
COMUNIDADES ENERGÉTICAS RENOVABLES

**Análisis del impacto energético y socioeconómico
en el Estado español**

Financiado por:



ÍNDICE

1. Contexto actual.....	0
1.1. Marco legal europeo	0
1.2. Marco legal español	2
1.3. Comunidades Energéticas a nivel europeo	2
1.3.1. Factores de éxito	3
1.4. Comunidades Energéticas en el Estado Español - actualidad y tendencias	5
1.5. Rehabilitación energética de edificios.....	5
1.5.1. Prácticas.....	6
1.5.2. Motivaciones y desencadenantes	7
1.5.3. Barreras	7
2.1. Escala y proximidad geográfica	0
2.2. Estructura de reparto de energía	0
2.3. Sectores	0
2.4. Tipo de energía.....	1
2.5. Tecnologías y fuentes de energía renovable.....	2
Modelo 1. Modelo cooperativo.....	3
Modelo 2. Modelo para residentes propietarios con bajos/medios ingresos	4
Modelo 3. Modelo para viviendas de alquiler	5
Modelo 4. Modelo para empresas en edificios de alquiler con participación de los trabajadores	5
Modelo 5. Proyecto municipal de participación ciudadana	6
Modelo 6. Modelo para áreas rurales, implementado por empresas públicas	7
Modelo 7. Modelo para barrios urbanos, implementado por empresas públicas.....	7
Modelos económicos para renovación residencial a escala de distrito	7
Modelo de Rehabilitación 1. Modelo de gestión de APP con una licitación pública única.....	9
Modelo de Rehabilitación 2. Modelo de APP con licitación pública única de Dos Fases.....	9
Modelo de Rehabilitación 3. Modelo de APP con licitación pública única de Dos Fases.....	10
3.2. Adecuación de los modelos económicos a cada arquetipo	11
4.1. Metodología del análisis energético	0
4.2. Hipótesis y Datos	1
4.2.1. Definición de Comunidades Energéticas	1
4.2.3. Sistemas de generación de energía.....	15
4.2.4. Parámetros económicos	21
4.2.5. Parámetros ambientales	22
4.2.6. Rehabilitación energética urbana.....	24

4.3. Resultados del Análisis Energético	24
4.3.1. Resultados agregados nacionales.....	24
4.3.2. Entorno Urbano	26
4.3.3. Entorno Rural.....	36
5.1. Datos.....	47
5.2. Mapeo.....	49
7.1. Conclusiones del Análisis Energético y Económico	54
7.2. Conclusiones del Análisis Ecosocial	55

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

- Ilustración 1. Número aproximado de iniciativas de energía comunitaria en nueve países europeos [7].10
- Ilustración 2. Distribución del número de inmuebles en España según su uso (2017) [12].11
- Ilustración 3. Distribución del número de viviendas principales en España según su año de construcción [13].12
- Ilustración 4. Consumo final de energía eléctrica por sectores - 2018 [21].1
- Ilustración 5. Evolución del consumo de energía eléctrica en España 1990-20180 (GWh), [22], adaptación2
- Ilustración 6. Esquema ejemplificativo del Modelo 2 [23].4
- Ilustración 7. Esquema ejemplificativo del Modelo 3 [23].5
- Ilustración 8. Esquema ejemplificativo del Modelo 4 [23].6
- Ilustración 9. Esquema ejemplificativo del Modelo 5 [23].6
- Ilustración 10. Esquema ejemplificativo del Modelo 6 [23].7
- Ilustración 11. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 1 [24].9
- Ilustración 12. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 2 [24].10
- Ilustración 13. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 3 [24].11
- Ilustración 14. Metodología del análisis energético y económico13
- Ilustración 15. Criterios de clasificación de municipios rurales15
- Ilustración 16. Representación de los mallados de constitución de CE16
- Ilustración 17. Ejemplo de definición de área de ocupación de suelo y de cubierta disponible18
- Ilustración 18. Curva del coste de inversión de sistemas fotovoltaicos en función de la potencia instalada28
- Ilustración 19. Exponencial de Hellmann28
- Ilustración 20. Curva característica de producción de la turbina ENERCON E-1729
- Ilustración 21. Mapa de viento del territorio español – velocidad media del viento a 50 m de altitud [35].30
- Ilustración 22. Tipos de centrales hidroeléctricas según configuración [38].33
- Ilustración 23. Tabla de factores de emisiones de CO₂ en España [39].34
- Ilustración 24. Distribución de la energía consumida por las CE relativamente a su origen y distribución de la energía total producida por las CE en cuanto a su destino37
- Ilustración 25. Energía producida por municipio37
- Ilustración 26. Emisiones ahorradas por municipio38
- Ilustración 27. Distribución de la energía consumida según su origen (CE urbanas)39
- Ilustración 28. Distribución de la energía generada según su destino (CE urbanas)39
- Ilustración 29. Potencia fotovoltaica instalada por provincia (CE urbanas)41
- Ilustración 30. Energía fotovoltaica generada por provincia (CE urbanas)41
- Ilustración 31. Energía producida por potencia instalada (CE urbanas)41
- Ilustración 32. Tasa Interna de Retorno por tipo de CE por municipio urbano42
- Ilustración 33. TIR promedio por provincia (CE urbanas)42
- Ilustración 34. Distribución de CE según su tipología para diferentes valores de d.43
- Ilustración 35. Distribución de la energía producida según su utilización, por tipos de CE43
- Ilustración 36. Distribución del tiempo de retorno (izquierda) y de la TIR (derecha) de las inversiones según diferentes tipologías de CE (CE urbanas)44
- Ilustración 37. Distribución de la energía producida según su utilización (CE urbanas con y sin gestión de demanda)44
- Ilustración 38. Distribución de tiempo de retorno (izquierda) y de TIR (derecha) de las inversiones con y sin gestión de demanda (CE urbanas)45
- Ilustración 39. Número de viviendas con potencial de rehabilitación por provincia46
- Ilustración 40. Provincias de acuerdo con número de municipios rurales autosuficientes (CE rurales)48

Ilustración 41. Provincias según electricidad total producida (CE rurales)	50
Ilustración 42. Provincias según la cantidad de energía comprada a la red para suministrar municipios rurales (CE rurales)	50
Ilustración 43. Distribución de la energía consumida en entorno rural según su origen (CE rurales)	51
Ilustración 44. Distribución de energía fotovoltaica producida según utilización (CE rurales)	53
Ilustración 45. Potencia eólica instalada por provincia (CE rurales)	54
Ilustración 46. Velocidad del viento (máxima de las velocidades promedias de las 24 horas al largo del año) (CE rurales)	54
Ilustración 47. Distribución de energía eólica producida según utilización (CE rurales)	55
Ilustración 48. Potencia eléctrica total de cogeneración por provincia (CE rurales)	55
Ilustración 49. Distribución de la TIR de las inversiones en sistemas fotovoltaicos, eólicos y de cogeneración con biomasa (CE rurales)	57
Ilustración 50. TIR de cogeneración según la respectiva potencia instalada (CE rurales)	57
Ilustración 51. TIR de sistemas eólicos según las condiciones de viento (CE rurales)	58
Ilustración 52. Distribución de resultados obtenidos de los indicadores combinados para las diferentes tipologías de CE analizadas	63
Ilustración 53. Indicadores combinados - CE	163
Ilustración 54. Indicadores combinados - CE	263
Ilustración 55. Indicadores combinados - CE	363
Ilustración 56. Indicadores combinados - CE	464
Ilustración 57. Indicadores combinados - CE	564
Ilustración 58. Indicadores combinados - CE	664
Ilustración 59. Indicadores combinados - CE	764
Ilustración 60. Indicadores combinados - CE	864
Ilustración 61. Indicadores combinados - CE	965
Ilustración 62. Indicadores combinados - CE	1065
Ilustración 63. Indicadores combinados - CE	1165
Ilustración 64. Indicadores combinados - CE	1265

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demanda eléctrica final en GWh de sectores no energéticos para el periodo 2015-2030	[20].2
Tabla 2. Clasificación de los municipios en el ámbito del estudio	15
Tabla 3. Número de centros de salud y consultorios de Atención Primaria del Sistema Nacional de Salud (SNS), tasa por 100.000 habitantes según comunidad autónoma	[29].20
Tabla 4. Número de centros educativos no universitarios públicos y privados por provincia	[30]21
Tabla 5. Divisiones zonificación de invierno y de verano, según el Código Técnico de la Edificación	[31]24
Tabla 6. Asignación de zona climática según necesidades de calefacción y refrigeración	[31].24
Tabla 7. Características básicas de la turbina ENERCON E-1729	
Tabla 8. Disponibilidad de biomasa proveniente de restos agrícolas y de aprovechamientos forestales en las distintas Comunidades Autónomas [ton/año]	[36]30
Tabla 9. Precio de la biomasa proveniente de restos agrícolas y restos forestales en las distintas Comunidades Autónomas [€/ton]	[36]31
Tabla 10. Tipos de centrales hidroeléctricas según rango de potencia	33
Tabla 11. GWP correspondiente a la producción de 1 kWh a través de diferentes sistemas	35
Tabla 12. Número de potenciales Comunidades Energéticas, demanda de energía total, energía producida, autoconsumo y energía vendida a la red – total nacional [GWh/año]	37

