privada). Se parece a cómo

se hace con el agua en muchas casas. La diferencia es que en esas facturas individuales se descuenta a cada uno la parte que le corresponde de lo que ha producido la instalación (típicamente según su cuota de participación en los bienes comunes)

Hoy día hay contadores de ámbito privado telegestionados y programas informáticos para procesar las lecturas y generar las facturas que facilitan mucho esta gestión.

Como en el autoconsumo individual, cuando esta autoproducción individual de un usuario es mayor que su consumo, el sobrante va a los vecinos (de la misma comunidad, o de las cercanas), y el usuario que lo ha generado puede recibir una compensación, según la regla que se defina (ver el apartado sobre remuneración de los excedentes).

Aparte del ahorro de energía importada de la red, una gran ventaja de esta solución es que se puede contratar un término de potencia para el conjunto mucho menor que la suma de los individuales.

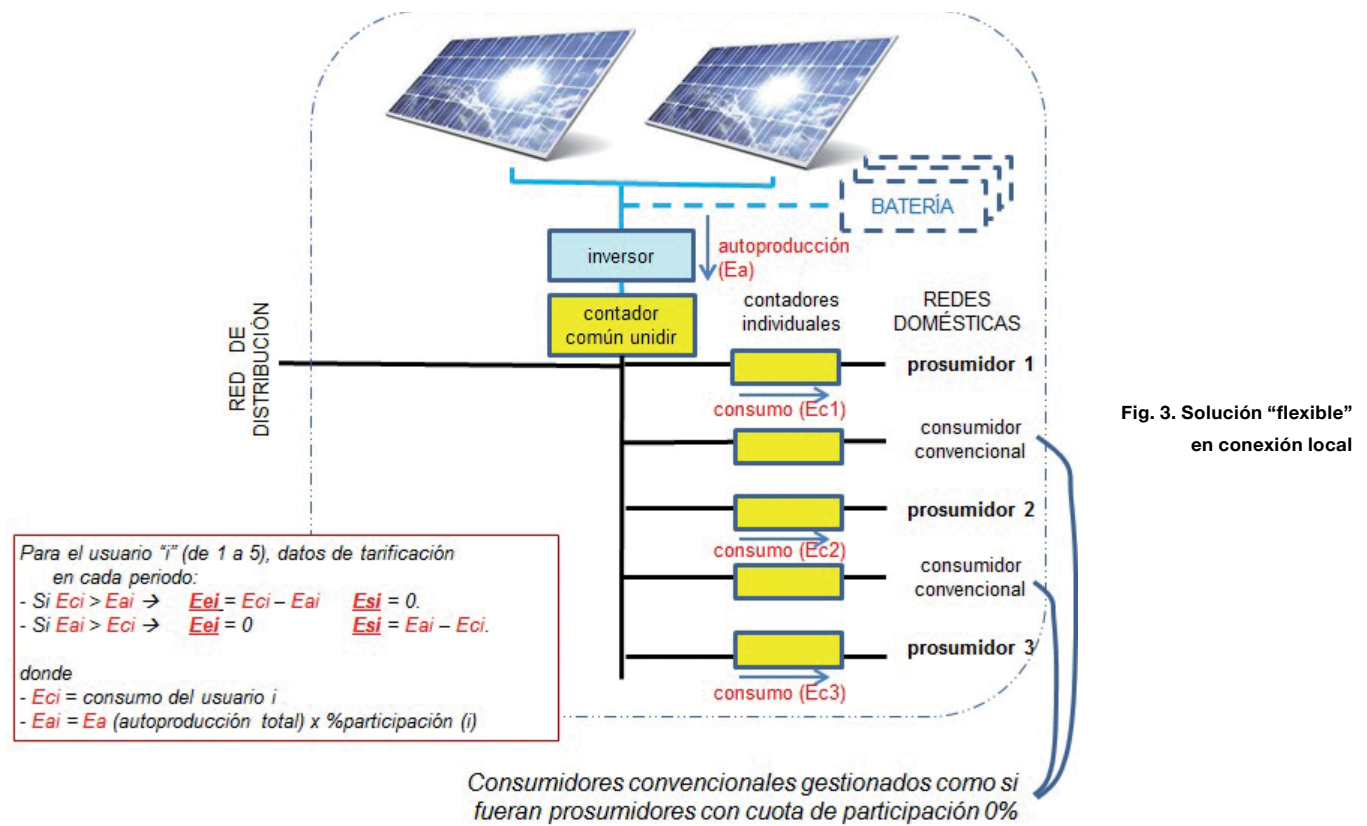


Fig. 3. Solución "flexible" en conexión local

En comunidades, esta solución requiere unanimidad (si bien podrían definirse formas de gestionar excepciones de usuarios no interesados). Por eso, su potencial se centra sobre todo, aparte de donde haya propietario único, en las nuevas promociones. También en proyectos de rehabilitación integrales, preferentemente con el estímulo de las instituciones públicas (típicamente en el marco de programas de eficiencia energética).

Solución flexible en conexión local

Al revés que la solución "integral", la flexible puede introducirse gradualmente en inmuebles ya habitados y abastecidos de la forma convencional, de modo que la adhesión de los usuarios a la instalación de autoconsumo compartida no es obligada ("o todos o ninguno") sino totalmente flexible, quién, cuándo y con cuánto dinero. Además, cada usuario es libre de elegir su propia comercializadora.

El inconveniente, aparte de no favorecer un ahorro en el término de potencia, es que requiere cambios normativos algo mayores, como vamos a ver.

Para instrumentar esta solución se puede constituir una sociedad formada solo por los interesados en el proyecto. Esta sociedad de prosumidores contratará con la comunidad de propietarios las condiciones para el uso de las instalaciones comunes, el acceso a ellas, etc., respetando así los derechos de los no interesados.

Las fórmulas que dan lugar a los datos de facturación a partir de las lecturas de los contadores son las mismas que en la solución integral. Solo cambia que de la energía autoproducida (E_a , que en este caso mide directamente un contador unidireccional), la parte asignada a cada prosumidor no es proporcional a su cuota de participación en la comunidad sino a su cuota de participación en la sociedad titular de la instalación. Cuota que, por supuesto, es del 0 % en el caso de los usuarios convencionales que, como se ha dicho, puede haber en este esquema.

A diferencia de la solución integral, ciertas funciones que allí cubría la entidad gestora quedan aquí a cargo de la distribuidora y de las distintas comercializadoras.

Por ejemplo, con la configuración descrita, la distribuidora debe conocer la existencia de la instalación de autoconsumo compartido, la lista de los usuarios vinculados a ella, y su porcentaje de participación. Debe leer los contadores, y enviar a la comercializadora de cada usuario, además de sus consumos según su contador individual, el dato de que es miembro de una Sociedad de autoconsumo compartido y cuánto corresponde a ese usuario de lo producido por la instalación en cada periodo de tarificación. Con esa información, la comercializadora podrá facturar por lo consumido de la red y retribuir por el excedente vertido a ella según corresponda.

Igualmente, si un nuevo usuario se incorpora a la sociedad, la distribuidora debe ser informada de ello y de los nuevos porcentajes de reparto (a él y a los anteriores), actualizándose su base de datos de cara a las siguientes lecturas de los contadores.

La distribuidora sigue a cargo de mantener la red como hasta ahora, y la sociedad mantiene la instalación de autoconsumo, fijando la normativa las reglas de conexión.

Solución flexible en conexión indirecta

Aunque la solución anterior puede dar mucho juego, hay aún otro orden de dificultades que impedirá que esté al alcance de una buena parte de la población, como la relativa escasez de espacio en las azoteas, las sombras provocadas por otros edificios, el mal estado de las canalizaciones, etc. A ello se une una realidad social en muchas casas que no siempre se deja guiar por el bien común como criterio, y que puede bloquear muchas buenas iniciativas.

Estos problemas pueden superarse en gran medida con la configuración de la figura 4, en que el sistema de generación colectivo se conecta a las redes privadas de sus titulares no directamente sino a través de la red pública de distribución. Se gestiona en base a los mismos procedimientos y fórmulas que la solución flexible en local.

Es importante señalar que esta solución cumple los requisitos antes definidos para poder hablar de “autoconsumo”. El tránsito de la energía desde una instalación de generación hasta un punto de consumo a través de una red de

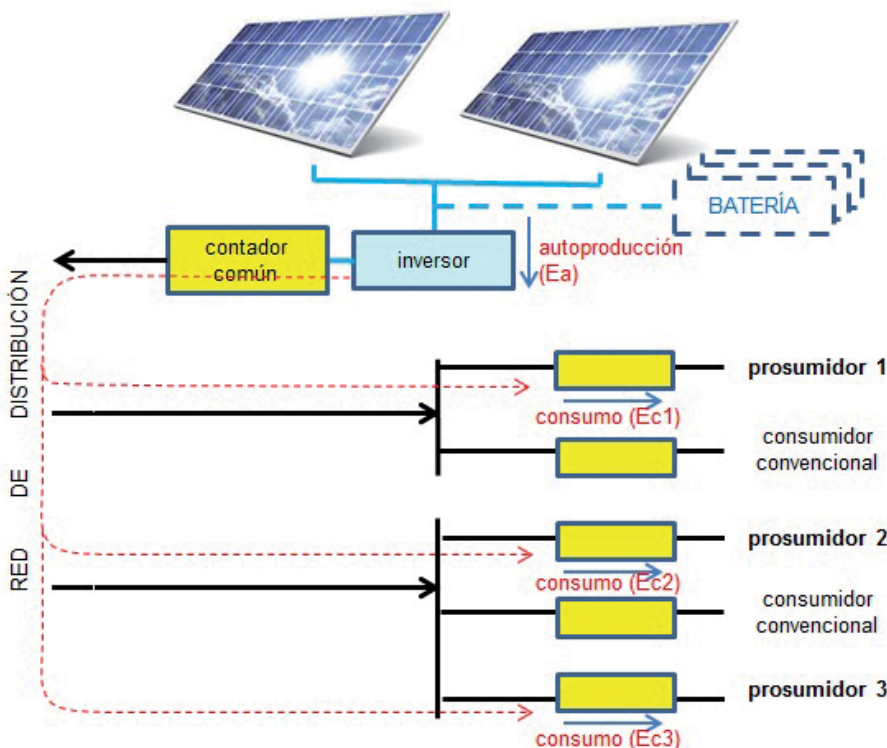


Fig. 4. Solución “indirecta” (esquema)

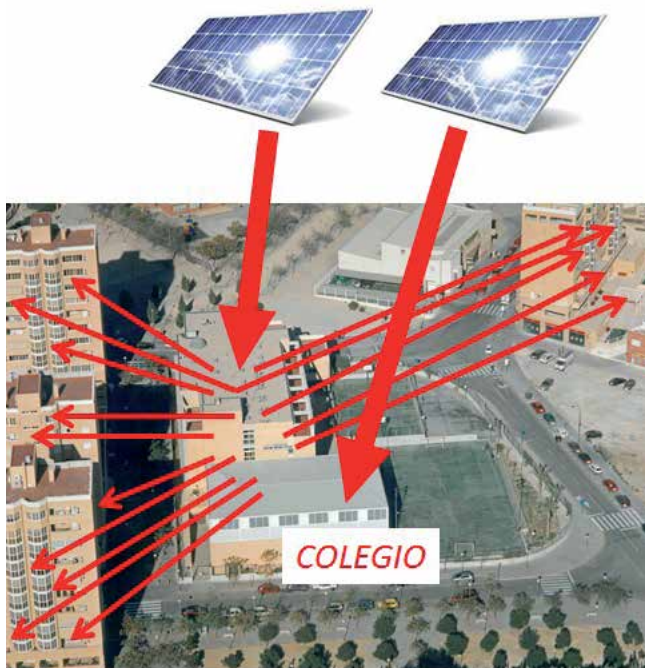


Fig. 5. Solución "indirecta", ejemplo potencial

distribución de baja tensión (el ámbito que depende de un transformador) es a todos los efectos tan local como el que recorre las distintas plantas de un mismo edificio. De hecho, también en las soluciones limitadas a un edificio la energía sobrante puede desbordarlo y abastecer a los vecinos.

Esta solución ofrece las ventajas de la flexible en conexión local, y aun en mayor medida. Pueden elegirse las mejores azoteas de la zona, y pueden asociarse vecinos de distintos bloques, reforzándose el sentido de comunidad a un nivel más amplio que el de una sola Comunidad de Propietarios (figura 5). Además, debería poder haber, en la misma red de distribución, y beneficiando a un mismo usuario, más de una instalación productora.

Esta solución ha sido adoptada por Francia, como se trata a continuación.

Perspectivas ante la nueva normativa en Francia

En el marco de su Ley de Transición Energética, Francia aprobó hace unos meses una norma (Ordonnance n° 2016-1019 del 27 de julio) que contempla expresamente el autoconsumo compartido.

En lo esencial, el modelo elegido responde a las aquí llamadas soluciones flexibles, en particular a la de conexión indirecta:

- La red de distribución de baja tensión es el ámbito en el que la energía generada por una instalación se puede considerar vinculada al consumo en una operación de autoconsumo colectivo.
- La Distribuidora es la que gestiona ese vínculo entre generación y consumo. Si un autoprodutor contrata con una Comercializadora el suministro de electricidad que necesita para completar su consumo, la Distribuidora aporta a esta los datos para la facturación, en base a conocer su cuota de participación en la generación.
- La Distribuidora debe establecer los medios técnicos y contractuales necesarios, en especial en cuanto a las mediciones de electricidad, para permitir las operaciones de autoconsumo en condiciones transparentes y no discriminatorias.
- El colectivo de prosumidores se constituye en persona jurídica (la sociedad de autoconsumo aquí tratada). Será la que informe a la distribuidora de qué parte de la generación corresponde a cada miembro.
- No se especifica una forma legal concreta para ella (en el borrador previo a la aprobación se decía "asociación, cooperativa o sindicato de copropietarios"). Tampoco se limita al ámbito de una comunidad, ni de un barrio, etc.

Queda pendiente su desarrollo detallado. Mientras, la sociedad francesa debate y se prepara, con diversas pruebas piloto. Por ejemplo, Bouygues Immobilier ha anunciado el despliegue, en un ecobarrio de Lyon, de un sistema *blockchain*, mecanismo de intercambio y registro seguro de información que puede facilitar un desarrollo importante de una de las posibilidades contempladas por la ordenanza: la venta de los excedentes del autoconsumo entre particulares.

Gestión de las soluciones flexibles

Hemos visto que las soluciones "flexibles" arriba descritas (con conexión local o indirecta) requieren la participación de la distribuidora, y en menor medida de la comercializadora.

En particular, la distribuidora debe tener conocimiento, en todo momento, de la existencia de una instalación de generación para autoconsumo compartido en su área de distribución, así como de cuáles son los usuarios de esa misma área que participan de su titularidad, y en qué porcentaje. Con esa información y con las lecturas de los contadores, la distribuidora o la comercializadora pueden aplicar las fórmulas para generar la factura.

Mantener esos datos al día requiere una serie de operaciones (altas, bajas, cambios, etc.), que a priori pueden suponer una sobrecarga administrativa para la distribuidora.

Para evitarlo, esta puede ofrecer a la sociedad de prosumidores la capacidad de autogestionarse mediante una interfaz web sencilla de usar, como se hace en muchos otros servicios. La figura 6 ilustra esta idea.

La normativa puede definir un esquema simple y homogéneo para el desarrollo de estas interfaces por las distintas distribuidoras.

Además de lo anterior, referido a la gestión de las instalaciones de autoconsumo compartidas, hemos visto que el vehículo eléctrico también puede comportarse como una instalación de autoconsumo por su capacidad de descargar su batería hacia la red en un momento dado. En las instalaciones basadas en extender la solución flexible a los puntos de recarga, podría plantearse la posibilidad de un

servicio web similar para que el propio usuario indique a la Distribuidora cuál es el suyo, pero no parece necesario pues se trata de información mucho menos variable y con un solo usuario por punto de recarga.

Conclusiones

Todas las formas de generación renovable ciudadana son bienvenidas, desde el pequeño huerto solar individual hasta las grandes instalaciones compartidas por miles de personas, y tanto si buscan una rentabilidad como ahorrar en el recibo de la luz.

Pero son especialmente bienvenidas las modalidades de generación distribuida, por un lado, y las colectivas, por otro, y ahí está el autoconsumo compartido.

Por tanto, es importante avanzar, ante todo, en poner el autoconsumo compartido en la agenda social, política, y finalmente regulatoria, pues ahora mismo es una gran olvidada ya que hablar de autoconsumo es pensar solo en el individual.

Esta necesidad se hace clamor en un país con tanta gente viviendo en bloques de pisos.

Se han visto varias soluciones de compartición para extender el autoconsumo eléctrico a comunidades de vecinos (pero también a comunidades de otros tipos):

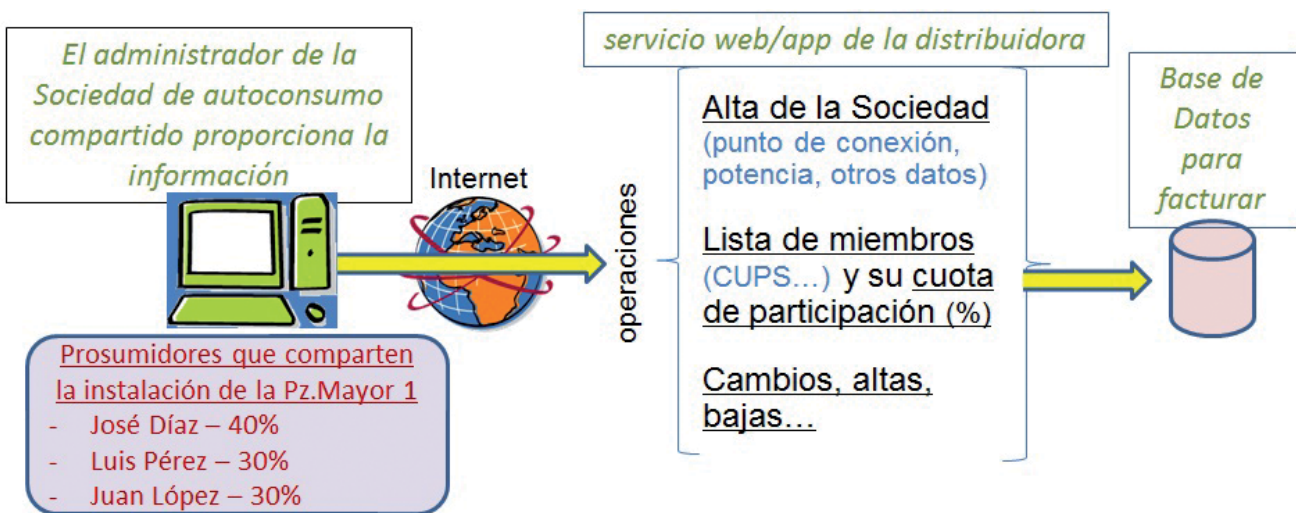
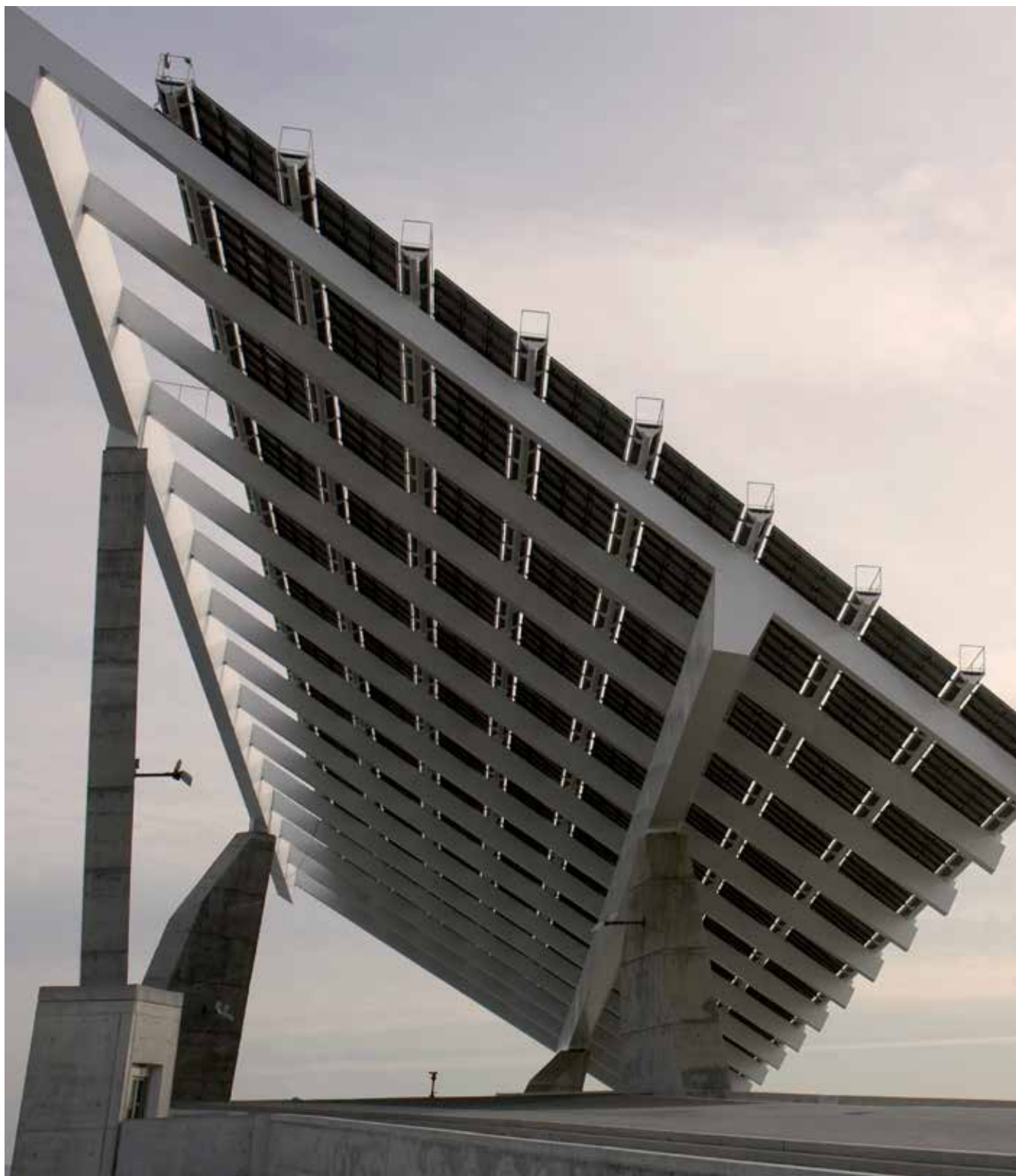


Fig. 6. Gestión autónoma de los datos



- Solución “básica, solo para las zonas comunes (no propiamente autoconsumo compartido) pero de gran interés práctico.
- Solución “integral”, en que todo el bloque de viviendas es una única micro-red, permitiendo un fuerte ahorro en el término de potencia.
- Solución “flexible” en conexión local, en la que los prosumidores conviven con consumidores convencionales, y pueden darse de alta y de baja con facilidad.
- Solución “flexible” en conexión indirecta a través de la red de distribución, en un ámbito espacial mayor.

Está claro que hacen falta cambios normativos que afectan a los agentes del sistema eléctrico, pero tenemos ya referentes importantes, como la nueva norma francesa.

Ante el evidente beneficio social, económico y medioambiental de estas soluciones, estaría plenamente justificado que la regulación las favoreciese de algún modo, como se hace en otros países incluso con el autoconsumo individual. Sin embargo bastaría establecer un trato justo, sin ayuda económica alguna, pero también sin innecesarias trabas administrativas. No se busca un beneficio financiero como inversor, sino solo abaratar el recibo de la luz, sobre la base, además, de un modelo más sostenible.

Será fundamental el papel de las empresas de servicios como catalizadoras, facilitando los trámites burocráticos, la financiación, la instalación y la operación, sin excluir otros servicios (agregación, etc.), en distintos modelos de negocio, siempre en el marco de una legislación abierta.

En todo caso las dificultades que, sin duda, surgirán serán mucho más fáciles de superar en modo colectivo que cada uno por su lado. Así, a lo bueno que tiene el autoconsumo individual se suman las ventajas de unir fuerzas, y ello no solo por su ahorro económico y por su gran “mercado potencial”, sino también por su profunda incidencia social: colaboración, fomento de lo común, solución para la pobreza energética, etc.

En definitiva, se recalca la importancia del autoconsumo compartido y se muestra cómo, en un marco regulatorio abierto, es posible desarrollarlo con beneficios para todos. Si se confirma la voluntad manifestada por (casi) todas las fuerzas políticas, este tren lo podremos coger. **ROP**

Notas

(1) Que muchos ciudadanos solo conciben el autoconsumo en su forma individual se debe en parte a declaraciones y campañas en los medios orientadas a desprestigiarlo como “cosa de ricos que viven en un chalé”. Pues bien, a ese juego se ha sumado recientemente el nuevo ministro del ramo, al tiempo que manifestaba su intención de mantener la referida norma. Se queja de un mal, y prohíbe el remedio.

El municipio y las redes locales en el corazón de la generación distribuida. Experiencias en Alemania



Jordi Ortega

Doctorado en Filosofía en Goethe Universidad de Frankfurt y doctor en Ciencias Política y Sociología por la Universidad Carlos III.

Colaborador La Vanguardia y coautor de 'La energía después de Fukushima'

Resumen

La (re)municipalización de la energía dota a los municipios de un instrumento para acelerar la transición energética, las redes descentralizadas y, en consecuencia, las energías renovables basadas en una generación distribuida. ¿Qué papel tienen las ciudades en la transición energética 2.0, considerando que las energías renovables han alcanzado cierta madurez? Durante la curva de aprendizaje las renovables eran vertidas en redes centralizadas, adecuadas para las estructuras convencionales. El papel local en un modelo descentralizado es clave. La gestión pública de las redes garantiza la neutralidad de la red, anular los privilegios de una gestión privada en favor de las energías convencionales y devuelve la libertad a los ciudadanos, centro del nuevo modelo energético. Los municipios tienen competencias de urbanismo, edificación, etc., para impulsar la transición energética en las ciudades.

Palabras clave

Descarbonización, modelo energético, energías renovables, dependencia energética, tarifas, transición energética, procomunes municipales

Abstract

The (re)municipalisation of energy provides cities with the means to accelerate energy transition and decentralised grids and, subsequently, the use of renewable energies based on distributed generation. What role do cities have in the energy transition 2.0 when considering that renewable energies have reached a certain maturity? Throughout the learning curve, renewable energies have been passed through centralised grids, suited to conventional structures. The local role in a decentralised model is vital. The public management of the grids guarantees the neutrality of the network, eliminating the privileges of private management that favours conventional energies and returning freedom to the public, the centre of the new energy model. Town and cities have the authority over town-planning, building, etc. to impose the energy transition of their cities.

Keywords

Decarbonisation, energy model, renewable energies, energy dependence, tariffs, energy transition, municipal-community ownership

1. Desafíos de la transición energética

Hoy la transición energética es una realidad: cientos de miles de puestos de trabajo creados, las energías renovables son un pilar del suministro energético con una acelerada curva de aprendizaje reflejada en la caída de costes, etc. Llegados aquí, se abre un amplio debate sobre cómo seguir. ¿Qué es la transición energética 2.0? La que se produce cuando el mercado deja de funcionar ya que es incapaz de equilibrar oferta y demanda; y la volatilidad de precios está determinada por el volumen de energía renovable vertida en la red².

En lugar de abordar los desafíos para seguir con el relevo tecnológico empieza a ganar terreno la idea que “Alemania

se desindustrializa”. Las exportaciones alemanas crecen, en parte con la caída de costes de la electricidad por la masiva entrada de energía renovable. Incluso provoca desequilibrios entre el centro exportador y la periferia importadora de productos alemanes. La Comisión Europea manifestó su preocupación por la persistencia de ese superávit en la cuenta corriente de Alemania; esa competitividad de la economía alemana debería ir acompañada de un incremento de la demanda interna, como apuntaba el Comisario de Asuntos Económicos Olli Rehn³. La economía alemana no solo quiere exportar gracias a la transición energética que baja costes energéticos; la propia “transición energética” es exportable. Las ciudades autosuficientes se deberán especializar en tecnologías

más allá de placas fotovoltaicas; las eólicas, baterías, o los coches eléctricos son vectores de una innovación disruptiva.

Es un error reducir la transición energética al problema de precios. Las infraestructuras energéticas centralizadas y jerarquizadas que perpetúan las energías convencionales, parece que se quiere olvidar que surgieron del proteccionismo político. La apuesta por las energías renovables es calificada de prematura, precipitada; en fin, igual que el abandono de la energía nuclear Alemania vuelva a adelantarse en su particular “oscura historia irracional”, si acaso “olfatea”, tras el riego, las oportunidades de transformarse en la potencia verde del siglo XXI⁴.

¿Por qué ahora las ciudades y las redes descentralizadas? La energía renovable, durante la curva de madurez, con un precio garantizado incentivó la demanda y aceleró la caída de precios. Hoy ganaría productividad en una red descentralizada. Aquel modelo que ha logrado enormes éxitos tiene una disfuncionalidad, a saber, un mercado incapaz de equilibrar oferta y demanda reflejada en la volatilidad de precios⁵.

2. El papel de las redes descentralizadas

Christian Ude, alcalde de Múnich, al expropiar las redes locales de distribución eléctrica de su ciudad, diferenció el concepto de *shareholder value* (valor del accionista) y *citizen value* (valor del ciudadano). Las redes eléctricas convertidas en un campo de juego para las sociedades anónimas que cotizan en bolsa son gestionadas para ofrecer, a corto plazo, beneficios a sus accionistas. El ciudadano está, en cambio, interesado en el largo plazo,

en ofrecer a sus hijos y nietos un sistema energético completamente renovable.

Quiso invertir miles de millones de euros para abastecer su ciudad en 2015 con 100 % de energía renovable. El obstáculo era el gestor local de las redes. No estaba interesado en nuevas inversiones en red para explotar el patrimonio común de energías renovables pagadas a cargo de tarifas acordadas con las autoridades reguladoras; menos aún, si iba en detrimento de sus centrales convencionales. La red no solo distribuye, también planifica y gestiona; por tanto, tiene el poder de retrasar, denegar, postergar, e incluso bloquear cualquier cambio estructural en el sistema de suministro energético⁶.

Un cambio acelerado del modelo energético requiere que el monopolio natural de las redes esté en manos públicas. La novedad de Múnich es que todas esas infraestructuras terrestres que habían sido construidas, explotadas y gestionadas de forma independiente, pasaron a ser gestionadas de forma integrada, lo que permitía aprovechar las sinergias entre ellas. Pero no es posible conectar energías renovables con baterías de coches eléctricos, para una buena optimización de ambas, sin redes de información y comunicación.