Tabla 13. CAPEX total y ahorro e ingreso anuales [M€]	38
Tabla 14. Emisiones de CO2 y CO2-eq ahorradas anualmente	38
Tabla 15. Número de potenciales Comunidades Energéticas, potencia instalada total, energía producida, autoconsumo y energía vendida a la red (CE urbanas)	38
Tabla 16. Potencia instalada, energía producida y TIR promedia por provincia (CE urbanas)	40
Tabla 17. CAPEX, ahorros e ingresos resultantes de la implementación de CE – total nacional	42
Tabla 18. Emisiones de CO2 y CO2-eq ahorradas anualmente y al largo del ciclo de vida (CE urbanas)	43
Tabla 19. Número de CE y viviendas con potencial de rehabilitación	45
Tabla 20. Numero de CE y viviendas con potencial de rehabilitación por provincia	47
Tabla 21. Número de potenciales Comunidades Energéticas, energía total producida, autoconsumo y energía vendida y comprada a la red (CE rurales)	48
Tabla 22. Energía eléctrica producida e importada de la red según provincia (CE rurales)	49
Tabla 23. Potencia instalada de fotovoltaica, producción fotovoltaica total, autoconsumo y energía vendida a la red resultante de producción de energía fotovoltaica (CE rurales)	50
Tabla 24. Potencia instalada de aerogeneradores, producción eólica total, autoconsumo y energía vendida a la red resultante de producción de energía eólica (CE rurales)	50
Tabla 25. Potencia instalada cogeneración con biomasa, producción eléctrica por cogeneración total (100% para autoconsumo) y energía térmica excedente vendida (CE rurales)	50
Tabla 26. Potencia instalada y producción fotovoltaica totales y TIR promedia por provincia (CE rurales)	52
Tabla 27. Potencia instalada y producción eólica totales y TIR promedia por provincia (CE rurales)	53
Tabla 28. Potencia eléctrica total instalada de cogeneración con biomasa, producción eléctrica total y TIR promedia por provincia	56
Tabla 29. Impactos ambientales positivos derivados de la implementación de sistemas fotovoltaicos, eólicos y de cogeneración con biomasa en las CE rurales	58

1. CONTEXTO ACTUAL

Las *Comunidades Energéticas* se encuentran en una fase de desarrollo e implantación en el estado español, entre otras razones, porque la legislación asociada todavía no está desarrollada o traspuesta. Esta situación ha dado lugar a una amplia diversidad de definiciones, establecidas o propuestas por diferentes organismos y entidades, aunque todas ellas comparten características comunes.

1.1. Marco legal europeo

Para comprender qué es una *Comunidad Energética*, es necesario elevarse al ámbito europeo, referente en materia energética.

La propuesta de Directiva Europea COM(2016) 864 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, definía una Comunidad Energética Local como una asociación, cooperativa, sociedad, organización sin ánimo de lucro u otra entidad jurídica que esté controlada por accionistas o miembros locales, generalmente orientada al valor más que a la rentabilidad, dedicada a la generación distribuida y a la realización de actividades de un gestor de red de distribución, suministrador o agregador a nivel local, incluso a escala transfronteriza.

Por otra parte, el texto acordado entre Consejo y Parlamento (5076/19) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y que está todavía pendiente de aprobación definitiva, definió una Comunidad ciudadana de energía como una entidad jurídica de participación voluntaria y abierta que esté efectivamente controlada por accionistas o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas, cuyo objetivo principal sea ofrecer beneficios

medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera. Una comunidad ciudadana de energía puede participar en la generación, incluida la energía procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus accionistas o miembros.

En noviembre de 2016, la Comisión Europea presentó el Nuevo paquete de medidas, *Energía limpia para todos los Europeos*, con el objetivo de establecer un marco legislativo estable y optimizado, para asegurar de manera eficiente la creación de una Unión de la Energía que permita a la UE sus compromisos adquiridos en el Acuerdo de París.

Este paquete de clima y energía está compuesto por 8 elementos legislativos que abarcan la eficiencia energética, las energías renovables, el diseño del mercado de la electricidad, la seguridad del suministro eléctricos y las normas de gobernanza para la Unión de la Energía.

Dentro de estas propuestas legislativas aparecen dos directivas que contienen diferentes definiciones para proyectos de energía comunitaria: La Directiva de Electricidad se refiere principalmente a las normas que rigen el mercado interior de la electricidad y define las Comunidades de Energía Ciudadana (CEC).

Por su parte, la Directiva (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, en su artículo 2, define una “comunidad ciudadana de energía” (CEC) como *una entidad jurídica que:*

a) se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas,

b) cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera, y

c) participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, el almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.

Por otra parte, la Directiva (UE) 2018/2001 del parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovable, en su artículo 2 define una “comunidad de energías renovables” como *una entidad jurídica:*

a) que, con arreglo al Derecho nacional aplicable, se base en la participación abierta y voluntaria, esté efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de las energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya desarrollado;

b) cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios.

c) cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o social a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera, en lugar de ganancias financieras;

Además, se exige a los estados miembros habilitar marcos facilitadores que permitan fomentar y facilitar el desarrollo de las comunidades de energía renovables, eliminando los obstáculos reglamentarios y administrativos, tener en cuenta la particularidades de las comunidades de energía renovables al crear sistemas de apoyo para poder competir en pie de igualdad con otros participantes en el mercado eléctrico, y proporcionar apoyo reglamentario y de refuerzo de capacidades a las autoridades públicas para propiciar y crear comunidades de energías renovables, así como para ayudar a las autoridades a participar directamente.

Resumiendo, se pueden destacar importantes aspectos relacionadas con las dos CER y CEC:

- Participación abierta y voluntaria
- Controlado por las personas accionistas o miembros
- Las personas accionistas o miembros son personas físicas, pequeñas empresas o autoridades locales
- El propósito principal es proporcionar beneficios ambientales, económicos o sociales a la comunidad en lugar de generar beneficios financieros.

Aspectos relacionados solo con las CER:

- Autónoma
- Los accionistas o miembros deben estar ubicados en las proximidades del proyecto
- Debe ser de energía renovable

Dentro del entorno europeo, pero al margen de la estructura de la Unión Europea, cabe destacar la definición de REScoop, la Federación europea de cooperativas energéticas, que define a una Comunidad de Energía como *“una entidad legal donde los ciudadanos, las PYMES y las autoridades locales se unen, como usuarios finales de energía, para cooperar en la generación, la distribución del consumo, el almacenamiento, el suministro, la agregación de energía de fuentes renovables u ofrecer eficiencia energética y/o servicio de gestión de la demanda”*.

Se nos plantean, por tanto, algunas preguntas: ¿cómo saber si se trata de una CER siguiendo el espíritu de la legislación? ¿Es por el bien común? ¿Son los beneficios sociales y ambientales? ¿O el objetivo principal del proyecto son los beneficios financieros?

1.2. Marco legal español

Los Estados Miembros, y con ello el estado Español, debe transponer las Directivas europeas en las siguientes fechas:

- Directiva 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE antes del 31 diciembre 2020.
- Directiva 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables antes del 30 junio de 2021.

La situación en España avanza lentamente. Las comunidades energéticas locales, aparecen nombradas en a través de algunas legislaciones y planes estatales:

En el caso del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030 el desarrollo de comunidades energéticas locales aparece como una medida, dentro del objetivo de reducción de emisiones, y se nombra como necesario su fomento dentro de otras medidas como eficiencia energética o participación ciudadana en el mercado eléctrico, como hemos comentado.

Sin embargo, la normativa vigente en esta materia está recogida principalmente en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica (Ley 23/2020, de 23 de junio, por la que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica) y donde se incluye la referencia a las comunidades energéticas, que corresponde a una traducción literaria de la directiva europea:

“Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y controladas efectivamente por socios o miembros que se encuentran en las

proximidades de los proyectos de energías renovables que son propiedad de dichas entidades jurídicas y que éstas han desarrollado, cuyos socios o miembros son personas físicas, PYMES o autoridades locales, incluidos los municipios, y cuya finalidad principal es proporcionar beneficios ambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales en las que operan, en lugar de beneficios financieros".

Sin embargo, esta definición es insuficiente y es necesario concretizarla más, además incorpora aspectos como la "cercanía" que deberá definirse en función a los contextos detectados. No hay nada acerca de sus derechos o del marco habilitante, así que parece una transposición muy parcial. Esto debe de realizarse, a partir de un estudio previo de potencialidades y obstáculos existentes para el desarrollo de las comunidades energéticas locales, como así viene indicado por las directivas europeas.

Por su parte, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) de España ha emprendido una línea de trabajo para promover las Comunidades Energéticas Locales, mediante la elaboración de una guía con los pasos a seguir para su constitución y la posibilidad de financiar proyectos piloto [1].

Las cooperativas y otras organizaciones están trabajando en la creación de comunidades energéticas, en realidad son proyectos pioneros e improvisan basándose en la regulación del autoconsumo de energía. En este sentido, la ciudadanía va por delante de la legislación.