Una red eléctrica tiene dos funciones adicionales a la transmisión de electricidad. Erróneamente se consideran redes de transporte cuando no mueve ningún objeto físico. Las redes gestionan y planifican. El propietario de la red determina qué volúmenes inyecta y dónde adquiere la energía, además de diseñar la red y orientarla hacia los puntos de producción. La red, por tanto, es la columna



vertebral de cambio de modelo energético. No solo debe ser pública, sino que ha de tener una gestión democrática (Scheer,2011:2010). Así, la Coalición Rojo-Rojo-Verde en Berlín se ha planteado la oportunidad de marcarse ambiciosos objetivos de mitigación del cambio climático (neutralidad de carbono) incluyendo a los berlineses en la gestión cooperativa de la energía⁷.

3. Volver al modelo descentralizado

Hay paralelismos y diferencias en recientes procesos de municipalización de las redes. La Fundación Heinrich Boell ha estudiado el caso de Hamburgo (Alemania) y Boulder (Colorado, en EE. UU.)⁸. Fueron impulsados por ciudadanos, exigiendo un referéndum que obligara autoridades locales recuperar las redes en manos públicas; se reivindicaba el control democrático de las infraestructuras urbanas para ambiciosos objetivos en la política climática.

Esa titularidad pública local de servicios se perdió en la primera mitad del siglo XX. Al inicio del siglo XX en Estados Unidos cada granja tenía su propio molino que generaba su electricidad. En 1891, Poul la Cour tenía dos generadores eólicos que, por electrólisis, generaban hidrógeno para alimentar con energía su mansión en Askov (Dinamarca). Todos aquellos modelos descentralizados quedaron marginados, abandonados o malvendidos, en favor de grandes centrales de generación y un sistema centralizado⁹. El actual modelo, basado en largas cadenas de combustibles fósiles, esta apuntado no por la mano ciega del mercado sino por los enormes estímulos económicos tras la crisis de 1929. El New Deal marginó aquellas vanguardistas empresas públicas locales que revolucionaron las ciudades al inicio del siglo.

La cuarta revolución industrial en el siglo XXI precisa de aquellas empresas locales públicas; desde las redes inteligentes hasta integrar las energías renovables en edificios y el despliegue del coche eléctrico. Son todas ellas competencias, como muestra Fabio Longo, propias de las ciudades¹⁰.

Pero la nacionalización de las energéticas, dejémoslo claro, va en dirección opuesta a dar pasos en un cambio del modelo energético (Scheer:2011:191; Klein:2015:169). El monopolio energético estatal marginó la generación distribuida y el modelo descentralizado; privando, de este modo, a los ciudadanos de la libertad de generar su propia energía. Petroleras y energéticas estatales evita



que se tomen medidas que perjudique la rentabilidad de combustibles fósiles como un cambio hacia las energías renovables. Alemania no desmanteló las empresas locales que gestionan redes de electricidad; las Stadtwerke fueron vendidas o cedidas como si no tuvieran el menor interés público, pero no desaparecieron¹¹. Existe una simbiosis, como muestra el documental francés *Demain* dirigido por Cyril Dion y Mélanie Laurent, entre democracia local, energía local y economía local.

4. Transición y conflicto energético

J.A. Schumpeter habla del conflicto de las “antiguas empresas existentes” apuntaladas por “las viejas estructuras económicas y políticas” que, en el proceso de “destrucción creativa”, intentan resistir a la “tormenta”¹². El precio sirve para atizar contra las energías renovables. La cuestión no es nueva. Schumpeter muestra cómo tras el argumento del coste podemos desvelar los ocultos motivos de rechazo de preservar una estructura económica amenazada una mutación o relevo tecnológico.

¿Cuándo se producirá esta mutación? En el momento en que el suministro energético centralizado pierda clientes y los consumidores dejen de pagar por el suministro centralizado, todo el modelo convencional centralizado se vendrá abajo. El sistema convencional, que perderá ingresos, será relevado por un sistema descentralizado. Aquí la misión

relevante de la red de distribución local para orientar esa mutación acompañada de descalabros y cataclismos para los sectores energéticos convencionales¹³.

Cuando las energías renovables dejan de ser sustitutas o complementarias a la energía convencional empiezan, para decirlo de algún modo, a “perturbar” el sistema “en equilibrio” (Scheer:2011:64). Un éxito rápido de las energías renovables infringiría a los grupos establecidos una pérdida del control. Que estos cambios resultan amenazantes lo vemos en el RD 900/2015. En él se reconoce que las energías renovables “en la actualidad y futuro están permitiendo una reducción de costes... avanzar hacia un sistema de generación distribuida”. La conclusión es que la “estabilidad financiera” del sistema centralizado se debe garantizar y, por tanto, las instalaciones destinadas al autoconsumo deberán “contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores”. Es el llamado “impuesto al sol”. Sirve para que las viejas estructuras económicas sean financiadas por las nuevas frenado, de este modo, cualquier cambio.

Ni siquiera las inversiones de eficiencia energética en edificios resultan viables con una tarifa eléctrica cuasi plana (no existe en otros países el “término fijo” –los costes regulados se pagan en kWh consumido). La industria y familias numerosas reciben un “bono social” soportado en la “término fijo” por el resto de consumidores.

El mercado marginal contribuyó a inversiones enormes en centrales de gas. Acabar la mitad de nucleares programadas arruinó el sector con una sequía de inversiones en una década. Nadie esperaba el éxito, al mismo tiempo, de las energías renovables. Esos 29 GW de centrales de gas infrutilizados (en España y Alemania) no se podrán amortizar. El gobierno se equivocó, no en su apuesta por las renovables, sino en no decidirse por ellas y dejar que se produjera el “choque de trenes entre los dos modelos” (Scheer:2011:279).

¿Hemos aprendido algo? El sector energético convencional en lugar de una retirada ordenada redobla su apuesta por proyectos de explotación de “energías sucias”. ¿Qué



hacer? Thomas Piketty y Tim Jackson claman a los inversores: ¡parad de invertir en fósiles!¹⁴

5. Ni lo viejo muere, ni lo nuevo nace

La transición energética podría morir de éxito si no se emprenden reformas. No es sostenible que la entrada de más energía renovable sea gestionada a través de las exportaciones de los excedentes. Tras el cierre de la mitad de las nucleares por Alemania como consecuencia de Fukushima se denunció la hipocresía: Alemania pasaría a importar energía de origen nuclear o incrementaría sus emisiones usando más el carbón. Falso. Se pasó de 6,3 TWh de exportación en 2011 a 50,1 TWh en 2015¹⁵. El mercado marginalista eléctrico, dentro del cual opera la energía convencional, no es capaz de equilibrar oferta y demanda; las rentas no se disputan entre tecnologías más eficientes, la ausencia de energía renovable provoca beneficios sobrevenidos (*windfall profit*) aquellas tecnologías amortizadas: nuclear e hidráulica.

En lugar de tocar muchas teclas: cambio de ley energética, reforma de la ley renovable, nuevo urbanismo, expansión de la movilidad eléctrica, digitalización de la red, ambición en objetivos de la lucha contra el cambio climático, código de edificación para edificios, etc., se enfoca en el problema, unilateralmente, del precio. El modelo energético convencional no apostará por las energías renovables en el momento que sean “competitivas”; porque no toman decisiones sobre costes individuales. Sustituir por energía renovable una central convencional afecta tanto a las redes y subestaciones como a la cadena de suministro de combustibles (Scheer:2011:63). Esa visión integrada del negocio requiere una visión local: desplazar las largas cadenas fósiles globales por cortas relaciones locales.

Las energías renovables perturban, desde la visión de la energía convencional, el equilibrio de toda su “estructura económica fósil” (Scheer: 1999: 342-394). Los costes no son los únicos criterios en su toma de decisiones¹⁶. Hay



servicios que no se venden hacia afuera, en una economía solar forman parte de la circulación interna, por ello, se puede vender a precios más bajos. El residuo del centeno es un fertilizante, alimento del ganado, etc.; tiene esa multifuncionalidad que tienen las energías renovables. La economía fósil forma una especie de “económica integrada”; vista, esta, más allá del componente eléctrico o energético, por ello, en la medida que la industria deje de ser prisionera de los consorcios energéticos fósiles (usen lubricantes orgánicos, revitalizantes en lugar de fertilizantes sintéticos, bioplásticos, etc.) si pierden un elemento en la cadena todo el proceso encarece costes. Añadir acotes en la transición energética multiplica la productividad de las energías renovables¹⁷.

Las energías renovables no son ni serán sustitutivas de las energías convencionales, tienen ese carácter disruptivo. Aquí el papel que deberán de jugar las ciudades para desplazar la economía fósil global por la economía solar local .

6. Volver a la geografía local

No voy hablar de geopolítica energética global. La biomasa es más interesante en su uso como materia primera que como combustible (aprovechamiento energético). Que la fitoquímica desplace a la petroquímica requiere de biorefinerías en el territorio asociadas a diversas actividades industriales (es caro extraer un solo principio). La transición energética, para ganar recorrido, necesita nuevos actores; el Wuppertal Institut, tras identificar las inercias con el pasado del régimen socio-tecnológico fósil, propone ampliar la gama de actores e instituciones que permitiría superar esas resistencias del oligopolio energético¹⁸.

El toque de piedra es la titularidad pública de las redes eléctricas. Aprovechamientos de carácter local o regional que sustituyen las cadenas globales de recursos fósiles. Se exige volver a la geografía local para una ordenación (de los recursos, de interés público) del territorio (Scheer: 201: 198). La ley energética, no olvidemos, integra la energía en la planificación urbanística; sin las redes, monopolio natural, poco se puede hacer.

En este momento se está legislando como si la energía solar fuese “indeseable en todo el mundo”. En Alemania, en 2016, se instalaron 1,08 GW de fotovoltaica, frente los 7,8 GW en 2012. El poder fósil se asienta en esa endogamia entre consorcios energéticos, las élites científicas y las élites mediáticas²⁰. A la Agencia Internacional de la

Energía, no le importa el ridículo que incluso Bloomberg New Energy Finance le recuerda. En su “escenario 450” hasta 2040 se instalarán 882 GW de fotovoltaica, cuando en 2013 se instalaron 130 GW (Ortega.2015).

Una gestión pública de redes locales aborda la cuestión del poder. Ese poder socaba la libertad de mercado, tomando en vano el nombre del “mercado”. Municipalizar las redes no suplanta a los actores privados; al revés, las redes descentralizadas públicas buscan no discriminar a terceros y garantizar esa libertad y seguridad a los actores económicos (Scheer: 2010.214). Una ciudad con edificios generadores de energía crea condiciones de equidad económica, social, ambiental, y también política. Estructuras jerárquicas con el poder arriba y consumidores abajo generan esas relaciones endogámicas de poder. Lo contrario que las estructuras horizontales que no amenazan sino favorecen la democracia.

¿Qué supone una red de gestión municipal para Múnich? Con un consumo de 2.500 euros anuales y un millón de habitantes, equivale a inyectar en ella 2.500 millones de euros anuales. La escolástica energética, en cambio, mira el precio del kWh (Scheer, 2010:215).

7. ¿Freno a acelerar desde las ciudades?

El mapa de renovables alemán coincide con el de redes locales de titularidad pública. La energía renovable está en manos de cooperativas locales ciudadanas y rurales, y de empresas municipales. Wuppertal Institut, antes del referéndum de Berlín y Hamburgo, evaluó los procesos de remunicipalización de las redes²¹. Esos procesos de municipalización en Alemania han llamado la atención en Francia: el país con un modelo energético centralizado y estatalizado resalta la vitalidad de “*projets citoyens a aussi été soutenue par l'organisation très décentralisée de la distribution d'énergie avec environ 800 régies municipales (Stadtwerke)*”²².

Tras Fukushima tuvo lugar el “Waterloo de la política nuclear del gobierno”; así lo calificó Sigmar Gabriel, actual Ministro de Industria (SPD). El “gran acuerdo” de la coalición liberal-conservadora no era más que rectificar una década de maliciosos e indignantes reproches contra la política roji-verde en favor de las energías renovables y el clima²³. ¿Se puso fin a esa otra “guerra de treinta años”? No del todo. Después de las elecciones en 2013, el Instituto de Nueva Economía Social de Mercado (INSM) reclamó al nuevo gobierno (CDU-



SPD) abolir la ley de renovables (EEG). El diablo se viste de ángel cuando pide que esa transición energética sea con el “menor coste económico”. En lugar de “precio garantizado”, como artificio semántico habla de “subvenciones” para, a continuación, tachar la ley de renovables (EEG) por sus “perversos e ineficientes incentivos”.

Piden abolir la “ley de renovables” (EEG) y sustituirla por un “mercado de renovables competitivas” (WEE)²⁴. Es habitual leer que Alemania abandona la política climática a cambio de una errónea política energética, como si fueran dos términos excluyentes. Si la política climática es una oportunidad, se debe a la caída de precios propiciado por las energías renovables²⁵. Entre 2008 y 2013 el precio subió de 21,65 a 28,84 ct/kWh (la EEG tax, de 1,79 a 5,27 ct/kWh) con gobierno CDU-FPD. El gobierno quiere poner el freno a la energía solar, que estaba a 25 ct/kWh en 2010, para que no supere los 12,5 ct/kWh en 2017. En 2015 estaba en 11 ct/kWh; frenar la expansión a partir de 2013, ha traído frenar la caída de precios.

Las licitaciones incrementarán los costes por suponer barreras adicionales de acceso²⁶. La transición energética está amenazada por el sistema de licitaciones, que presupone que incluir “competitividad” reducirá los 520.000 millones de euros de coste de la transición energética hasta 2015²⁷.

8. Ciudades protagonistas del clima y energía

En el Acuerdo de París las ciudades ganan protagonismo y lo pierden los estados. Las empresas municipales de energía –*Stadtwerke*– se dieron por muertas, definitivamente acabadas, hace poco más de una década. Se les llamó *Stadtwerkesterben*, “moribundas empresas locales”. Estamos entre aceptar el cuento de la “competencia”, inversiones en grandes infraestructuras energéticas y un “mercado europeo de la energía” con una drástica reducción de participantes, alentada desde la Comisión Europea; o, por el contrario, avanzar hacia mercados locales, redes descentralizadas, con miles de millones de participantes. Empresas públicas de Francia, Suecia

e Italia se pudieron expandir más allá de sus fronteras, manteniendo el carácter público de sus redes (Scheer: 2011:134). Europa, en lugar de convertirse en un actor político y económico global, parece empeñada en tirar por la borda ese capital acumulado.

Unas infraestructuras públicas locales permiten encajar muchas piezas: planificación urbanística y energética, códigos de edificación, movilidad eléctrica, etc. Se trata de desplegar esa multifuncionalidad que tiene las energías renovables, en que además de vender hay que valorar el donar y regalar en esos “circuitos internos”.