1.3. Comunidades Energéticas a nivel europeo

Las tendencias relativas a comunidades energéticas son muy heterogéneas en los diferentes países europeos. Mientras que algunos estados miembros de la unión europea tienen ya estrategias nacionales en curso para el fomento de comunidades energéticas, algunos países los están implementando actualmente y otros todavía no tienen de todo un plan en este sentido [2]. De igual manera, el nivel de penetración de las comunidades energéticas en los varios países es muy dispar. Alemania, Dinamarca y Suecia lideran el ranking de comunidades energética en Unión Europea debido a una combinación favorable de factores socioculturales, políticos y legislativos [2],[3]. Estos son países con una fuerte tradición de propiedad comunitaria y activismo cívico, autonomía fiscal y descentralización de los sistemas de energía, que se encuentran en las manos de los gobiernos municipales. Además, Alemania y Dinamarca específicamente, cuentan también con un marco regulatorio estable y robusto favorable a la participación ciudadana en el mercado energético que conjuntamente con sus precios de electricidad históricamente altos para el sector residencial estimulan la creación de comunidades energéticas [2].

Por otro lado, en el sur, centro y este de Europa la energía comunitaria todavía está relativamente poco desarrollada, principalmente debido a la falta de mecanismo de apoyo, a pesar del gran interés de las comunidades y las autoridades locales y de la implementación de medidas tras la publicación del plan europeo de transición energética y climática que produjeran un incremento de la participación ciudadana en actividades de producción energía, de manera individual o en asociaciones colectivas [4].

Las comunidades energéticas a nivel europeo tienen asumido sobre todo actividades típicas de las empresas prestadoras de servicios, como por ejemplo generación (y venta) de electricidad o prestación de servicios de eficiencia energética (ESCOs). Los primeros están muy presentes en países como Dinamarca, Alemania, Suecia o Gran Bretaña y agrupan pequeños inversores, normalmente personas físicas, en torno a un proyecto de generación renovable más o menos próximo a su lugar de residencia [5]. En particular crece cada vez más el número de comunidades energéticas que tienen como objetivo producir electricidad para consumo propio. Un estudio de la *Community Energy Coalition* estima que en 2050 un 50% de los ciudadanos de la unión europea (incluido comunidades locales, escuelas, hospitales) podrán estar produciendo su propia electricidad cubriendo un 45% de su demanda [4]. De hecho, las cooperativas de prosumidores son ya una realidad en Europa: la federación Rescoop [6] integra más de 1500 cooperativas

activas en eficiencia energética, generación de electricidad y calor a partir de fuentes renovables o movilidad eléctrica, y totaliza más de 1 millón de socios.

Estas comunidades existen frecuentemente en la forma de cooperativas. Además de no ser propiedad de inversores, sino de ciudadanos o de la comunidad local, las cooperativas funcionan bajo principios de gobernanza fundamentales basados en valores como la autoayuda, responsabilidad social, justicia, democracia, igualdad, equidad y solidaridad [2]. Así, los objetivos de este tipo de comunidad energética residen en crear valor para la comunidad o sus miembros, por lo que es común que los ingresos se reinviertan en la comunidad o se destinen a ofrecer servicios a sus miembros y, en los casos en que los ingresos sean distribuidos por los miembros como reforzo de las participaciones de capital, es común existir un techo máximo para el capital distribuido [7].

En definitiva, la rentabilidad económica no es la única motivación de los promotores de una comunidad energética y a menudo no la más importante. Las cuestiones como la proximidad y sentido de pertenencia juegan un papel importante. La mayoría de los proyectos se desarrollan a partir de una iniciativa local del tipo *bottom-up*, con un importante papel de los ciudadanos comprometidos con la preservación del medio ambiente y del tejido social local [5]. Aun así, se dan casos con retorno económico interesante o con una reducción de la factura energética del orden de un 10 a un 30%.

1.3.1. Factores de éxito

A partir del análisis de la situación en los países europeos en los que más han desarrollado comunidades locales de energía es posible identificar una serie de factores de éxito que han contribuido a su aparición, desarrollo y replicación.

Se verifica que, ante de todo, el arreglo institucional del subsistema de política energética es uno de los factores más determinantes, ya que puede tanto limitar como impulsar proyectos comunitarios de energía. Una política de fomento estatal y/o regional respecto a comunidades energéticas locales, clara y estable a medio-largo plazo es esencial para que las comunidades energéticas se establezcan en un país o región [8]. La descentralización institucional parece ser una de las características más importantes del desarrollo institucional general y a menudo aumenta el espacio de actuación para los actores locales comunitarios. Asimismo, la alineación de los discursos entre los diferentes niveles y actores gubernamentales es una de las características habilitadoras importantes de un sistema energético, ya que proporciona la estabilidad y la previsibilidad del sistema que permite a las comunidades participar en proyectos de energía renovable [8]. En este sentido hay tres procesos que se tienen verificado en algunos países europeos y están asociados al creciente apareamiento de iniciativas de energía comunitaria, puesto que conducen a un cambio del entorno social, gubernamental y corporativo favorable para que las comunidades energéticas prosperen: la remunicipalización, que consiste en el aumento del control municipal sobre la gestión local de la energía; la devolución que se trata de aumentar el papel estratégico y político de las autoridades locales en la política energética; y el proceso de gobernanza participativa que reside en la promoción de la democracia directa y la influencia de los ciudadanos en las políticas energéticas y climáticas [2].

El apoyo de las instituciones públicas es crucial para la replicación de las comunidades energéticas. Más allá que la definición clara de un marco legal favorable a la legalización administrativa y técnica de las iniciativas locales, las instituciones públicas pueden favorecer el despliegue de CE al ofrecer instrumentos de ayuda a las fases iniciales de formación de una comunidad energética, como subvenciones directas, aportación de recursos económicos para la constitución de la comunidad, realización de estudios de viabilidad, formulación del plan de negocio y/o plan de financiación o aportación de otros tipos de recursos municipales disponibles (como terrenos, espacios, exención del pago de cánones por pasos de infraestructuras para la vía pública, etc.). Otra forma de soporte por parte de las instituciones públicas

consiste en apoyo a la financiación del proyecto y en la facilitación de trámite administrativos. Este soporte habitualmente viene orquestado por los gobiernos centrales, aunque la administración regional o local pueda jugar un papel importante en términos de apoyo administrativo y/o financiación, o incluso participación directa en la iniciativa. La ventanilla única para trámites administrativos es otro mecanismo útil para la promoción de una comunidad energética local ya que los recursos y la capacidad de las comunidades incipientes son muy limitados. En esta línea, el material de apoyo bien organizado y fácilmente accesible - como pueden ser guías, plantillas, material de formación y capacitación, documentación sobre casos prácticos, etc. - ayuda a facilitar y agilizar los procesos, sobre todo en las fases iniciales de una comunidad energética.

Frecuentemente hay un significativo liderazgo político y/o técnico, que a veces se unen en una misma persona. Los líderes, además de visión, tienen capacidad o conocimiento de algún tipo en el ámbito de organización, gestión o tecnología. En municipios pequeños a menudo es el alcalde/alcaldesa o concejal/concejala la que hace de motor inicial.

Por fin, se ha encontrado también que el trabajo del voluntariado resulta determinante en algunos países como son Gran Bretaña u Holanda, en los cuales el esfuerzo no remunerado representa una parte significativa de la fuerza de trabajo de sus Comunidades Energéticas. Por lo tanto, fomentar la motivación del personal que trabaja en clave voluntaria es muy importante. Además, el papel de ONGs o asociaciones locales o regionales, así como de las comunidades ya consolidadas es determinante para fomentar la replicación, actuar como altavoces y/o como punto de información local.

1.4. Comunidades Energéticas en el Estado Español - actualidad y tendencias

El movimiento de comunidades energéticas en España aún está en un estado muy temprano de desarrollo, al contrario de lo que pasa en otros países europeos [7], como se puede ver en la Ilustración 1, que presenta una comparación entre la cantidad estimada de iniciativas de energía comunitaria varios países.

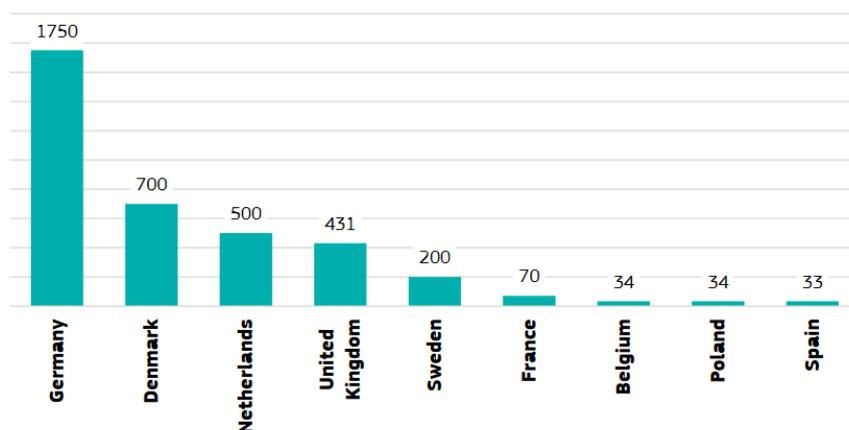


Ilustración 1. Número aproximado de iniciativas de energía comunitaria en nueve países europeos [7].