Los mercados directos locales de electricidad verde se deben de combinar con formas imaginativas de economía colaborativa, sobretodo, entre polígonos industriales

y estos y las actividades urbanas. Permiten el intercambio de excedentes entre particulares, pero también el uso no energético de esos recursos renovables. Se construyen así ciudades energéticamente autosuficientes²⁸. Stadtwerke Krefeld es un ejemplo de ello: está equipada con 22 subestaciones con equipos de transmisión de fibra óptica, conectados a una central de control (52 estaciones secundarias son inteligentes de las 105); permite optimizar la integración en la red en baja de energía fotovoltaica, eólica, biogás. Necesita planificar nuevas infraestructuras de red de distribución. Dio el cambio al ver que las eléctricas actuales, que gestionaban dichas redes, respondían a sus necesidades; conectan la demanda a sus grandes plantas de generación²⁹. Falta recuperar toda la inteligencia local perdida. **ROP**



Notas

- (1) Rosenkranz, G. (2014) *Energiewende 2.0*. Aus der Nische zum Mainstream. Band 36, Heinrich Boell, Berlin. https://www.boell.de/sites/default/files/energiewende2.0_1.pdf
- (2) Matthes, Ch. (2014) *Erneuerbare-EnergienGesetz 3.0*, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_KF_web.pdf
- (3) Kritik an hohem Exportüberschuss. Deutschland weist EU-Rüge zurück, Tagesschau, 5.3.2014, <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/exportueberschuss106.html>
- (4) Ortega, J. (2015) Nucleares y la COP21. Sostenible? N.16. p.53-65. [http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/82005/Revista %20Sostenible %2016_ Nucleares %20y %20la %20COP21_Jordi %20Ortega. pdf;sequence=1](http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/82005/Revista%20Sostenible%2016_Nucleares%20y%20la%20COP21_Jordi%20Ortega.pdf;sequence=1)
- (5) Agora-Energiewende (2014) 12 réflexions sur la transition énergétique, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/12-Thesen/Agora_12reflexions_transition_energetique.pdf
- Muestra la pérdida de sentido del coste marginal: la energía convencional carece de “flexibilidad” y funciona como “potencia base”; la energía renovable no tiene coste variable, no podría financiarse por precio.
- (6) Scheer, H. (2011) *El imperativo energético*. Ed. Icaria, Barcelona. p.211-212.
- (7) Bürger übergeben 10.000 Unterschriften an Rot-Rot-Grün: „Historische Chance: Stromnetz in Bürgerhände bringen!“, 10.10.2016, <http://www.buerger-energie-berlin.de/catpresse/10-10-2016-buerger-uebergeben-10-000-unterschriften-an-rot-rot-grun>
- (8) Fei, C. and Rinehart, I. (2014) *Taking Back the Grid: Municipalization Efforts in Hamburg, Germany and Boulder, Colorado*. Heinrich Boell. Washington https://us.boell.org/sites/default/files/fei_rinehart_taking_back_the_grid.pdf

Schönau se apropió de las redes para un suministro energético no nuclear tras Chernóbil, otra motivación puede ser obtener recursos público, el deterioro de las redes y mala calidad del servicio, opacidad de inversiones que no obedecen al interés general. Boulder tenía un suministro más intensivo de carbón, por tanto, hay una correlación entre propiedad pública de redes y objetivos ambiciosos en energía renovables por parte de municipios caso de Austin o Sacramento (35 % en 2020). Klein, N. (2015) *Esto lo cambia todo*, Ed. Paidós, Barcelona. p.129-133.

(9) Ortega, J. (2013a) Las ciudades y la industria actores de la revolución energética, *Ecosostenible* n.19. 2013. p.31-47. http://www.ecoiurislapagina.com/pdf/ecosostenible/2013/Ecosostenible_19.pdf

(10) Longo, F. (2010) *Neue örtliche Energieversorgung als kommunale Aufgabe: Solarsatzungen zwischen gemeindlicher Selbstverwaltung und globalem Klima- und Ressourcenschutz*. Nomos, Baden-Baden. El monopolio natural de la red eléctrica en manos públicas buscan reducir los costes de transmisión lo que resulta un freno para las inversiones necesarias en adaptar las redes para el despliegue de las energías renovables.

(11) Ole von Beust alcalde en una coalición CDU-Verdes en Hamburgo recompró la calefacción urbana y red de gas, consideró un error la venta de la red eléctrica local a la empresa sueca Vattenfall. En Europa se inicia, antes de la crisis de 2008, un periodo de “rekommunalisiert” (re-localizar); recuperar la gestión pública de los servicios públicos. VKU (Asociación de Empresas Locales) vio una oportunidad en el fin de una décima parte de concesiones de empresas locales de energía hasta 2011 para que regresasen al control y gestión pública; cuestión que entra en la agenda política local. Mihn, A. (2009) *Kommunen erobern Energieversorgung zurück*, FAZ, 11.8.2009. <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/stadtwerke-kommunen-erobern-energieversorgung-zurueck-1839606.html>

En Francia, en esos años, Bertrand Delaoë alcalde de Paris, Manuel Valls de Evry, Pierre Moscovici de Montbéliard, etc., municipalizan los servicios de agua. Mientras Mataró privatiza el “Tuvo Verde”, Terrassa municipaliza el agua o Barcelona crea el Operador Municipal de Energía (OME), bajo el gobierno de Xavier Trias. Aunque Barcelona se fijó en Cádiz, ni Trias ni, después, Colau se plantean ir más allá de una “comercializadora”. Sierra, L. (2015) Trias anuncia la constitución de un operador eléctrico metropolitano, La Vanguardia, 15.5.2015, <http://www.lavanguardia.com/local/barcelona/20150515/54431260111/elecciones-municipales-trias-prohibir-estelades-aumenta-crispacion.html>

(12) Schumpeter, J.A. (1950) Capitalism, Socialism and Democracy. Ed. Harper & Brothers. Nueva York-Londres.

(13) Scheer, H. (1999) Economía solar global. Ed. Galaxia Gutenberg, Barcelona. p.331 y 341.

(14) Piketty, T. y Jackson, T. (2015) ¡Parad de invertir en combustibles fósiles! 13.11.2015, Ecopolítica. <https://ecopolitica.org/thomas-piketty-y-tim-jackson-parad-de-invertir-en-combustibles-fosiles/>

(15) Hendricks kritisiert massiven Anstieg der Stromexporte, Spiegel, 28.12.2015, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/klimaschutz-umweltministerin-hendricks-kritisiert-massiven-anstieg-der-stromexporte-a-1069663.html>

El punto débil de aquella decisión fue no abordar una salida al carbón como se hizo con la energía nuclear (9Klein:2015:128. Hoy se quema lignito a coste de la hulla y, sobretodo, dela caída del gas natural.

(16) Hermann Scheer advirtió hace años de ello: “porque el criterio de costes de la energía no es suficiente por sí mismo para desbancar a las energías convencionales en el mercado, incluso en el caso de que las energías renovables sean o vayan a ser más competitivas económicamente” (Scheer, 2011:128). Entre energías

renovables y energías convencionales no puede haber “igualdad”; como no lo había antes de la liberalización del sector energético entre diversas tecnologías. Incluso la Ley 54/1997 reconoce que no todos los kWh son iguales. En cambio, se instala dicho criterio en el análisis de costes como veremos. Fabra, J. (2016) En la electricidad los paradigmas también impiden pensar, Economistas frente a la crisis, 7.10.2016, <http://economistasfrentealacrisis.com/los-paradigmas-impiden-pensar-en-la-electricidad-tambien/>

(17) Pacte Industrial (2016): Guía de iniciativas locales hacia la transición energética en los polígonos industriales. Número 14. Publica de forma parcial y deficiente el papel de la industria en una transición energética, evitando las consecuencias disruptivas de las energías renovables en favor de una innovación paliativa o adaptativa del actual modelo fósil por razones pragmáticas.

Ortega, J. (2015) La industria del automóvil: ¿ganador o perdedor de la transición energética? La Vanguardia, 19.12.2015, <http://blogs.lavanguardia.com/diario-de-futuro/la-industria-del-automovil-ganador-o-perdedor-de-la-transicion-energetica-24656>

(18) La Fabrique Ecològique (2014) Les territoires au cœur de la transition énergétique, http://media.wix.com/ugd/ba2e19_97b63eb6ac49437ca32f0018765088a3.pdf

(19) Berlo, K., Templin, W., Wagner, O. (2016) “Remunicipalisation as an Instrument for Local Climate Strategies in Germany. The conditions of the legal energy framework as an obstacle for the local energy transition”, Renewable Energy Law and Policy Review, Volume 7. (2016), Issue 2. p.113-121.

(20) El abandono de la energía nuclear en Alemania sería un ejemplo de cómo, en lugar de mirar hacia arriba, las élites y medios de comunicación, se impone la voluntad democrática; a saber, “los lugares comunes político culturales y, con ellos, los parámetros de la discusión pública, no se desplazan sin la labor soterrada y tenaz

de los movimientos sociales” Habermas, J. (2012) La constitución de Europa. Ed. Trotta, Madrid. p.123.

Dicho en otros términos: “Despachos de abogados de indiscutible prestigio y apellidos con pedigrí, departamentos de economía de las más prestigiosas universidades, empresas consultoras multinacionales que están aquí y allá en todas las partes del mundo... construyen sólidos argumentos a cambio de multimillonarios honorarios” (Fabra, 2016).

(21) Berlo, K, Wagner, O. (2013) Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierung. Wuppertal Institut 2013, http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Stadtwerke_Sondierungsstudie.pdf. Los Stadtwerke no solo contribuyen a la implantación de energías renovables en las ciudades, sino que generan sinergias al apostar por el coche eléctrico, centrales virtuales de energía, etc. Los 1.400 monopolios locales (Stadtwerke) existentes en 1998, con la liberalización de sector fueron privatizados. En 2005 se recupera la titularidad pública. Permiten multiplicar los actores y mejorar la competencia. En 2013 cuentan con 250.000 empleados y un cuota del 46 % del mercado (frente el 16 % de RWE). Small, but powerfull- Germany's municipal utilities, Clean Energy Wire, 18.2.2015, <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/small-powerful-germanys-municipal-utilities>

(22) Girarde, M. y otros (2014) La transition énergétique allemande. Terra Nova, http://tnova.fr/system/contents/files/000/000/166/original/26062014_-_transition_energie%CC%81tique_allemande.pdf

Francia tienen una Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) que agrupan 500 empresas de servicios públicos (con ciudades Metz, Estrasburgo...). En Estados Unidos crecen las asociaciones municipales de servicios públicos como California Municipal Utilities Assotiation (CMUA).

(23) Narbona, C., Ortega, J. (2012) La energía después de Fukushima. Ed. Turpial, Madrid. P.62-63.

(24) EEG & Co. treiben Energiewendekosten auf 520 Milliarden Euro, INSM 10.10.2016, <http://www.insm.de/insm/Presse/Pressemeldungen/Pressemeldung-Studie-EEG.html>

(25) Hermann Scheer (SPD) y Hans-Josef Fell (Verdes) en 2004 votaron en contra el comercio de CO₂ en el Bundestag. Con incomprensión y rechazo por parte de ecologistas (Scheer: 2011:82). El comercio de CO₂ ha supuesto un incremento, entre 2005 y 2007, de la factura de electricidad de 10.750 millones de euros, a pesar de la asignación gratuita. ¿A cambio de qué? Bajó en 80 millones las toneladas de CO₂ al sustituir carbón por gas, con alguna inversión en la mejora de la eficiencia energética en la industria más intensiva. El precio regulado, en cambio, que obtiene las energías renovables, supuso una tasa en la tarifa (de algunos céntimos de euro por kWh). ¿Cuál es el resultado? Atrajo enormes inversiones con una espectacular caída de precios: la energía solar en tres décadas de 30 dólares el vatio solar se ha pasado a 0,6 dólares (equivale a una subvención de 100 veces su precio). El resultado actual es el cambio del mix energético, con un efecto depresor sobre el precio (Alemania el precio del MWh estuvo a menos 130 euros/MW). Ortega, J. (2016) La Energiewende acelera el fin del carbón. Protesta, 100 % renovables y menos 130 euros/MWh, La Vanguardia 17.5.2016, <http://blogs.lavanguardia.com/diario-de-futuro/la-energiewende-acelera-el-fin-del-carbon-protesta-100-renovable-y-menos-130-eurosmwh-75861>

No es esta la opinión mayoritaria de los miembros de la Comisión de Expertos Económicos del gobierno alemán, que consideran ineficaz la ley de energía renovable (EEG). Peter Bofinger expresa su “opinión particular”, frente al resto de miembros; considera que su análisis pasa por alto, por ejemplo, que los 2 billones de superávit de permisos de carbono en la Unión Europea, una parte, es gracias a la contribución de las energías renovables; muestra la contribución de la ley de renovables a la lucha contra el cambio climático, incluso, por encima del comercio de carbono al que se le reconoce diseño

inadecuado. Sachverständigenrat-Wirtschaft (2016) Zeit für Reformen, Jahresgutachten 16/17. https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201617/ges_jg16_17.pdf

(26) Marco Bülow, diputado del SPD, se oponía a la reforma de la EEG, aprobada en julio 2016, por ralentizar la transición energética en lugar de fortalecerla. Recuerda que el modelo de licitaciones no ha tenido éxito en ningún país donde se ha introducido. El modelo piloto de licitación solar en tierra, aprobado en 2014, mostró su fracaso en concursos desiertos sin mecanismos para corregir el déficit en rondas posteriores. Bülow, M. (2016) Erklärung zur EEG-Reform. <http://www.marco-buelow.de/neuigkeiten/meldung/artikel/2016/juli/erklaerung-zur-eeg-reform-2016.html>

(27) El estudio de DICE (Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie) no habla de cifras reales, sino de hipótesis teóricas. El argumento no es nuevo: fortalecer el comercio de emisiones de carbono hace innecesaria una ley de energías renovables; la cual se considera ineficaz y discriminatoria por la falta de “neutralidad tecnológica”, presuponiendo ésta en un mercado ciego a las tecnologías que hay detrás de cada kWh. Su conclusión es que la ley de renovables (EEG) repercute negativamente en los precios al restringir la competencia. Christoph Schmidt, director del RWI y, a su vez, de la comisión de expertos económicos (Sachverständigenrat-Wirtschaft), consideraba que la ley de renovables tiene un efecto “igual a cero”. Este tipo de comparaciones, como demostró Karin Holm-Muller, conducen a una preferencia en la política climática a favor de centrales térmicas de carbón (más eficientes) que la apuesta por las energías renovables; con el criterio en el coste de reducción de una tonelada de CO₂ (en el mercado de carbono a 30 euros, con eólica a 200 y fotovoltaica a 900 –a fecha de 2009 (Scheer, 2011:92-33). Hoy sabemos que aquellas inversiones no contemplaron el “riesgo de carbono”; tal como analiza el Banco de Inglaterra. Ribera, T. (2015) Nuevos riesgos sistémicos

para la economía, Economistas frente la crisis, 7.10.2015, <http://economistasfrentealacrisis.com/nuevos-riesgos-sistemicos-para-la-economia/>

Los escolásticos de Kioto solo se fijan en el coste marginal de reducir una tonelada de CO₂ en lugar evaluar la eficacia por lo que pagan los clientes a las compañías eléctricas. Esa cifra respecto los costes no aborda una evaluación de las políticas públicas, esto es, lo que pagan los clientes de las compañías en sus facturas y la reducción de emisiones (véase nota a pie de página 25). Se acepta esa contraposición, que no se da en la política europea entre energía renovable y cambio climático. Dieter Janecek (diputado Verde por Baviera) en un debate organizado por INSM manifestó que se puede prescindir de la ley renovable (EEG); condición para ello es reforzar la señal de costes del CO₂. Janecek: “Wir können auf das EEG verzichten, wenn wir einen funktionierenden Emissionshandel haben”, 18.1.2017, <http://www.presseportal.de/pm/39474/3538214>

Nop se debería identificar, por ejemplo, los elevados precios de la energía fósil con el auge de inversiones en energías renovables; las EQ de la Reserva Federal llevó a crear una burbuja de fracking que se deshinchó con el fin del EQ en julio de 2014 al cambiar la gobernadora demócrata de la Reserva Federal la política, su efecto es la caída del precio del barril de petróleo, un auge de inversiones de renovables en Estados Unidos. En Europa la EQ del BCE permitía compara de acciones de energéticas arruinada a cargo de contribuyentes.

(28) Mit dem Ökostrom-Markt-Modell die Bürgerenergie wende stärken, 19.3.2014, <https://www.naturstrom.de/ueber-uns/presse/news-detail/mit-dem-oekostrom-markt-modell-die-buergerenergie-wende-staerken/>

(29) Ortega, J. (2013) El protagonismo local en la transición energética, Ecosostenible, núm 24. p.5-13. http://www.ecoiurislapagina.com/pdf/ecosostenible/2013/Ecosostenible_24.pdf

Energías renovables y acceso universal en Iberoamérica



Julio Eisman Valdés

Director gerente.
Fundación Acciona Microenergía

Resumen

Entre 20 y 30 millones de latinoamericanos sufren las condiciones más extremas de pobreza energética al no tener acceso a la electricidad. Llevar la energía eléctrica a ubicaciones remotas y muy mal comunicadas, con gran dispersión de viviendas, muy bajo consumo, donde apenas hay servicios básicos y que es clamorosa la ausencia del Estado, se convierte en una tarea compleja porque no son válidas las soluciones convencionales.

Precisamente las energías renovables son la solución de este problema y permiten, mediante un modelo adecuado de gestión, facilitar energía eléctrica básica de forma sostenible y asequible.

Palabras clave

Electrificación rural aislada, acceso a la energía, Objetivos de Desarrollo Sostenible

Abstract

Between 20 and 30 million Latin Americans suffer the most extreme conditions of energy scarcity and do not have access to electricity. Taking electricity supplies to very remote and poorly communicated areas with highly scattered homes, with very low consumption, barely any basic services and where the absence of the State is all too conspicuous, is a complex task as conventional solutions are no longer valid in these situations.

Renewable energies are the solution to this problem and, with a suitable management model, may provide basic electricity in a sustainable and affordable manner.

Keywords

Remote rural electrification, energy access, sustainable development objectives

1. El problema del acceso universal a la energía eléctrica en Iberoamérica

La región iberoamericana tiene un elevado índice de cobertura eléctrica; la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) lo cifra en torno al 96 %. Con esta elevada tasa de electrificación pareciera que la región debiera cumplir sin esfuerzos el compromiso de acceso universal a la energía eléctrica para 2030 recogido en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), aprobados en Naciones Unidas en septiembre de 2015. El Objetivo 7 establece: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”.

Pero si se analiza con más detenimiento la situación, la conclusión puede ser muy diferente. En realidad se observa que, a medida que crece la cobertura eléctrica, la tasa de electrificación anual es cada vez menor. Eso es así porque aumenta la dificultad para electrificar lugares

remotos, dispersos de bajo consumo y sin infraestructuras viarias. Si se extrapola esta situación, se observa que no se alcanzará la electrificación universal en la región en 2030.

La realidad que está detrás de los datos anteriores es que la forma de electrificación convencional mediante extensión de redes no es adecuada para llevar la electricidad a ubicaciones remotas, de difícil acceso, sin infraestructuras viarias, con una gran dispersión de viviendas y con muy bajo consumo, consecuencia de una situación de pobreza. Estas características, que definen las “comunidades rurales aisladas” (RAI, 2010), hacen que el modelo convencional de provisión de servicio, en sus aspectos técnicos, económicos y de gestión, no sea el adecuado para abordar esta problemática. Y aunque se lograra tender redes eléctricas en estos entornos, no serían económicamente sostenibles al ser sus costes de mantenimiento y opera-

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Producido en colaboración con TROLLBÄCK + COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1 212 528 1010
 Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: cipc@empagran.com

Fig. 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible

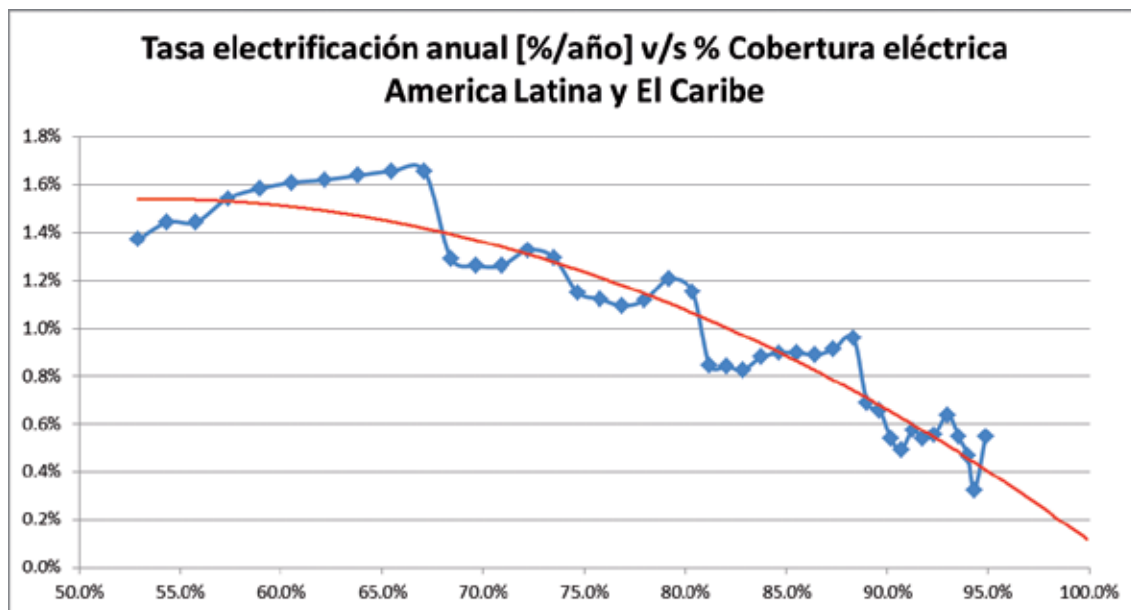


Fig. 2. Tasa de electrificación anual respecto a nivel de cobertura eléctrica. Foto: Acciona Microenergía



Fig. 3. Comunidades rurales aisladas en Cajamarca (Perú)

ción muy superiores a los ingresos recaudados mediante tarifa dado el bajo consumo eléctrico consecuencia de no poder acceder a la compra de electrodomésticos y de escatimar en el consumo con objeto de reducir los gastos.

La situación descrita implica que las comunidades rurales aisladas, además de concentrar la pobreza, se ven permanentemente relegadas del acceso a servicios básicos que permitan su desarrollo o al menos mejorar sus condiciones de vida. Por no hablar de la discriminación de oportunidades que representa la imposibilidad de acceder a medios propios de una sociedad desarrollada, o el mayor coste que tienen que sufrir por el uso de elementos energéticos alternativos (velas, queroseno, etc.). Esto es lo que se denomina “impuesto a la pobreza”.

2. Niveles de electrificación

El desarrollo de la tecnología ha permitido que haya nuevas soluciones para que las comunidades rurales aisladas

puedan acceder a la electricidad. El desarrollo de las energías renovables, y especialmente aquellas que están más ampliamente difundidas como la solar, posibilitan disponer de una solución técnica para la electrificación de comunidades rurales aisladas, sin necesidad de tener que tender redes. Estos sistemas aislados, ya sean domiciliarios o mini redes, facilitan ciertas prestaciones que no son necesariamente comparables a las que facilita una red nacional.

Para distinguir las diferentes prestaciones, el *Energy Sector Management Assistance Program* del World Bank (ESMAP, 2013) ha propuesto hasta cinco niveles de electrificación en función de la calidad y cantidad de la energía disponible. En la figura 4 se sintetizan las características principales de cada nivel de electrificación. Lo más importante para los usuarios son las prestaciones esperables en cada nivel, ya que la potencia depende de la eficiencia energética de los aparatos conectados

y de la tecnología del sistema de almacenamiento utilizado. Con el actual desarrollo tecnológico, el nivel 1 puede suministrarse con linternas solares. El nivel 2, con sistemas fotovoltaicos domiciliarios. El nivel 3 se puede dar con sistemas fotovoltaicos domiciliarios o con mini redes. El nivel 4, con mini redes y el 5, con redes extensas (nacionales o similar).

Es importante resaltar cómo la evolución tecnológica consigue una mayor eficiencia energética que está permitiendo conseguir determinados niveles de prestaciones con potencias cada vez más reducidas.

Por otro lado, un tema de interés es garantizar la escalabilidad de las soluciones, de tal modo que se pueda evolucionar desde los niveles inferiores hasta el máximo aprovechando lo más posible de las inversiones hechas. Es posible disponer de sistemas domiciliarios sencillos, que se puedan ampliar modularmente, que se puedan llegar a conectar entre ellos formando una mini red con intercambio de energía y que pueda conectarse esa mini red a la red nacional en uno o varios puntos.

Aunque la definición de los niveles establece la disponibilidad de energía, sobre el terreno hay que evaluar en cada

caso cual es el nivel que cubre las necesidades actuales sin cerrar las puertas a evolución futura. Podríamos convenir que idealmente sería deseable disponer para todos los habitantes un nivel 5 de electrificación pero esto no se traduciría en impacto para los usuarios y podría estar limitando otras posibilidades. ¿De qué serviría disponer de electricidad para alimentar equipos de aire acondicionado o lavadoras eléctricas cuando no es posible comprar dichos equipos, y hay otras necesidades más perentorias sin cubrir?

Bajo el patrocinio del Departamento de Asuntos Económicos y sociales de NNUU (UNDESA), el Real Instituto de Tecnología de Estocolmo (KTH) ha desarrollado una aplicación informática de libre acceso que permite conocer cuál es el coste del acceso universal a la electricidad para 2030 en un determinado país según el nivel de electrificación al que se opte. Así, para el caso de Perú que tiene un grado de cobertura eléctrica en torno al 90 %, llegar al menos al nivel 2 de electrificación costaría 9.110 millones de USD, mientras que llegar al nivel 5 el coste ascendería a 24.700 millones de USD, casi 2,8 veces más. Con el presupuesto actual dedicado a electrificación rural, Perú podría conseguir el acceso universal al menos con nivel 2 en el 2020, mientras que conseguirlo con nivel 5 impli-

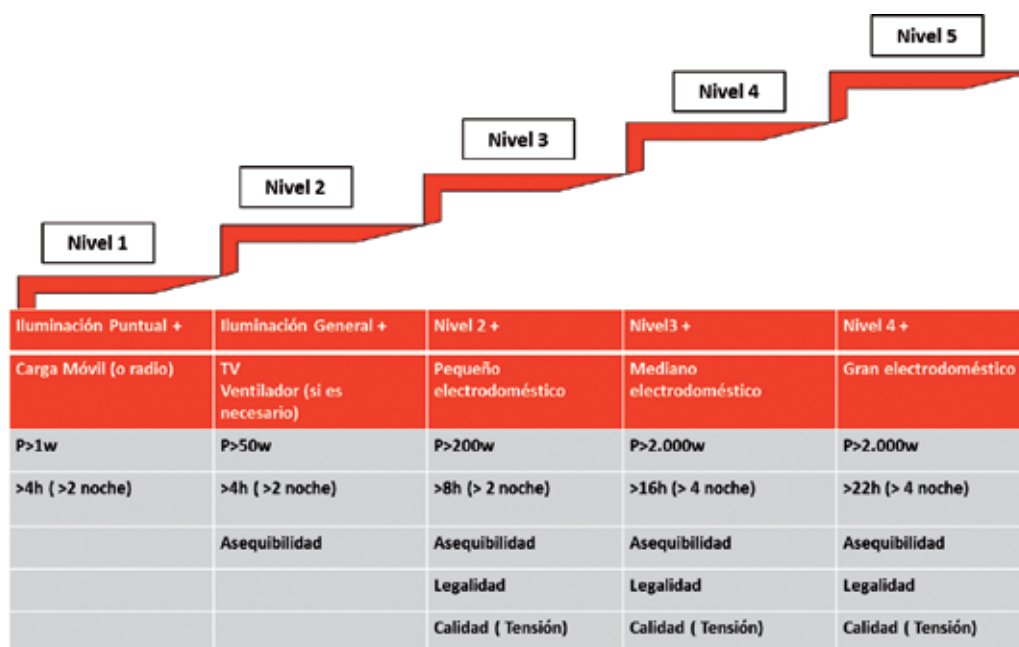


Fig. 4. Niveles de electrificación (Fuente: elaboración propia a partir de Global Tracking Framework 2013)

caría con el mismo presupuesto anual, demorarlo 8 años más, o lo que es lo mismo, tener a parte de su población iluminándose con velas hasta el 2028. Si se le preguntara a las personas que usan velas para iluminarse qué prefieren: disponer de electricidad básica para iluminación y alimentación de pequeños electrodomésticos o disponer de electricidad en abundancia cuatro años más tarde, la respuesta la tienen clara. Hay que recordar que el mayor impacto en las condiciones de vida se produce cuando se pasa de no tener electricidad a disponer de un nivel básico de acceso.

Durante el periodo 2012-2015, el Gobierno del Estado de Oaxaca (México) llevó a cabo programas de electrificación rural, constatando que la inversión en electrificación por extensión de redes fue 12 veces más cara por punto de suministro que la electrificación con SFD3G, o lo que es lo mismo, con el presupuesto dedicado a extensión de redes se podría haber electrificado con sistemas solares hasta doce veces más viviendas.

Para los países iberoamericanos, una política energética enfocada a priorizar el acceso universal a la energía eléctrica deberá enfocarse en la electrificación rural aislada con sentido de urgencia, de tal modo que se consiga cuanto antes al menos un nivel 2 para todos los ciudadanos y posteriormente se escale la escalera de electrificación aumentando el número de módulos, interconectándolos en mini redes y finalmente, si llega el caso, conectando a la red nacional.

4. Electrificación rural aislada

Las energías renovables aportan soluciones para posibilitar el acceso a la energía eléctrica a comunidades rurales aisladas donde la extensión de redes no tiene sentido técnico económico.

Dado el alto nivel de cobertura eléctrica en la mayor parte de los países iberoamericanos, conseguir cumplir con la meta 7.1 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, significa desarrollar la electrificación rural aislada con renovables.

La electrificación rural aislada puede basarse en sistemas domiciliarios cuando existe una gran dispersión entre las viviendas, o en mini redes cuando las viviendas se pueden conectar mediante cables. En este último caso, la generación puede ser centralizada, cuando se conecta una central de generación eléctrica con independencia de su

tecnología, o distribuida, cuando existen varios centros de generación que intercambian energía con los demás nodos.

Entre las diferentes tecnologías de generación (diésel, hidráulica, eólica, solar,..) la tecnología fotovoltaica presenta algunas ventajas frente a las demás tanto por la disponibilidad del recurso solar como por su costes de inversión y de operación y mantenimiento. Aunque hay que considerar el almacenamiento energético para los momentos de indisponibilidad solar. La tendencia en costes tanto de los paneles solares como de las baterías hace que esta tecnología sea cada vez más atractiva.