El bajo número de comunidades energéticas encontradas en el territorio español se debe sobre todo a un contexto económico y regulatorio históricamente hostil [9].

Sin embargo, en los últimos años se tiene asistido a un creciente movimiento de comunidades energéticas en España en una reacción a una mezcla de factores económicos, legislativos y sociales. El cambio legislativo del 2010, que permitió la entrada de nuevos actores en la comercialización de electricidad, así como la alteración de las políticas del gobierno contra las renovables, en 2012, representan puntos de inflexión importantes. Por otro lado, el aumento de los niveles de pobreza energética provocados por la crisis económica del año 2008, la creciente concienciación social para un sistema eléctrico controlado por

un reducido número de empresas privadas y deficientemente liberalizado, en paralelo con una mayor politización de la cuestión energética desde el movimiento 15M, que ocurrió en el 2011, condujeran a un clima social propicio al apareamiento de iniciativas de energía comunitaria. Por fin, el aumento del precio de la electricidad en 2012 funcionó como gatillo para el aumento de comunidades energéticas y que además explica por qué un grande número de estas comunidades que emergieran en los últimos años asumen el papel de proveedores que proporcionan electricidad más barata [9].

1.5. Rehabilitación energética de edificios

La Directiva Europea 2018/844 refleja la impulsión de esfuerzos de la Unión para descarbonizar su parque inmobiliario antes de 2050 priorizando la eficiencia energética. Esta directiva obliga cada estado miembro a establecer una estrategia de renovación de su parque inmobiliario que facilite la “transformación económicamente rentable de los edificios existentes en edificios de consumo de energía casi nulo” [10]

Es urgente actuar sobre el parque inmobiliario una vez que “casi el 50 % del consumo de energía final de la Unión se destina a calefacción y refrigeración, de la cual el 80 % se consume en edificios” [10]. Una parte significativa del parque inmobiliario europeo, caracterizado por el envejecimiento de sus edificios, presenta un pobre aislamiento térmico y consecuentemente un bajo desempeño energético asociado no solamente a un alto consumo energético [11], sino que también a una baja calidad del ambiente interior.

El parque inmobiliario español no rehúye a la regla. Como muestra la Ilustración 2, los edificios residenciales representan una parte significativa del total de inmuebles en España de los cuales alrededor de un 72% corresponde a viviendas principales. En 2011 un 54% de las viviendas principales correspondían a edificios de construcción anterior al año 1980 como se puede ver en la Ilustración 3, que presenta una distribución de las viviendas principales de acuerdo con su período de construcción. Los edificios construidos hasta 1980 son caracterizados por un aislamiento térmico particularmente deficiente, una vez que no existía la obligatoriedad de implementar medidas de aislamiento térmico en edificios. El año 1980 representa un momento clave en el sector de la construcción en España puesto que es el año de entrada en vigor de las Normas Básicas de la Edificación, que fijan por la primera vez requisitos obligatorios de aislamiento térmico.

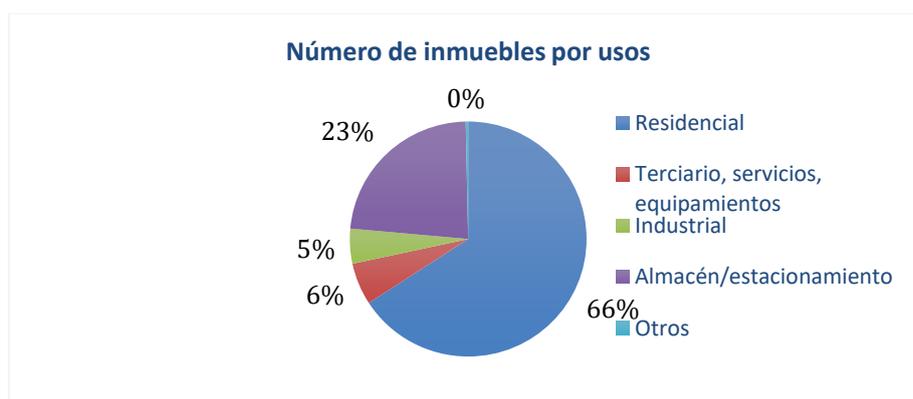


Ilustración 2. Distribución del número de inmuebles en España según su uso (2017) [12].

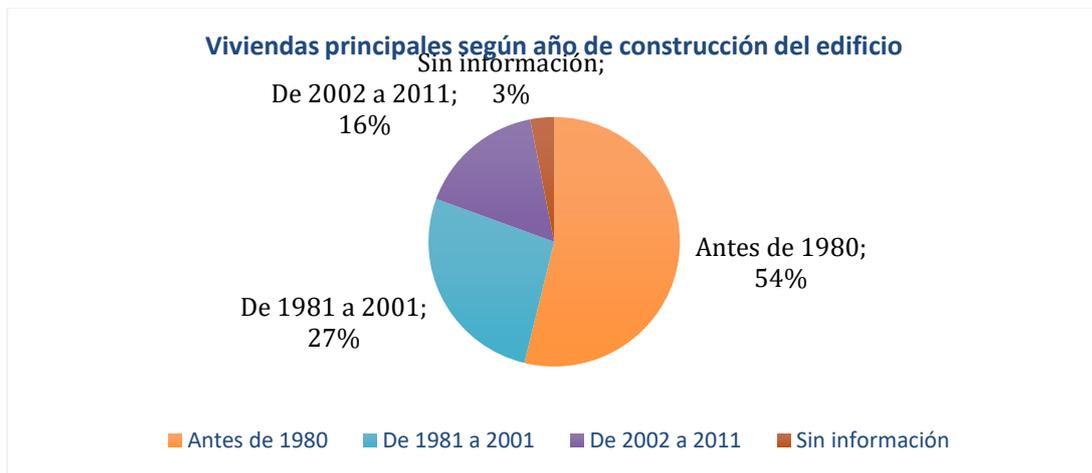


Ilustración 3. Distribución del número de viviendas principales en España según su año de construcción [13]

El año 2006 representa igualmente un momento importante en esta área con la aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE) que introdujo requisitos más estrictos desde el punto de vista de la eficiencia energética apuntando/aspirando a una reducción del consumo energético entre un 25 y un 35% [12].

1.5.1. Prácticas

A pesar de los esfuerzos para aplicar a larga escala procesos de renovación al sector inmobiliario europeo, la tasa de renovaciones del parque inmobiliario y la profundidad de las intervenciones efectuadas están todavía demasiado lejos de los valores necesarios para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono establecida como objetivo para 2050.

La profundidad de la renovación respecta a su impacto en el desempeño energético del edificio. Para que una renovación sea considerada “profunda” tendrá que resultar en una reducción del consumo energético de por lo menos del 60%. A nivel europeo, tal como en España, una parte significativa de las intervenciones no son orientadas a mejoras energéticas y las renovaciones con un efecto sustancial en el consumo energético de los edificios apenas ocurren esporádicamente [13]. En un análisis realizado a cinco países europeos, se concluyó además que en general las renovaciones carecen de una aproximación holística. Las intervenciones de mejora son frecuentemente ejecutadas por fases, de acuerdo con la disponibilidad de recursos financieros [14].

En general, en el contexto europeo, las renovaciones profundas son aplicadas a los edificios con peor desempeño energético. Esta tendencia es económicamente plausible sin embargo conducirá a una situación en la que cada vez sea más difícil mantener la tasa de ahorro de energía primaria debido a un número cada vez menor de edificios con peores consumos energéticos que puedan renovarse de manera más rentable.

Entre 2012 y 2016, la tasa de renovación total en la Europa de los 28 en edificios residenciales se encontraba en los 12.3% al año mientras que las cifras que respectan a la renovación profunda solamente llegan a uno 0,2 [15].

En España, para los mismos años, la tasa de renovación total de edificios correspondía a un 17% y la tasa de renovación profunda se encontraba en un 0,3% para edificios residenciales representando ahorros específicos de energía primaria promedios de 97 kWh/(m².año), y un 0,5% para edificios no residenciales [15]. Estos números actualmente están aumentando: los edificios destinados a vivienda que han sido objeto de reforma o restauración han pasado de los 25.996 en 2017 a los 28.364 en el año 2019 y el número de edificios destinados a otros usos que fueron objeto de reforma o restauración también creció, aunque con

menos intensidad, pasándose de 6.317 en 2017 a 6.454 en 2019 [13]. Estas cifras suponen un incremento del 9,1% en las obras de rehabilitación de edificios residenciales y del 2,2% en edificios con otros usos.

1.5.2. Motivaciones y desencadenantes

A nivel europeo, las motivaciones que más llevan al usuario final a invertir en rehabilitación energética se centran sobre todo en la obtención de beneficios personales, como la mejora de la vivienda en general y el aumento de su salubridad y confort en particular. Los aspectos medioambientales y los factores económicos, como la reducción de la factura energética y el incremento del valor de su residencia también representan fuertes incentivos.

Por otro lado, los factores que más desencadenan los trabajos de renovación dicen respecto a reparaciones necesarias, reemplazos y mantenimiento. Los aspectos presupuestarios, como la disponibilidad de capital, y la identificación de deficiencias con implicaciones para la salud también representan un papel importante [13].

1.5.3. Barreras

En Europa, el despliegue de la renovación del parque inmobiliario encuentra barreras a nivel técnico, financiero y social.

El vector financiero es usualmente apuntado como el principal obstáculo para iniciar la rehabilitación de edificios y barrios [16]. Los **altos costes iniciales** y el **elevado tiempo de retorno** de la inversión son factores altamente disuasorios. Las herramientas financieras existentes son insuficientes y poco atractivas sobre todo para propietarios con ingresos bajos a medianos que generalmente no son elegibles para préstamos bancarios regulares.

Del punto de vista técnico hay que destacar que existe una falta de soluciones consistentes y estandarizadas o soluciones integradas para cumplir con los requisitos de estándares de construcción nuevos y diferentes sobre ahorro de energía, así como de trabajadores capacitados para realizar los trabajos. En España, así como en otros países, como el Reino Unido, se observa una falta de capacidad en la industria de la construcción, debido a un lento suministro de materiales de construcción contribuyendo así para el elevado coste de las soluciones de rehabilitación. Asimismo, esta falta de oferta de materiales resulta una ausencia de competitividad entre proveedores que no tienen así incentivos para buscar estrategias de reducción de los precios [15].

Las deficiencias en las soluciones técnicas y la percepción de un riesgo de que las intervenciones puedan provocar daños a las viviendas durante las operaciones de remodelación funcionan también como un factor de desaliento para los propietarios [11].

En paralelo, entrando ya en el eje social, el tiempo prolongado de los trabajos y perturbación de los residentes durante las obras del sitio o incluso su desplazamiento en caso de que tengan que abandonar sus hogares durante el proceso son igualmente fuertes elementos disuasorios. Se encuentran barreras adicionales en el caso de edificios plurifamiliares con varios propietarios: los procesos de toma de decisiones son normalmente largos y complejos, la falta de diálogo, consenso, comprensión y apoyo entre los diversos actores muchas veces dificulta la aprobación efectiva de las intervenciones.

Las barreras supra citadas son agravadas por la **falta de sensibilización y de conocimientos técnicos** de los usuarios finales y/o de los propietarios. El aislamiento térmico no es todavía percibido como un indicador de calidad de una vivienda [14] y los beneficios - energéticos y no energéticos - de una rehabilitación energética son desconocidos por los individuos, llevando a una falta de confianza en los ahorros efectivos resultantes de la intervención [11].

En el caso de viviendas de alquiler se verifica adicionalmente lo que se designa como dilema usuario-inversor. La rentabilidad es uno de los principales impulsores a la renovación energética y la mayoría de los arrendadores son reacios a invertir en eficiencia energética porque temen que no haya un retorno de la inversión adecuado. Generalmente es el coste de las facturas de energía el que cae sobre el inquilino y no sobre el arrendador que tiene que asumir todos los costes de inversión, por lo tanto, el arrendador no tiene un incentivo financiero directo para invertir en medidas de eficiencia energética más caras como suponen las renovaciones. Similarmente, los inquilinos tampoco invierten en rehabilitación energética bajo la percepción de que serán los arrendadores los beneficiarios a largo plazo de la inversión. Así, es de gran interés encontrar mecanismos que muestren a los inversores que tales inversiones pueden generar una relación costo-beneficio positiva [15].

2. DEFINICIÓN DEL ÁMBITO DEL ANÁLISIS

Las definiciones existentes de “comunidad energética” comprenden una amplia variedad de actores, actividades y estructuras organizacionales, representando así un concepto elástico y con límites poco claros. Este estudio se enfocará en particular en comunidades energéticas locales de generación de energía eléctrica para autoconsumo. Los siguientes subcapítulos detallan el ámbito del análisis presentado en el documento y definen sus fronteras.

2.1. Escala y proximidad geográfica

La Comisión Europea reconoce los proyectos colaborativos locales que conducen a la implementación de soluciones sostenibles de energía como elementos decisivos hacia la transición energética baja en carbono [16], [2]. Las comunidades energéticas locales son también percibidas como actores-clave hacia la democratización de la energía y al empoderamiento de sus consumidores, potenciando la generación de valor local a través de la distribución y/o inversión de ingresos obtenidos y promoviendo la cohesión social, la educación y la movilización ciudadana [7]. Por lo tanto, el presente estudio se enfocará en Comunidades Energéticas de baja escala y de gran proximidad geográfica. Se considera que la energía consumida es producida in situ, por las propias comunidades, constituidas por actores locales.

A nivel tecnológico, esta aproximación permite aún evitar limitaciones tecnológicas o costes añadidos significativos decurrentes del transporte de energía.

2.2. Estructura de reparto de energía

Uno de los retos que las comunidades energéticas prosumidoras encuentran consiste en encontrar un equilibrio entre la maximización del autoconsumo y la minimización del excedente. La implementación de un sistema de reparto con coeficientes dinámicos que permita llegar a un punto más óptimo en la dicotomía autoconsumo máximo – excedente mínimo es fundamental para el fomento de las comunidades energética de prosumidoras.

Así, en este estudio se considerará que las comunidades energéticas dividirán la energía autoproducida a través de coeficientes de reparto dinámicos, calculados horariamente de acuerdo con las demandas de cada interviniente/miembro de la comunidad.

La energía excedente se venderá a la red a precio de mercado (*pool*) y, cuando la energía producida no sea suficiente para cubrir la demanda eléctrica de la comunidad, se comprará electricidad a la red al precio de mercado.

2.3. Sectores

Las comunidades energéticas consideradas serán compuestas por actores del sector residencial y del sector terciario público y privado, sectores entre los cuales hay un fuerte potencial de crear sinergias, por una cuestión de proximidad, sobre todo en centros urbanos de alta densidad. El enfoque en los sectores residencial y terciario aborda la necesidad de direccionar el parque edificatorio, responsable a nivel global por un 36% de consumo de energía final [19], hacia una urgente transición energética, a la vez que se alinea con el objetivo de crear herramientas de fomento de la participación ciudadana en el mercado eléctrico, de desarrollo local y de democratización de la energía a través de las comunidades energéticas.

Esto dos sectores conjuntamente son responsables por un 62% del consumo de energía eléctrica en el territorio español, como ilustra la Ilustración 4.

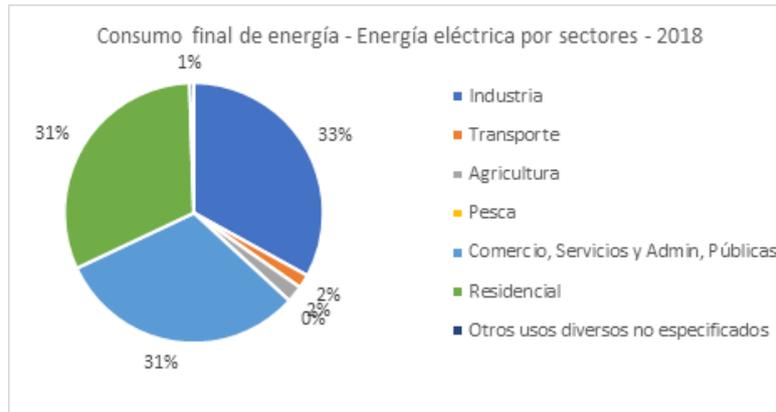


Ilustración 4. Consumo final de energía eléctrica por sectores - 2018 [21]

El sector industrial, responsable también de una parte significativa del consumo de energía eléctrica, no será central en el presente estudio, ya que presenta necesidades muy específicas y heterogéneas dentro del propio sector, que dificulta su caracterización. Asimismo, la común concentración de empresas de este sector en clústeres geográficos muchas veces segregados de zonas residenciales, limita una potencial colaboración de la industria en comunidades locales de ciudadanos.

Para los arquetipos rurales, en los que la segregación entre zonas residenciales, terciarias e industriales no es tan perceptible, se incorporará como un elemento más.

Aunque no se encuentre de manera completa en el ámbito de este estudio, hay que destacar que la industria es una pieza fundamental rumbo a la transición energética, con actores que disponen de un abanico de recursos y herramientas más vasto que los de los demás sectores que les puede permitir penetrar en el mercado de la electricidad y, además, en muchos casos, con condiciones favorables a nivel de distribución espacial para crear sinergias entre ellos, por lo que este sector carecería de un análisis dedicado. Sin embargo, es necesario un esfuerzo por parte de los organismos públicos para poder permitir disponer de datos fiables y suficientemente amplios del sector industrial, datos que actualmente no están al alcance general.