Es bastante frecuente el caso de mini redes con generación centralizada basada en generadores diésel. En muchos casos sólo suministran servicio durante algunas horas al día, y actualmente se plantea rebajar sus costes de operación y aumentar sus prestaciones hibridando la generación en base a energías renovables, reservando la operación del grupo diésel para puntas de consumo.

Cuando nos referimos a viviendas dispersas como las que se pueden observar en la figura 3, los sistemas fotovoltaicos domiciliarios representan una solución técnicamente fiable y económicamente competitiva. La evolución tecnológica y de mercado nos permite disponer de sistemas fotovoltaicos de tercera generación (SFD3G) que representan importantes ventajas frente a los sistemas anteriores. Se basan en baterías de litio que pesan y ocupan menos que las anteriores de plomo y son medioambientalmente inertes, disponen de focos led que maximizan la eficiencia lumínica, y no requieren la intervención de un técnico para su instalación ya que vienen previstos para enchufar y funcionar (plug&play). Estas características son muy relevantes cuando estamos hablando de lugares remotos con dificultad logística extrema, como es el caso de las comunidades rurales aisladas a las que nos estamos refiriendo (Eisman et al., 2011).

5. Nuevos actores y modelos de provisión de servicio

Desde el punto de vista tecnológico, la electrificación rural aislada no representa mayor dificultad más allá de que sea asumida, fomentada y difundida por los organismos responsables del acceso universal al servicio eléctrico.

Pero no ocurre lo mismo desde el punto de vista de modelo de provisión del servicio eléctrico. Conseguir que el sumi-



Fig. 5. Vivienda oaxaqueña electrificada mediante SFD3G. Foto: Fernando Franco Sevilla

nistro eléctrico aislado sea sostenible y asequible representa una dificultad importante. La sostenibilidad implica que las prestaciones de los sistemas fotovoltaicos duren en el tiempo, y para ello es necesario que alguien se responsabilice de atender las reparaciones de las averías y de reponer los componentes una vez agotada su vida útil. Y que los costes que estas actividades implican sean cubiertos adecuadamente. Por otro lado, hacer que el acceso al servicio eléctrico sea asequible a colectivos marginados implica buscar la forma de apoyo a estos colectivos.

Tratar de facilitar el acceso a la energía eléctrica a comunidades rurales aisladas donde la pobreza sistémica es parte de su vida, requiere necesariamente una visión global del tema, y un sistema de apoyo solidario a los más necesitados. Este apoyo puede basarse en la creación de una tarifa social o equivalente, de tal forma que los usuarios de mayor consumo tengan un pequeño recargo en su factura que ayude a compensar parte de la tarifa de los usuarios necesitados. Este sistema de subsidio cruzado,

independiente de los presupuestos públicos, existe en muchos países, pero normalmente sólo se aplica a consumidores conectados a la red. Desde 2010, Perú extendió su aplicación a usuarios alimentados con sistemas aislados, que normalmente son los que más necesitan este apoyo.

La experiencia de provisión del servicio eléctrico acumulada durante décadas por las compañías eléctricas no es de gran utilidad para atender a las comunidades rurales aisladas, cuyo modelo de gestión es radicalmente diferente: generación distribuida, intensivo en mano de obra, etc. Tampoco es un mercado que tenga atractivo para las distribuidoras convencionales por sus altos costes de operación y mantenimiento y sus bajos ingresos por consumos muy reducidos.

Por todo lo anterior, se necesitan nuevos actores con modelos innovadores de provisión de servicio adaptados a entornos rurales que implican altas dificultades logística y de comunicación.

Existen diferentes organizaciones en la región que bajo la Plataforma Latinoamericana de Energía Sustentable y Equidad (PLESE) vienen compartiendo su visión y experiencia. Como miembro fundador de PLESE, la Fundación Acciona Microenergía actúa en Perú y México. En Cajamarca (Perú), Acciona Microenergía es proveedor del servicio público de electricidad y suministra energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos domiciliarios a unos 4.000 hogares de acuerdo con los procedimientos y tarifas establecidos por el regulador. En el Estado de Oaxaca (México), Acciona Microenergía ha facilitado acceso al servicio eléctrico básico mediante sistemas fotovoltaicos domiciliario de tercera generación a 7.500 familias ubicadas en localidades de menos de 100 habitantes que no están dentro de los planes de electrificación de Comisión Federal de Electricidad. Dados los buenos resultados del programa denominado Luz en Casa Oaxaca, el nuevo Gobierno del Estado ha propuesto extender el programa en los próximos años, hasta conseguir el acceso universal para todos los habitantes del Estado.

Cofinanciado por el Fondo de Ciencia y Tecnología de Perú dentro de la convocatoria Ideas Audaces, Acciona Microenergía viene desarrollando el proyecto piloto para suministro eléctrico básico a 60 hogares de tres comunidades de la selva amazónica, con el fin de extenderlo posteriormente a toda la cuenca del río Napo en la región peruana de Loreto.

6. Conclusiones

Las energías renovables aportan soluciones fiables y competitivas para el cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible nº 7 en Iberoamérica, ya que posibilitan el acceso a energía sostenible, fiable, asequible y moderna a las comunidades rurales aisladas donde no es posible atender desde las redes eléctricas.

Para lograr resultados es necesario que desde todas las instancias y especialmente desde los Estados se incentive el desarrollo de nuevos modelos de provisión de servicio (modelos tecnológicos, económicos y de gestión) y de nuevos actores comprometidos con el desarrollo de las comunidades rurales aisladas.

Ya existen iniciativas, que bajo diferentes formas, como cuotas por servicio o alianzas público privadas, están evidenciando resultados prometedores. Es necesario replicar y escalar estas iniciativas. **ROP**

Referencias

- RAI (2010). Tecnologías para el Desarrollo Humano de Comunidades Rurales aisladas. Real Academia de Ingeniería, Madrid. Accesible en: <http://www.raing.es/es/publicaciones/libros/tecnolog-para-el-desarrollo-humano-de-las-comunidades-rurales-aisladas>
- ESMAP(2015). Beyond connections: Energy Access redefined. Energy Sector Management Assistance Program. World Bank Group, Washington DC, USA. Accesible en: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24368/Beyond0connect0d000technical0report.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- AECID (2016) Seminario ERA
- EISMAN, J., OLIVARES, J., MORENO, A., VERÁSTEGUI, A., MATAIX, C. (2011). "La electrificación con Pequeños Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (PSFD) ¿Un cambio de Paradigma?". Congreso Internacional sobre Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía, OSINERGMIN, Lima (Perú)
- UNDESA-KTH (2015) <http://un-desa-modelling.github.io/electrification-paths-visualisation/> Visitada el 10 Febrero 2017



El fomento de la fotovoltaica de autoconsumo en la administración pública local: el caso de la diputación de Barcelona



Albert Vendrell Roca

Técnico de la Oficina de Cambio Climático y Sostenibilidad de la Diputación de Barcelona

Resumen

La lucha contra el cambio climático es una de las prioridades de la Diputación de Barcelona y, en este sentido, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en equipamientos de sus municipios representan una de las acciones más relevantes de su estrategia climática, el Pacto de Alcaldes para la Energía y el Clima. Por este motivo, en los dos últimos años, desde la Gerencia de Medio Ambiente de nuestra Diputación, se están promoviendo este tipo de instalaciones a nivel económico y técnico. Esta promoción ha generado, hasta el momento, una inversión de unos 200.000 € en instalaciones, una nueva convocatoria de subvenciones de 200.000 € en preparación, un sistema para el cálculo del potencial de instalación de dicha tecnología en la provincia y, además, se ha empezado a afrontar el reto de conseguir un sistema que permita que estas inversiones no dependan al 100 % de la financiación supramunicipal pública y consigan involucrar a la ciudadanía de cada municipio en su realización como manera de hacerles copartícipes y corresponsables de la política climática del municipio.

Palabras clave

Fotovoltaica de autoconsumo, paridad de red, RD 900/2015, Pacto de Alcaldes para la Energía y el Clima, financiación ciudadana de proyectos energéticos

Abstract

The fight against climate change is one of the priorities of the Barcelona Provincial Council and the photovoltaic installations for self-consumption employed throughout the province represent one of the most relevant actions of their climate strategy, under the Covenant of Mayors for Energy and Climate. Over the last two years the Environmental Management Division at the Council has been promoting the use of this type of installation at an economic and technical level. This promotion has led to an investment of some €200,000 in installations, a prospective further call for subsidies of €200,000 and a system to calculate the installation potential of this technology in the province. A system is currently being developed to eliminate the total dependence on regional public funding for these investments and to, instead, seek the involvement of the citizens of each municipality in these projects, making them co-participants and jointly responsible for the climate policy of their respective municipalities.

Keywords

Photovoltaic self-consumption, grid parity, RD 900/2015, Covenant of Mayors for Energy and Climate, Citizen self-funding of energy projects

1. Introducción

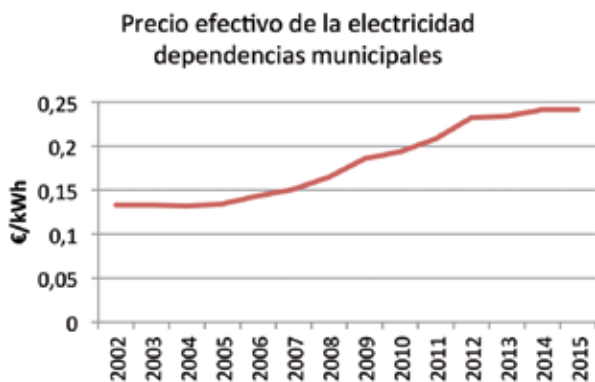
En los días en que estoy escribiendo este artículo el precio de la electricidad en España abre uno de cada dos telediarios, ocupa minutos de tertulia radiofónica, páginas de periódico, etc., estamos en medio de una escalada desbocada del precio del MW/h que ha superado en algunas franjas horarias el umbral psicológico de los 100 € y se ha situado en valores de 2013. Dichas tertulias parece que descubren ahora el peculiar sistema de fijación de precios

de nuestro sistema eléctrico, y otorgan cualidades casi esquizofrénicas a las energías renovables; si hace poco en los mismos micrófonos se las culpaba de encarecer la electricidad ahora se atribuye precisamente a su ausencia esta escalada de precios. En definitiva, en España tenemos una de los precios de la electricidad más altos de Europa, y esto era así antes de este foco mediático, y si no se toman medidas estructurales más allá de pedir que llueva, seguirá siendo así. Pero no, mi intención no es analizar el sistema

eléctrico español. Ni tengo la capacidad para hacerlo ni se me ha pedido. Si no que el presente artículo quiere explicar la apuesta estratégica de la Diputación de Barcelona por el fomento del autoconsumo fotovoltaico entre nuestros municipios. El precio de la electricidad es sin duda uno de los principales argumentos que justifican esta apuesta, pero no es el único, cómo veremos a la cuestión puramente económica se añade un argumento aún más relevante para nuestra corporación: el compromiso de nuestros municipios con el Pacto de Alcaldes para el Clima y la Energía.

2. Precio de la electricidad y contexto legal

El precio del kWh en nuestras dependencias municipales se ha encarecido en el periodo 2002-2015 un 82 %, situándose en precio final (impuestos incluidos) en 24,1 ct€/kWh el 2015.



Fuente: Agencia Energía Osona

Casi en paralelo a este incremento del coste de la electricidad se ha producido una reducción importante del coste de la producción eléctrica fotovoltaica. Y esta reducción de coste combinada con el elevado nivel de radiación solar de la que goza nuestra península, ha producido que se haya superado con creces la paridad de red en España. Es decir, es más barato producir un kWh eléctrico con tecnología fotovoltaica que comprarlo a la red.

A partir del 2011 estos dos procesos paralelos que llevaron a la paridad de red se producían en un contexto legal tumultuoso. Se suprimieron de un plumazo las primas a las renovables, había una especie de vacío legal en relación al autoconsumo eléctrico, y sobretodo había una rumorología que tenía el sector fotovoltaico casi parado. Como decía Antonio Gramsci, “El viejo mundo se muere. El nuevo tarda en aparecer. Y en ese claroscuro surgen los monstruos”,

pues bueno, en el caso que nos ocupa los monstruos eran los rumores.

Finalmente, el nuevo mundo llegó en forma de “RD 900/2015 de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”, y aunque seguramente no es el que el sector fotovoltaico hubiese deseado y alguien puede pensar que está diseñado para tratar de contrarrestar la paridad de red, sí que se le puede atribuir una virtud relativa: hasta nuevo aviso fija unas reglas del juego y aunque “aprieta”, no ahoga, y para nuestras administraciones públicas aún permite generar periodos de retorno de la inversión en fotovoltaica de autoconsumo aceptables.

3. Compromiso climático de los municipios de la provincia de Barcelona

La acción climática es el principal argumento de nuestra actuación de soporte al autoconsumo fotovoltaico. Desde 2008 la Diputación de Barcelona es coordinadora del Pacto de Alcaldes. Cuenta ya con 225 de sus 311 municipios adheridos al Pacto (cubriendo más del 90 % de nuestra población). El Pacto de Alcaldes nació como una iniciativa del mundo local para apoyar la política climática de la Unión Europea, y la adhesión al mismo suponía para el municipio el compromiso de redacción de un Plan de Acción de Energía Sostenible (PAES) para reducir las emisiones de gases con efecto invernadero en el municipio el 2020 un 20 % respecto a 2005.

Después del Acuerdo del Clima de París de diciembre de 2015 el Pacto de Alcaldes se ha renovado, pasándose a llamar Pacto de Alcaldes por la Energía y el Clima, y ha dado un salto de escala, ya no es solo una iniciativa europea sino que es una iniciativa de nivel mundial. La renovación no ha sido solo una cuestión de branding, sino que se ha ampliado el alcance del Pacto incluyendo la adaptación además de la mitigación, y se ha ampliado su ambición ya que se trabaja para reducir las emisiones de los municipios un 40 % respecto el 2005 para el año 2030.

Esta política de lucha contra el cambio climático es sin duda una de las prioridades de la Diputación de Barcelona, y esta prioridad se materializa:

- Al máximo nivel institucional: la presidenta de la Diputación de Barcelona forma parte del reducido Comité Político

Europeo del Pacto de Alcaldes para la Energía y el Clima, órgano de reciente creación que asesorará directamente a la Dirección General de Energía y Clima de la Comisión Europea en materia de lucha contra el cambio climático a nivel local.

- A nivel de diseño de la estrategia municipal: la Diputación de Barcelona asesora técnicamente y financia a nuestros municipios el 100 % de la redacción del Plan de Acción.
- A nivel de implementación de las acciones de los PAES: se da soporte técnico, legal y económico para implementar acciones descritas en los planes de acción. Sin duda, el autoconsumo fotovoltaico es una de las principales acciones, tanto para reducir las emisiones de gases con efecto invernadero, como para aumentar la resiliencia de los municipios ante fenómenos meteorológicos extremos que pueden afectar a las redes de transporte eléctrico.

4. Soporte de Diputación de Barcelona para el fomento de la FV de autoconsumo en instalaciones municipales

La apuesta estratégica de la Diputación de Barcelona por

el autoconsumo se fundamenta principalmente en dos ámbitos: el soporte económico y el técnico.