2.4. Tipo de energía

Las comunidades energéticas analizadas tendrán como objetivo el autoconsumo de energía eléctrica. Como ilustra el gráfico 2, entre los años 1990 y 2008 el consumo de electricidad en el estado español se duplicó. Aunque los números hayan alcanzado una relativa estabilidad en la última década y el desarrollo tecnológico conlleve un incremento de eficiencia energética, tal como ocurre a nivel global, la demanda eléctrica en España sigue y seguirá creciendo debido al aumento de la capacidad adquisitiva de las familias, a la creciente tendencia de electrificación del transporte y de la calefacción y a la creciente demanda de dispositivos digitales eléctricos y aire acondicionado [20], [21].

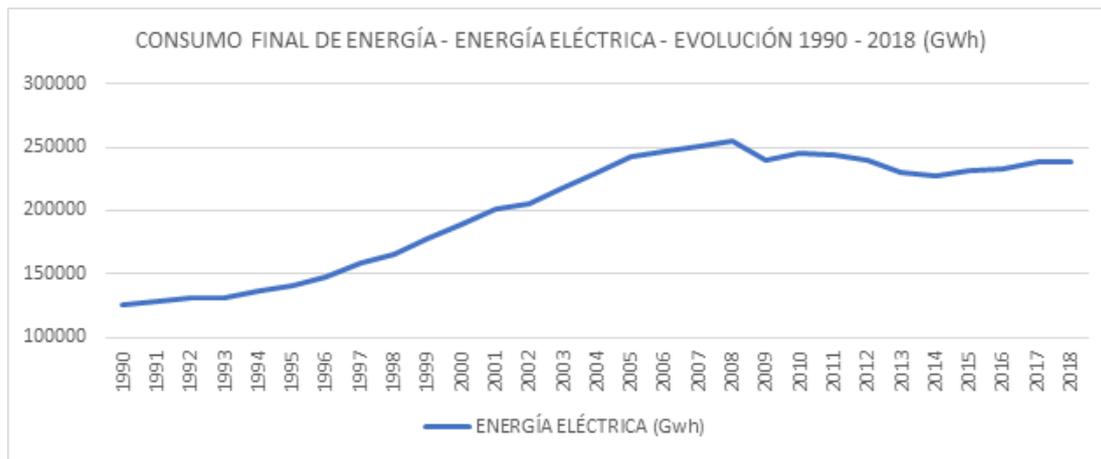


Ilustración 5. Evolución del consumo de energía eléctrica en España 1990-20180 (GWh), [22], adaptación

De acuerdo con los datos del Escenario Objetivo del PNIEC [20], presentados en la Tabla 1, que presenta la evolución prevista de la demanda eléctrica final de sectores no energéticos entre 2015 y 2030, entre años 2020 y 2030 se prevé un incremento de la demanda eléctrica de un 7,3%.

Tabla 1. Demanda eléctrica final en GWh de sectores no energéticos para el periodo 2015-2030 [20].

Año	2015	2020	2025	2030
Demanda eléctrica final	232.088	235.443	240.463	252.594

La producción de energía térmica estará fuera del presente análisis, aunque en algunos de los casos de producción (sistemas de cogeneración), permitiremos la evaluación cualitativa de la revalorización del calor residual de la producción eléctrica. A nivel del consumo, lo integraremos como parte de las demandas eléctricas, debido a la electrificación de los sistemas de producción térmica (bombas de calor).

2.5. Tecnologías y fuentes de energía renovable

En lo que respecta a las tecnologías de autogeneración de electricidad, la energía solar fotovoltaica asume un rol destacado, sobre todo en un contexto urbano, donde hay que tener en particular consideración las limitaciones a nivel de espacio y las limitaciones de niveles de emisión de partículas.

Al contrario de otras tecnologías de generación energía eléctrica con fuentes renovables, como la energía eólica, hidráulica o cogeneración que requieren la creación o adaptación de espacios dedicados a su operación, la tecnología solar fotovoltaica es adaptable con relativa facilidad a la arquitectura del entorno sin suponer costes adicionales a nivel de estructura. Asimismo, la facilidad de instalación, el bajo coste de instalación y de mantenimiento, su operación discreta y silenciosa, así como la facilidad de instalación a medida de acuerdo con las necesidades del usuario, son factores que contribuyen para que esta sea, en la mayor parte de casos, la tecnología más interesante para la generación comunitaria privada, factible en cualquiera región del territorio español y escalable. Por lo tanto, en el ámbito de estudio se considerará que las comunidades energéticas ubicadas en zonas urbanas e intermedias se concentra únicamente en la producción para autoconsumo compartido de energía solar fotovoltaica.

Por otro lado, en un contexto rural, donde no existen las mismas limitaciones espaciales y, además, se dispone de recursos relacionados con la biomasa, se considerará también la posibilidad de introducir sistemas de producción de electricidad a través de turbinas eólicas y de sistemas de cogeneración con biomasa de pequeña potencia. La elección del tipo de fuente de energía dependerá de cada provincia, de

acuerdo con los resultados de un estudio previo de los mapas de viento y de la disponibilidad de biomasa de cada provincia. El estudio de disponibilidad de biomasa se centrará en restos de aprovechamientos forestales y restos de aprovechamientos agrícolas.

3. MODELOS ECONÓMICOS DE TODOS LOS ARQUETIPOS

En este capítulo identificamos modelos económicos adecuados a los arquetipos de comunidades energéticas propuestos para la proyección de implementación de comunidades energéticas a nivel nacional.

Empezamos por explicar modelos emergentes asociados a comunidades energéticas identificados en proyectos en curso en otros países y presentamos también modelos económicos para renovación de edificios residenciales a larga escala basados en asociaciones público-privadas.

Por fin, se presenta la correspondencia entre los arquetipos de Comunidades Energéticas definidos en el capítulo anterior y los modelos económicos identificados, con y sin considerar rehabilitación energética de edificios residenciales en entorno urbano.

Modelos económicos emergentes asociados a comunidades energéticas

La mayor parte de los modelos presentados en este apartado se han retirado de un informe elaborado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (NREL) que reúne comunidades energéticas implementadas en los EEUU distinguidas en un concurso por sus modelos económicos que promueven la instalación de energía fotovoltaica en entornos más vulnerables [23]. Estos ejemplos son de gran utilidad para entender cómo integrar actores con menor poder económico en comunidades energéticas.

Uno de los factores comunes identificados es la intervención de por lo menos una entidad “ancla” que puede tomar la forma de una organización sin ánimo de lucro o de una entidad pública, con acceso a capital o a instrumentos de financiación para la puesta en marcha de la comunidad.

Aunque los modelos estén diseñados para instalaciones de producción de energía solar fotovoltaica, el modelo 5 y 6 se pueden adaptar para abarcar otros tipos de tecnologías de generación de energía renovable a una escala local.

A continuación, detallamos cada uno de los 7 modelos seleccionados.

Modelo 1. Modelo cooperativo

Este modelo se basa en los modelos económicos que se encuentran más habitualmente en comunidades energéticas en la Unión Europea, por veces con características muy similares, si no iguales, al modelo de cooperativa. Además, es lo que de alguna manera más se acerca a las comunidades energéticas de autoconsumo compartido existentes en España al día de hoy.

Organizacionalmente consiste en una sociedad privada en la cual cada miembro participa a través de acciones/participaciones, correspondientes a un porcentaje de la potencia instalada. Las acciones son detenidas por personas naturales, por empresas o por asociaciones. Siguiendo los principios de gobernanza del modelo de cooperativa, los miembros de esta comunidad detienen una participación equitativa en lo que respecta a la toma de decisiones.

La energía producida es repartida por los miembros de la comunidad para autoconsumo y distribuida desde una óptica de maximización de autoconsumo. La energía excedente es vendida a la red y la energía en falta es comprada a red.

Se considera que la inversión es soportada por los miembros de la comunidad bajo la forma de participaciones. Estas comunidades pueden recurrir a apoyos financieros de I+D y del fondo de soporte al desarrollo de energías renovables.

La energía excedente es vendida a la red. Los ingresos son repartidos anualmente entre todas las personas socias. Una vez que se prevé la introducción de un modelo de reparto de energía de coeficientes dinámicos que tiene en vista la maximización del autoconsumo que a efectos prácticos puede no corresponder a una división equitativa de la energía producida, los ingresos distribuidos por cada miembro son ponderados con la parte de autoconsumo ocurrido al largo de ese año de manera a encontrarse un equilibrio en la distribución del beneficio global por todos los miembros.

Modelo 2. Modelo para residentes propietarios con bajos/medios ingresos

Este modelo busca alcanzar familias propietarias de sus propias viviendas en situación de vulnerabilidad económica que por lo tal no poseen recursos para participar en esquemas energéticos que supongan una inversión significativa. Se trata de un modelo económico en el que los proyectos solares son instalados en edificios de familias con bajos/medios ingresos y/o en las cubiertas de organizaciones sin ánimo de lucro.

Este modelo surge como alternativa a los modelos basados en PPA en los cuales la empresa eléctrica paga una mensualidad al propietario de un edificio o terreno por el acceso para instalar y operar una mini-planta solar, gestionando también el output de la instalación.