El soporte económico para la ejecución de las instalaciones significó en el período 2015-16 la construcción de 16 instalaciones fotovoltaicas municipales por un valor 272.685 €, una potencia instalada total de 106 kWp y una producción anual estimada de 139.500 kW. La media de potencia de las instalaciones fue de unos 7 kWp. La de menor potencia fue de 2,3 kWp y la de mayor potencia de 14,31 kWp. Desde un punto de vista tecnológico, casi todas incluían un equipo de inyección cero a la red, requisito del escenario previo a la aparición del RD 900/2015 para que las instalaciones se pudiesen legalizar de manera “ágil” con la Instrucción Técnica Complementaria BT40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Solo una de las instalaciones que promovimos fue con baterías de acumulación.

En 2017 se está trabajando en una nueva convocatoria de subvenciones para nuestros municipios que se dotará aproximadamente de unos 200.000€ más para seguir ejecutando instalaciones de autoconsumo.



Instalación en la escuela Dr. Ferrer de Artés. Fuente: SUD Energías renovables



Instalación en la sede del Ayuntamiento de Sant Cugat Sesgarrigues. Fuente: SUD Energies renovables

Municipio	Edificio	kWp	Producción estimada kWh/año
Argentona	Edificio Consistorial	4,2	6.379
Artés	Escuela Dr. Ferrer	6	7.844
Canet de Mar	CEIP Misericòrdia	3,9	4.848
Calella	Edificio de la Policía Local	14,3	19.005
Sant Salvador de Guardiola	Ayuntamiento	5,3	6.903
Manresa	Complejo deportivo El Congost	8	10.459
Navàs	Eix-Piscinas municipales	8,5	10.851
Òdena	Escuela Castell d'Òdena	5,4	7.525
Olost	Centro Cívico	3,1	4.000
Sabadell	Can Marcet (Policía Local)	10,3	13.666
Sant Cugat Sesgarrigues.	Edificio Consistorial	2,3	3.232
Sant Cugat Vallès	CEIP Turó Can Matas	10	13.281
Sant Martí de Tous	Edificio Consistorial	7	8.440
Balenyà	Edificio Consistorial	5,3	6.863
Santa Coloma de Cervelló	Edificio Consistorial	7,1	9.146
Vilassar de Dalt	CEIP Francesc Macià	5,5	7.050



Desde la Gerencia de Medio Ambiente de la Diputación de Barcelona también se proporciona soporte técnico a los municipios para el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en sus instalaciones. Así, en 2015-2016 encargamos externamente a ingenierías la redacción de 11 proyectos ejecutivos de instalaciones. Este soporte técnico tuvo un coste de 30.000 €.

Además del soporte técnico externalizado, internamente hemos desarrollado una hoja de cálculo para analizar la viabilidad de las instalaciones de autoconsumo de los equipamientos municipales de la provincia. Esta hoja de cálculo con una previa validación técnica de las empresas del sector fotovoltaico a través de UNEF (Unión Española Fotovoltaica), se ha enviado a los 225 municipios adheridos al Pacto de Alcaldes. Con unos pocos datos de cada equipamiento, desde la Diputación de Barcelona podremos calcular el potencial real de instalación de la fotovoltaica de autoconsumo en los equipamientos de la

provincia, y además tendremos una valiosa información de base que nos permitirá preparar con facilidad solicitudes de financiación externa (fondos Feder, proyectos europeos, etc.) para poder aumentar escalarmente el soporte económico que hemos proporcionado hasta el momento a nuestros municipios.

Aunque en el contexto actual de constricción económica de las inversiones de las administraciones públicas el soporte económico dado a nuestros municipios no es menor, somos plenamente conscientes que el desarrollo de la fotovoltaica de autoconsumo en nuestros municipios no puede recaer solo en la financiación 100 % por parte de las administraciones. Es por ese motivo que recientemente hemos empezado un estudio para analizar la viabilidad de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en equipamientos municipales promovidas por los ayuntamientos pero financiadas colectivamente por la ciudadanía de los mismos municipios. Este modus operandi que es habitual

en el centro y norte de Europa es aún una rara avis en España, y podría ser el catalizador financiero que permitiese dar el salto de escala de este tipo de instalaciones en nuestras administraciones municipales, ya que el sector bancario convencional no es muy receptivo a este tipo de inversiones. Además, este planteamiento tiene un valor añadido respecto a la financiación bancaria convencional o al dinero proveniente directamente de la administración: la participación y coresponsabilización de la ciudadanía en la política climática municipal. Conseguir que los ciudadanos financien voluntariamente (obviamente con una retribución competitiva por su inversión) la política climática municipal es el nivel máximo de compromiso que se puede esperar de ellos, porqué ponen en manos de su ayuntamiento uno de sus bienes más preciados, su capital.

5. Conclusión

En los últimos 10 años, el ruido de fondo en torno a la fotovoltaica ha sido muy alto, pero esto no tendría que poner un cuestión que, con el cambio de paradigma que ha experimentado en nuestro país, el paso de un sistema subsidiado a un sistema autosuficiente, las inversiones en fotovoltaica, a diferencia de otras inversiones energéticas, son plenamente coherentes con los compromisos estatales de lucha contra el cambio climático y suponen una mejora estratégica para un país que no es productor de hidrocarburos. La realidad es tozuda e intentar ponerle frenos es contraproducente para nuestra sociedad. Desde la Diputación de Barcelona queremos contribuir a este cambio de modelo energético ya que este tipo de inversiones ayudan a nuestros municipios a cumplir su política climática y a ahorrar dinero en costes energéticos. **ROP**



Regeneración energética integral de barrios en Navarra



Ana Bretaña de la Torre

Responsable del proyecto Efidistrict-Fwd.
Nasuvinsa

Resumen

El contexto actual exige volver la mirada hacia la ciudad construida e intervenir de una forma integral, con criterios de eficiencia energética. La empresa pública Nasuvinsa, Navarra de Suelo y Vivienda S.A., consciente de este reto ha desarrollado junto con las administraciones locales y regionales dos actuaciones de regeneración energética de barrios.

Se trata de actuaciones que se ajustan a la estrategia regional frente al cambio climático, buscando un nuevo modelo energético, que permita luchar contra la pobreza energética y mejorar las condiciones de vida de la población.

Palabras clave

Regeneración energética de barrios, grupos de gestión, redes de calor, biomasa, *district heating*, calefacciones de barrio, envolventes térmicas, proyectos de intervención global

Abstract

The current climate requires reflection on the built-up city and integral intervention focused on energy efficiency. In the awareness of this challenge, the public company Nasuvinsa, Navarra de Suelo y Vivienda S.A., together with the local and regional authorities, have developed two plans for District Energy Regeneration.

These projects come under the regional strategy on climate change and seek a new energy model that will attempt to combat energy scarcity and improve the living conditions of the population.

Keywords

District energy regeneration, management groups, heat grids, biomass, district heating, thermal insulation, intervention projects

La empresa pública Nasuvinsa, en colaboración con las administraciones locales y Gobierno Foral, ha gestionado dos de los proyectos más significativos a nivel de Navarra en el campo de la regeneración energética de barrios, al amparo de sendas iniciativas europeas.

Estas actuaciones integrales, programadas a escala de barrio, buscan un cambio del modelo productivo, que favorezca la dinamización socioeconómica de nuestras ciudades, apoyado en el desarrollo de una política energética sostenible.

A. Actuación Piloto. Proyecto Lourdes Renove (Ayuntamiento de Tudela)

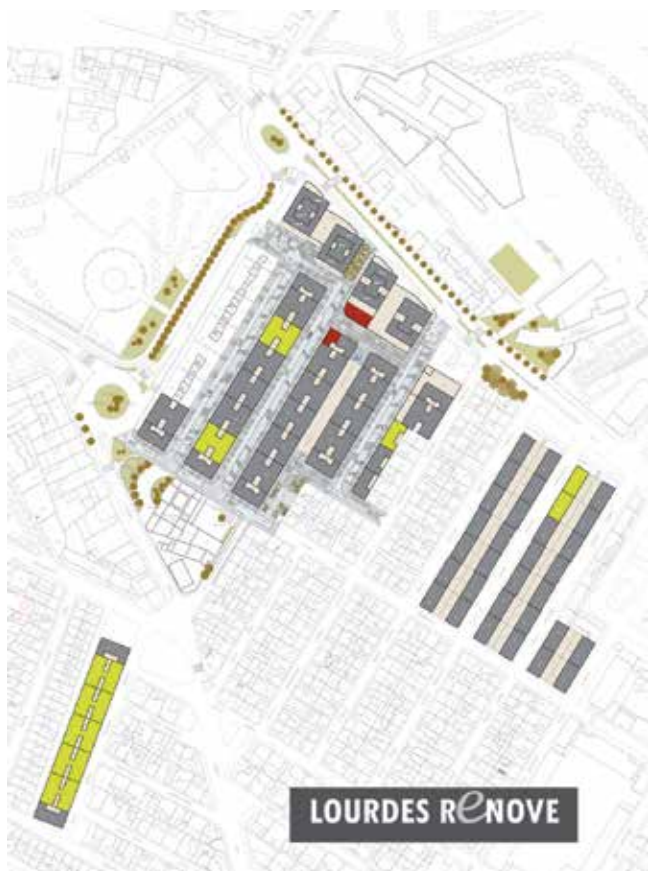
A lo largo de los años 2009 y 2011 se llevó a cabo en el Ayuntamiento de Tudela una actuación pionera de regeneración energética del barrio de Lourdes. Un barrio de vivienda social desarrollado entre los años 50 y 70, y en el que se estaba produciendo un paulatino proceso de deterioro

social motivado, en parte, por las importantes carencias constructivas de sus edificaciones e instalaciones.

El proyecto Lourdes Renove se desarrolló bajo las directrices del Programa Europeo Concerto, una iniciativa que apoyaba a las administraciones locales en la reducción de emisiones de CO₂, por medio del uso de energías renovables y la adopción de medidas de eficiencia energética.

Con este proyecto, el Ayuntamiento de Tudela y la empresa pública Nasuvinsa han tenido la oportunidad de intervenir de una forma global y coordinada, en el ámbito de la ciudad construida, con un planteamiento integral en el que el denominador común de todas las acciones ha sido la eficiencia energética.

Los principales objetivos técnicos del proyecto iban dirigidos a:



- Reducir la demanda energética del edificio por medio de la ejecución de la envolvente térmica –en un total de 10 edificios y 156 viviendas–.

- Mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones térmicas.

- Apoyar el uso de energías renovables, energía solar y biomasa.

- Recuperar el espacio público para el peatón.

Todo ello, apoyado en la dinamización y participación ciudadana, a través de la oficina de rehabilitación Lourdes Renové, abierta en el propio barrio.

La implicación y concienciación de la población es clave para el éxito de este tipo proyectos, ya que los ciudadanos son los promotores de la mayoría de las actuaciones, además de los usuarios finales, por lo que es imprescindible

alcanzar un comportamiento energético responsable si se quiere obtener un uso racional y eficiente de la energía.

De todas estas actuaciones promovidas, sin duda, el proyecto más emblemático consistió en la renovación integral de una vieja calefacción de barrio, que daba servicio a un total de 31 edificios y 486 viviendas, y que se encontraba al límite de su vida útil. Se llevó a cabo una renovación completa de la instalación que incluyó la construcción de una nueva sala de generación térmica (alimentada fundamentalmente por biomasa), la renovación integral de la red de distribución así como la inclusión de regulación y control en todas las viviendas.

Tras ya casi seis campañas de funcionamiento se ha podido constatar una reducción de casi el 50 % del consumo de la instalación y una reducción del 85 % de la energía de origen fósil, dado que cerca del 80 % de la energía consumida por la actual instalación se produce con biomasa.

Esta reducción se apoya en varios factores: mejor funcionamiento de la instalación, eliminación de las pérdidas por las redes de distribución, funcionamiento 24 horas, y sobre todo, la capacidad del usuario a nivel de vivienda de poder incidir sobre el funcionamiento de la instalación.

B. Proyecto Efidistrict-Fwd (Pamplona, Navarra)

Apoyándose en la experiencia adquirida en el proyecto Lourdes Renové, la empresa pública Nasuvinsa, junta con el Gobierno de Navarra, presentó a Europa una propuesta para la regeneración energética del barrio de la Chantrea, en Pamplona. Se obtuvo financiación europea para su desarrollo en el año 2014 a través de la convocatoria de *Mobilising Local Energy Investments- Project Development Assistance* (MLEI_PDA).

Se trata de un proyecto que integra y coordina una serie de actuaciones sobre el tejido urbano, más allá de la intervención sobre edificios aislados. Con el objetivo de alcanzar una transformación urbanística, la revitalización económica de la zona, y en definitiva mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

B1. Reducción de la demanda energética

Al igual que en el proyecto de Tudela, se ha buscado reducir significativamente la demanda energética del barrio, por medio de la ejecución de las envolventes térmicas. Para ello, Nasuvinsa convocó una serie de concursos de



arquitectura, con el objetivo de definir unos modelos de calidad, a los que las comunidades de propietarios se puedan acoger.

A día de hoy, se cuenta con el acuerdo favorable para la ejecución de la envolvente térmica en 30 edificios que incluyen a 626 viviendas, con una inversión total de unos 12 millones de euros.

Ahora bien, las actuaciones más innovadoras dentro del proyecto Efidistrict son las relacionadas con las infraestructuras térmicas, fundamentalmente, a través de una doble línea de acción, apoyo para la renovación y conservación de las viejas calefacciones del barrio y creación de una nueva red térmica.

B2. Apoyo a las viejas calefacciones de barrio

La centralización de la producción térmica, para abastecer una zona urbana o barrio, conlleva importantes ventajas, tanto en términos de eficiencia energética como económicos, al beneficiarse de los rendimientos de escala y de la simultaneidad de los consumos, además de un menor coste de mantenimiento y una inversión total inferior a la que se tendría con instalaciones individuales.

Cabe destacar, igualmente, la posibilidad de la utilización de fuentes de energía renovables locales, tales como la biomasa, con la consiguiente generación del empleo local.

En Navarra, la práctica totalidad de *district heating* existentes responden a instalaciones construidas a lo largo de los años 60 y 70 que, a día de hoy, presentan importantes

problemas de funcionamiento, fundamentalmente en sus redes de distribución, tanto por su vejez como por su propio diseño de origen.

Por otra parte, estas viejas instalaciones térmicas se deben enfrentar a la dificultad de adoptar las medidas de regulación y control individual por vivienda, derivadas de la Directiva Europea 2012/27/UE.

Estas cuestiones técnicas, junto con las importantes dificultades económicas y de gestión interna, están originando que en los últimos años se estén descentralizando este tipo de instalaciones.



En el barrio de la Chantrea, objeto del proyecto Efidistrict, se localizan ocho grandes calefacciones de barrio que dan servicio a más de 5.000 viviendas, todas ellas alimentadas con gas natural. Por eso, se trata de un ámbito muy adecuado para la puesta en marcha de medidas de apoyo a estas instalaciones.

El Gobierno de Navarra, socio del proyecto Efidistrict, detectando la importancia de intervenir sobre estas instalaciones, publicó en 2015 una innovadora convocatoria de ayudas para la renovación de las redes de calor urbanas con criterios de eficiencia energética abierta para toda Navarra (BON nº 120 del 23 de junio de 2015; BON nº 90 del 11 de mayo de 2016).

El objetivo de esta convocatoria de ayudas es apoyar a la renovación de las redes hidráulicas de distribución de las calefacciones urbanas de uso mayoritario residencial, además de facilitar la inclusión de medidas de regulación y control, que hagan más eficientes las instalaciones.

Tres de las principales calefacciones del barrio de la Chantrea, al amparo de esta convocatoria de ayudas, han intervenido sobre sus instalaciones. Las principales actuaciones ejecutadas han sido la construcción de subestaciones de regulación y control. Lo más interesante de estos equipos es que no solo tienen la misión de contabilizar la energía consumida a tiempo real, sino que actúan en consecuencia sobre la sala de calderas, con el fin de anticiparse y producir solo la energía que realmente se está demandando y, por tanto, la estrictamente necesaria.

La inversión movilizada ha ascendido aproximadamente a un millón de euros.

En definitiva, se trata de dar a conocer, valorar y proteger estas antiguas calefacciones de barrio, ya no solo por las incuestionables ventajas energéticas, sino incluso por su importante valor social y patrimonial, como rasgo de identidad de estos barrios.

Además, con la posible descentralización de estas viejas calefacciones de barrios, se perdería la oportunidad de mostrar al conjunto de la sociedad, que estas instalaciones, con las medidas de regulación adecuadas, son instalaciones enormemente competitivas y eficientes, que permiten fácilmente incorporar energías renovables (biomasa), y que deben ser progresivamente extendidas e incorporadas tan-

to en la ciudad construida como a los posibles nuevos desarrollos.

B3. Creación de una nueva red de calor

Dentro del proyecto Efidistrict se plantea un paso más allá de la mera conservación de las antiguas calefacciones de barrio, con la creación de una nueva red térmica (*district heating*) alimentada con biomasa, que pueda dar servicio al conjunto del barrio.

El objetivo de ese nuevo *district heating* es cubrir la demanda actual de calefacción y acs, tanto de las actuales calefacciones de barrio, como de los equipamientos públicos existentes en el barrio, destacando las dotaciones educativas y dos complejos asistenciales.

En el planteamiento de esta nueva red de calor, las viejas calefacciones de barrio seguirán manteniendo su entidad jurídica y su funcionamiento interno, pero en vez de producir energía térmica en sus propias salas, podrán nutrirse de la energía limpia producida por la nueva red de calor.

A día de hoy se cuenta con el plan de negocios, y se está trabajando sobre el modelo jurídico-financiero para la puesta en la marcha de esta nueva red.

Integración de fuentes de energía renovables en las redes de calor

Una de las principales ventajas de las redes de calor es la posibilidad de utilizar fuentes de energía renovable en la producción, destacando el uso de la biomasa. Este aspecto tiene una gran repercusión en una región como Navarra, que cuenta con un gran potencial forestal, lo que permitirá reducir la dependencia energética de nuestra región.

El 65% de la superficie de Navarra es superficie forestal, lo que supone 450.000 Ha, de las cuales el 70% son de titularidad pública. Según el IV Inventario Forestal Nacional para Navarra, las reservas de biomasa ascienden a 60,2 millones de m³.

Dimensionamiento de la Nueva Red de Calor

Para el dimensionamiento de la instalación se ha tenido en cuenta la reducción de la demanda energética motivada por las otras actuaciones promovidas dentro del proyecto Efidistrict (envolventes térmicas e inclusión de medidas de regulación y control de las viejas calefacciones de barrio). Así, frente a un calor útil en el estudio inicial de

54.936.900 kWh/año, con las consideraciones de reducción de demanda las necesidades finales, ascenderán a 37.154.750 kWh/año.

Esta nueva red térmica estará compuesta básicamente por una central de generación térmica y una red de distribución, que conectará la nueva central con los actuales puntos de consumo; es decir con los equipamientos y con las salas de calderas o las subestaciones de las actuales calefacciones de barrio.

Central de producción térmica

La nueva central se ubicará en una parcela de titularidad pública que cuenta con acceso rodado directo desde la Variante de Pamplona, de forma que no se introduce tráfico pesado en la ciudad.

Para garantizar el funcionamiento, y optimizar las potencias instaladas, se plantea la producción de calor en base a dos combustibles, biomasa forestal y gas natural. La producción base se realizará con biomasa y la instalación de gas está proyectada para cubrir los picos de consumo.

Igualmente, para la potencia instalada y el consumo energético se ha optado por la instalación de un depósito de 1.800 m³, para priorizar la generación de calor de manera nocturna con biomasa, reduciendo así el consumo de gas.

Red de distribución

En el trazado y dimensionamiento de la red de distribución, se ha tenido en cuenta las posibles demandas más allá del propio barrio, incluso hacia otros entornos próximos.

La red funcionará en circuito cerrado bajo el principio de caudal variable (bombeo en función de la demanda térmica) y presión diferencial constante.

Para la distribución se ha elegido tubería de acero preaislada con detección de fugas y con diámetros comprendidos de DN 65 a DN400 para un salto térmico de 30 °C.

Subcentrales de transformación y reparto

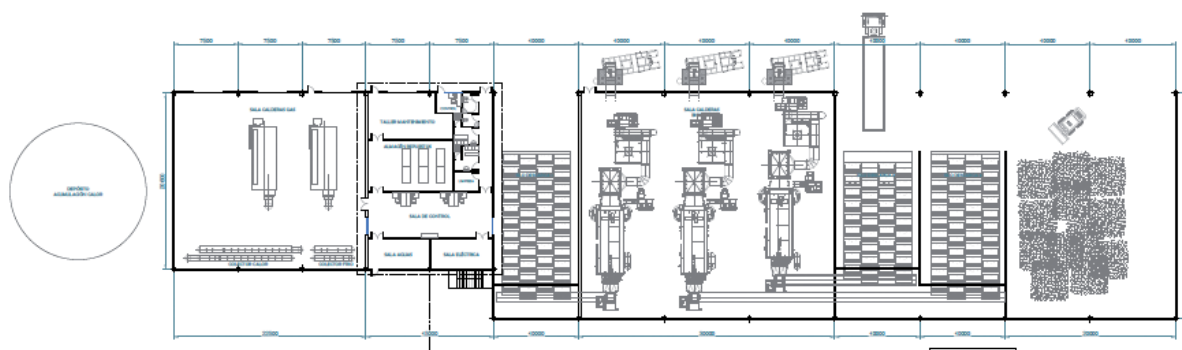
El suministro de agua caliente se realiza hasta las subestaciones de transformación, donde mediante intercambiadores se efectuará el reparto a los puntos de consumo. La regulación del sistema se hará teniendo como consigna la temperatura de retorno y regulando el caudal del primario para que se mantenga dicha temperatura.

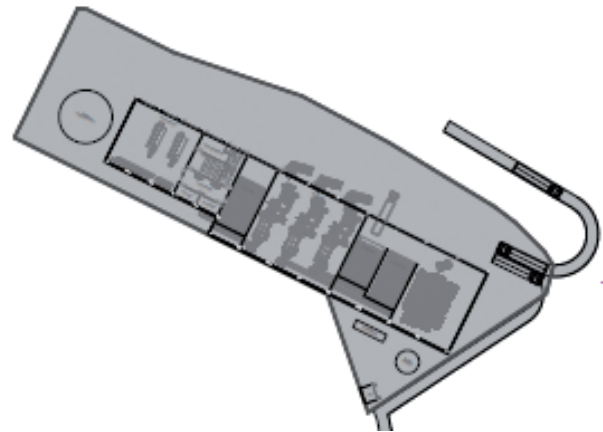
Programación de la actuación

La ejecución del proyecto se plantea en 2 fases, de modo que la sala de calderas y sus instalaciones, se han diseñado para permitir la ampliación de los equipos de producción a la demanda futura.

En la Fase I se contempla la inclusión de los principales equipamientos públicos del barrio, y tres de las calefacciones existentes, en concreto Orvina I, Orvina II y Orvina III –aproximadamente 2.000 viviendas–, con una potencia instalada 14,5 MW, de los cuales 4,5 MW son de biomasa, y el resto de gas natural. La instalación se completa con 1.800 m³ en acumulación (equivalentes a otra caldera de 10 MW que permitiría el funcionamiento de 6,3 horas a potencia nominal de 10 MW, para un salto térmico de 30 °C). La red de distribución en esta fase alcanzará una longitud de 5.644 metros.

En la Fase II la red se extiende al resto del barrio de la Chantrea, con una potencia instalada total de 29 MW, 9 MW de biomasa y 20 MW de gas natural, manteniendo, además, la acumulación de los 1.800 m³. En esta fase la red de distribución se ampliará en 3.637 metros más.





C. Principales lecciones aprendidas

Papel dinamizador de la administración. Grupos de gestión

La regeneración energética de barrios son procesos que entrañan una gran complejidad técnica, económica y social, por lo que es imprescindible un compromiso decidido por parte de las administraciones. Para ello, es prioritario la coordinación de las políticas regionales en materia de vivienda y de energía, y la armonización de estas, con las actuaciones de iniciativa municipal.

El papel de la administración en estas actuaciones debe evolucionar de un agente meramente financiador (concesión de subvenciones) al de un agente facilitador y dinamizador. Para ello, es clave la generalización de la figura de los 'equipos de gestión', que coordinen al conjunto de los agentes implicados (administraciones, comunidades de vecinos, administradores, profesionales del sector, entidades financieras...), para así generar un ambiente de seguridad y confianza en todo el proceso.

Este modelo de gestión busca favorecer la máxima colaboración entre el sector público y sector privado, de tal manera favorezca la inclusión de nuevos modelos y empresas (ESE).

Replicabilidad de las actuaciones. Cambio de modelo. Proyectos de Intervención Global (PIG)

En los proyectos descritos, además de buscar unos importantes beneficios medioambientales, sociales y económicos, se pretendía establecer un protocolo y una dinámica de regeneración energética que pueda ser replicable en otras zonas, para sentar la base de un nuevo modelo productivo.

Desde el Gobierno de Navarra, se están dando una serie de pasos, para facilitar la regeneración energética de barrios, como algunas de las medidas incluidas en la nueva Ley Foral 22/2016, del 21 de diciembre, por la que se adoptan medidas de apoyo a los ciudadanos y ciudadanas en materia de vivienda (BON nº 251 de 31 de diciembre de 2016).

Entre las medidas incluidas en esta Ley cabe destacar las ayudas dirigidas a las envolventes térmicas y a las actuaciones de eficiencia de las instalaciones térmicas centralizadas, además de destacar una medida dirigida a apoyar la puesta en marcha de Proyectos de Intervención Global (PIG), que busquen actuaciones de regeneración energética integrales, en entornos urbanos y rurales. **ROP**

1 Proyecto Reurbanización

Se cambia la programación de las obras de reurbanización del Barrio de Lourdes para hacerla coincidir con las obras de Renovación de las Redes de Distribución de la Calefacción San Juan Bautista.

- Objetivos del proyecto:
- Recuperar el espacio del peatón y ciclista.
 - Resolver importantes baremos arquitectónicos.
 - Eficiencia energética de las infraestructuras.
 - Utilización de materiales económicos.



2 Infraestructuras energéticas. Fuentes de energía renovables.

Renovación integral de la calefacción de Barrio San Juan Bautista. 31 portales 486 viviendas.

Nuevo Sistema de Producción:

- Construcción de la nueva sala de Biomasa en el espacio que ocupaban los antiguos depósitos de gasoil. Más del 80% de la energía consumida en la instalación se produce con biomasa.
- Renovación de la antigua sala de calderas con nuevas calderas de condensación de Gas.

Nuevo Sistema de distribución de Color por vía pública.

- Por medio de tubería de fundición preacabada y con sistema de detección de fugas.



Nuevo Sistema de distribución de color en el interior de portales y viviendas.

- Se sustituye el viejo sistema de manifijos tubulares por radiadores (sistema en paralelo).
- Nuevas montantes generales por cada portal, con calderas individuales de consumo a la entrada de cada vivienda.
- Anillado de las 486 viviendas, con la colocación de termostato y válvula termostática en los radiadores.



Las torres

NUOVA SALA DE CALDERAS DE BIOMASA

RENOVACIÓN DE LA SALA DE CALDERAS DE ARDO DE GAS

Bloques de los años 60-70

OFICINA LOURDES R. NOVE



Bloques de los años 50

3 Proyectos Piloto de arquitectura.

Rehabilitación Energética de la vivienda colectiva del barrio. Años 50-60 y 70.

Los Proyectos de Arquitectura, seleccionados a través de una serie de Concursos convocados por el Ayuntamiento de Tudela, debían resolver la rehabilitación integral de los edificios:

- Resolver la Accesibilidad.
- Ejecutar la Envolvente Térmica.
- Renovar de las Instalaciones Generales.
- Monitorizar las viviendas.

Los 100 pisos

Los 100 pisos.

En este proyecto, además de la Accesibilidad, la Envolvente Térmica, las Instalaciones Generales y monitorización de viviendas, se realizó una instalación fotovoltaica en cubiertas.



Bloques de los años 60-70.

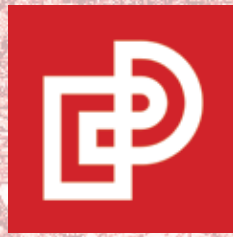
Gran capacidad de integración: al tratarse de un ámbito mayor, se buscaba una solución que no generara situaciones estéticas de desequilibrio.



Bloques años 50.

Además de la Envolvente Térmica y una instalación fotovoltaica, se realizó una ampliación de las viviendas a modo de galería hacia el patio interior.





**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

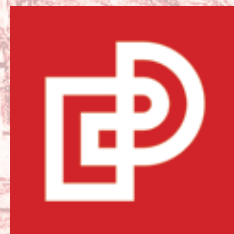
**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

La fuerza de los ingenieros de Caminos

El Think Tank que proyecta la profesión en la sociedad

FUNDACIÓN CAMINOS



**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

**FUNDACIÓN
CAMINOS**

Indicador de riesgo y alertas aplicables al depósito a plazo a 12 meses.

1/6

Este número es indicativo del riesgo del depósito, siendo 1/6 indicativo de menor riesgo y 6/6 de mayor riesgo.

Banco Caminos S.A. es una entidad adherida al Fondo de Garantía de Depósitos Español. La cantidad máxima es de 100.000€ por depositante.

DEPÓSITO PLUS

La alternativa de inversión a un año que combina las ventajas de un Depósito a Plazo con un Fondo de Inversión.

DEPÓSITO PLUS
hasta

0,40%

TIN y TAE, a plazo de 1 año.
Hasta el 100 % de la
inversión en Fondos de
Inversión de
Gestifonsa

+

Fondo de Inversión de
Gestifonsa, reconocida
como 1 de las 5 mejores
Gestoras de Renta Fija
Euro según CityWire

Puede contactar y contratar a través del correo electrónico cat@bancocaminos.es, en el teléfono 91 310 95 50 o en cualquiera de nuestras oficinas.

Puede ampliar más información en www.bancocaminos.es

Tipo de interés 0,20% TIN y TAE. Interés adicional del 0,20% TIN por el cumplimiento del compromiso del cliente de mantener la cuantía invertida en el Fondo de Inversión durante 12 meses. En caso de que se abone la prima, el TIN y la TAE del depósito será de un 0,40%. Sin penalización por cancelación anticipada. Liquidación de intereses a vencimiento. Para contratar el Depósito Plus es necesaria la suscripción previa de cualquier fondo de inversión de Gestifonsa SGIIC. Citywire es una entidad independiente de cualquier entidad financiera que ofrece noticias, información y conocimiento para los compradores de fondos profesionales que trabajan en la industria de gestión de activos.

Banco Caminos
banco privado

Gestifonsa
Sociedad Gestora de
Instituciones de Inversión Colectiva
Grupo Banco Caminos-Bancofar