En el modelo alternativo, los proyectos solares se instalan en hogares de bajos y medios rendimientos y en organizaciones sin ánimo de lucro. El desarrollador del proyecto solar establece un PPA con una "institución ancla" local, generalmente una organización sin ánimo de lucro, que le asigna una parte significativa de la generación de energía. La energía restante se acredita al anfitrión de la instalación, lo que proporciona entre un ahorro en la factura de electricidad sin costos iniciales o pagos continuos. En caso real que utiliza este modelo, el PPA asigna un 80% de la energía generada a y el 20% restante a los residentes que ofrecen sus cubiertas para instalación de los sistemas fotovoltaicos.

En el ejemplo real encontrado, para reducir el costo del PPA, los incentivos fiscales relevantes eran monetizados por inversionistas de impacto social identificados y agregados por una empresa de inversión en energía limpia, socia y desarrolladora del proyecto.

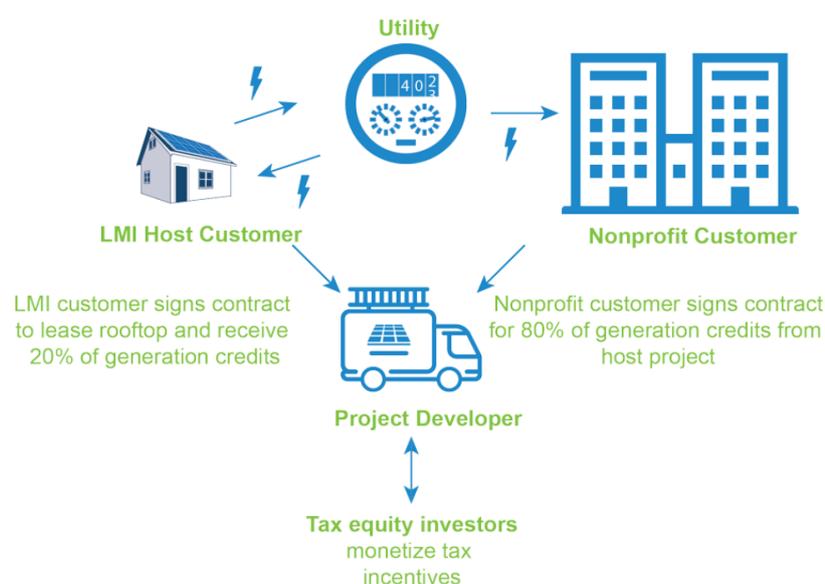


Ilustración 6. Esquema ejemplificativo del Modelo 2 [23].

Modelo 3. Modelo para viviendas de alquiler

Los edificios de alquiler representan un reto a la hora de implementar instalaciones de generación de energía, ya que en muchos casos ni los propietarios ni los inquilinos están dispuestos a asumir la inversión porque no disfrutarán de sus beneficios (en el caso del propietario) o debido al riesgo que representa hacer una inversión a largo plazo en una infraestructura de que no son propietarios (en el caso del inquilino). Este modelo permite abordar esta problemática y abarca 3 actores principales: una entidad “ancla” que detiene las instalaciones fotovoltaicas actuando como arrendatario de los sistemas y de las cubiertas, el desarrollador del proyecto y los residentes. En el ejemplo en que se basa este modelo, la entidad ancla consiste en una comunidad compuesta por empresas y personas singulares propietarias de los edificios, sin embargo, también puede asumir la forma de una entidad pública que detenga un edificio con espacio en la cubierta para instalación de paneles fotovoltaicos en las cercanías de los edificios de alquiler. El ejemplo real también incluía un cuarto actor: los inversores externos que pagan por el sistema y monetizan los incentivos para instalaciones solares, ya que en el entorno en que este modelo se encuentra aplicado existen incentivos económicos que hacen con que esta dinámica sea rentable. En entornos en que no lo sea, el rol del inversor externo lo puede asumir la entidad “ancla” o el desarrollador del proyecto. En el modelo, el desarrollador de proyectos solares firma PPA individuales con cada uno de los miembros de la comunidad que poseen y administran los edificios. El desarrollador de proyectos opera también como la empresa de servicios del proyecto que administra la asignación, la distribución de los beneficios solares y la monetización de los créditos solares en la factura y proporciona a los administradores de las instalaciones y a los inquilinos facturas de electricidad reducidas que reflejan los créditos de factura generados por su participación en el proyecto. Los contratos con los residentes son mensuales y pueden transferirse a nuevos residentes cuando un participante se muda.

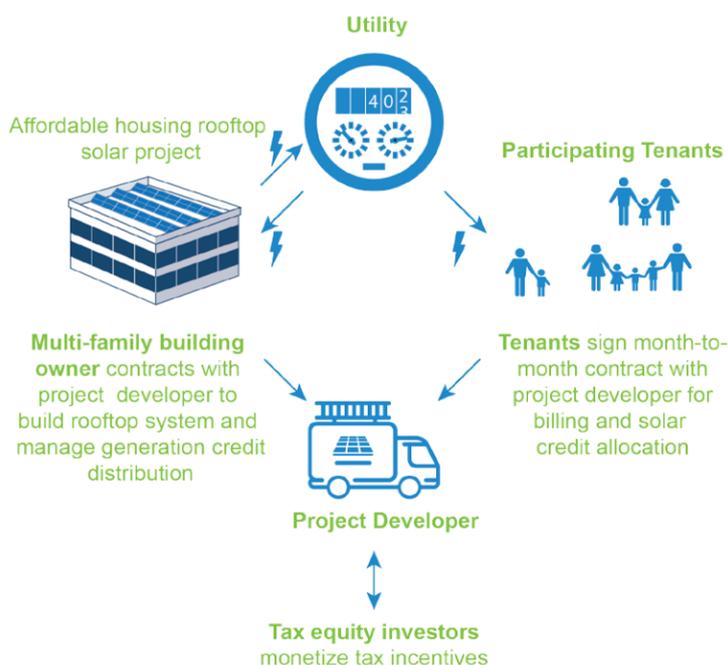


Ilustración 7. Esquema ejemplificativo del Modelo 3 [23].

Modelo 4. Modelo para empresas en edificios de alquiler con participación de los trabajadores

Este modelo también es aplicable para empresas ubicadas en edificios de alquiler. En este modelo innovador, la empresa firma con su arrendador un contrato para utilización de la azotea del edificio donde la empresa opera con la finalidad de desarrollar un proyecto solar comunitario.

La empresa recibe el 50% de la producción del proyecto solar. Los empleados pueden suscribirse al otro 50% de la producción sin ser sometidos a verificaciones de solvencia u obligados a asumir costes de inversión. Los empleados que se inscriben voluntariamente en el programa reciben el 10% del crédito asociado con su participación del proyecto y el 90% restante del crédito se remonta a la empresa para pagar el proyecto. En la práctica, en el caso real en que este modelo está aplicado, los empleados reciben el crédito completo en la factura de electricidad y luego la empresa recupera los costos mediante una deducción de nómina.

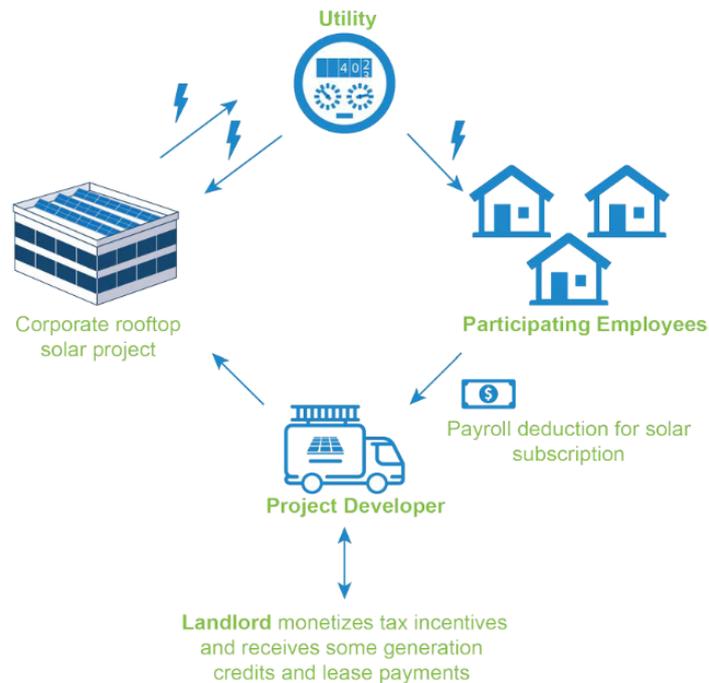


Ilustración 8. Esquema ejemplificativo del Modelo 4 [23].

Modelo 5. Proyecto municipal de participación ciudadana

Las personas residentes de un determinado municipio son las encargadas de aprobar y adoptar una tarifa voluntaria sobre las emisiones de carbón derivadas de su consumo de electricidad (en el caso práctico de \$ 0.2 ¢ / kWh de carbón). Los ingresos recaudados por la tarifa se utilizan para invertir en proyectos solares comunitarios desarrollados en ciertos edificios municipales y escolares de la ciudad. Los ahorros anuales en la factura de electricidad proporcionados por la implementación de energía solar con este proyecto, se acumulan en la ciudad, que luego podrá reasignar capital para brindar servicios adicionales a la comunidad.

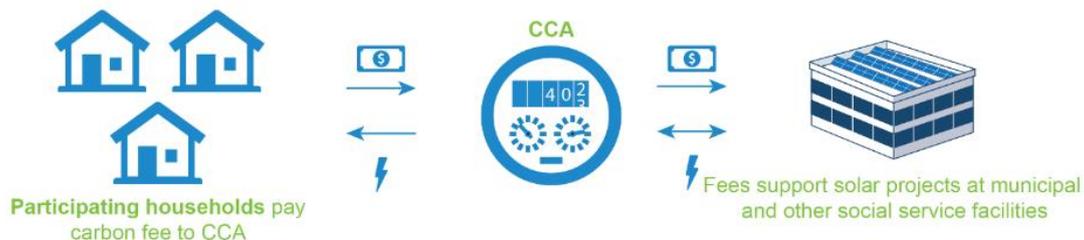


Ilustración 9. Esquema ejemplificativo del Modelo 5 [23].

Modelo 6. Modelo para áreas rurales, implementado por empresas públicas

Este modelo está basado en un proyecto real que es desarrollado por la empresa de servicios eléctricos municipales. Para la realidad española, en que la generación de energía no está a cargo de entidades públicas y tampoco con este nivel de descentralización, tiene sentido asumir que este rol puede ser asumido, por ejemplo, por los propios órganos de gestión municipales. Este es el actor responsable por la inversión.

El modelo consiste en la implementación de sistemas fotovoltaicos en terrenos alquilados a actores patrón del proyecto, los socios “ancla”. A estos socios, además del valor del alquiler de su espacio, es asignado un 50% de la capacidad del proyecto desarrollado. El restante 50% es dirigido a hogares de bajos rendimientos, a un precio más bajo.

La utilización de terrenos en lugar de cubiertas se debe al hecho de que este modelo está pensado para una escala más grande que los modelos presentados anteriormente.

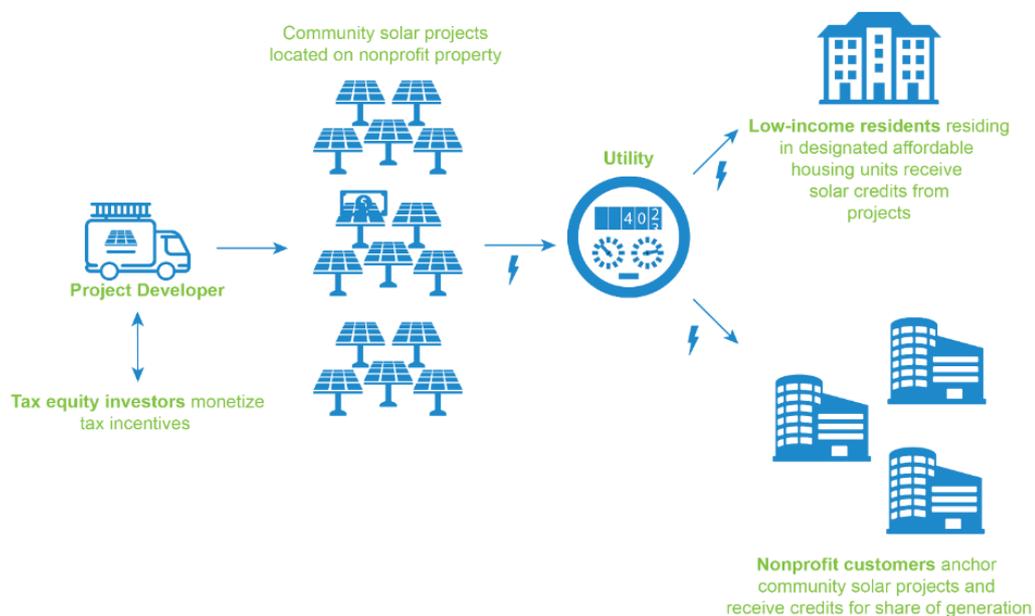


Ilustración 10. Esquema ejemplificativo del Modelo 6 [23].

Modelo 7. Modelo para barrios urbanos, implementado por empresas públicas

Este modelo consiste en una hibridización de los modelos 2, 3 y 6. Igual que en el modelo anterior, una entidad municipal asume un papel crucial como desarrollador e inversor del proyecto representando la entidad “ancla” prevista en los modelos 2 y 3. El modelo tiene como foco barrios en situación de pobreza energética en contextos urbanos.

En este modelo la entidad municipal detiene los sistemas de generación de energía en las cubiertas de los edificios de estos barrios, a través de un PPA con sus propietarios que pueden o no ser los propios residentes, asumiendo los costes de inversión y de alquiler de las cubiertas. Parte de la energía generada es asignada a los residentes a un precio más bajo y el restante es asignada a la entidad municipal.

Modelos económicos para renovación residencial a escala de distrito

Tal como enunciado en el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la tasa de renovación de edificios en Europa se encuentra muy por debajo de la necesaria para cumplir las metas sobre transición energética, debido a diversas barreras. Está establecido que las entidades públicas tienen un papel fundamental en este asunto y que la rehabilitación a escala de distrito es una forma eficaz de

superar los obstáculos que frenan la tasa de modernización del parque inmobiliario: los planes de rehabilitación energética a gran escala suponen un 12,3% menos de inversión que sus contrapartes a nivel individual [24].

Los modelos propuestos para la rehabilitación residencial fueron diseñados y testeados en un estudio publicado en 2018 por EIT InnoEnergy con el objetivo de crear modelos de negocio en esta área con potencial de replicabilidad a nivel europeo.

Los tres modelos están basados en la idea de establecer una APP entre el ayuntamiento y varios actores privados, incluidas las entidades financieras, a la vez que se implementa una estrategia que promueva la participación de los usuarios finales en el proyecto.

Los modelos económicos propuestos en el informe se construyen sobre la base de las condiciones de un caso de negocio típico, de coste total de 2,7 millones de euros, y suponen una única intervención de renovación a gran escala que ofrece soluciones de eficiencia energética rentables a 350 hogares a la vez y supone que los propietarios de los hogares pagarán pagos mensuales promedio de 88 €, durante un período de 5 años.

El informe indica los siguientes factores como esenciales para que los modelos tengan éxito:

1. Vinculado a la identificación de *stakeholders* y sus áreas de especialidad y a la identificación de las etapas de proyectos:
 - Definir claramente el proceso y el cronograma.
 - Involucrar al sector público (es decir, los municipios de la ciudad) en el papel de liderazgo.
 - Involucrar a los residentes en acciones de modernización a gran escala más allá de los proyectos técnicos a través de un proceso participativo socio-técnico.
 - Ajustar las acciones a desplegar y los recursos presupuestarios municipales que deban activarse.
2. Relativo a la clara definición de las funciones de cada actor y de los flujos económicos y financieros:
 - Establecer un sistema centralizado y competente para la gestión de los flujos económicos, incluida la contratación de terceros, la recopilación de información administrativa de los usuarios finales y la gestión de subvenciones y / o subsidios de rehabilitación.
 - Reducir el riesgo de incumplimiento de pago a través de una acción combinada de participación de los residentes, mecanismos apoyados por el ayuntamiento y ajustes del modelo económico.
 - Determinar el costo y establecer convenios con entidades financieras para préstamos y plazos de pago.
 - Diseñar subsidios para usuarios finales vulnerables a través de un fondo vinculado a la ciudad.
 - Asegurar que la duración del período de pago y el monto del pago mensual cumpla con los medios financieros de los usuarios finales.
 - Incluir los costos operativos de los socios privados, además de los costos de asesoría técnica y ejecución del proyecto.
 - Involucrar al menos a 150 hogares en acciones de modernización a gran escala.
 - Los organismos públicos supramunicipales deben proporcionar subvenciones de modernización equivalentes al menos al 15% del costo del proyecto.
 - La inversión de referencia idealmente no debe superar los 7 000 € / vivienda, suficiente para aplicar las soluciones rentables para la modernización de edificios energéticamente eficientes

La acción de intervención debe seguir cuatro fases secuenciales: la fase de inicio del proyecto, la fase de agregación de usuarios finales, la fase de adquisiciones y la fase de ejecución. La fase de apoyo financiero se llevará a cabo en conjunto con las otras partes del proceso.

Modelo de Rehabilitación 1. Modelo de gestión de APP con una licitación pública única

Este modelo se distingue de los demás por centralizar la gestión del proceso de rehabilitación en una empresa “ancla”, como ilustrado en la Ilustración 11 (identificada como *cornerstone entity*). Esta empresa es seleccionada a través de licitación pública y con el apoyo del ayuntamiento, se encargará de gestionar todo proceso: la agregación de la demanda del usuario final, a la ejecución del proyecto técnico, la supervisión de las obras y la gestión de subvenciones, subsidios y pagos de los usuarios finales. Todas las tareas del proyecto pueden ser asumidas internamente por la empresa o pueden ser subcontratadas por ella. La licitación pública debe marcar claramente el papel de las entidades públicas locales.

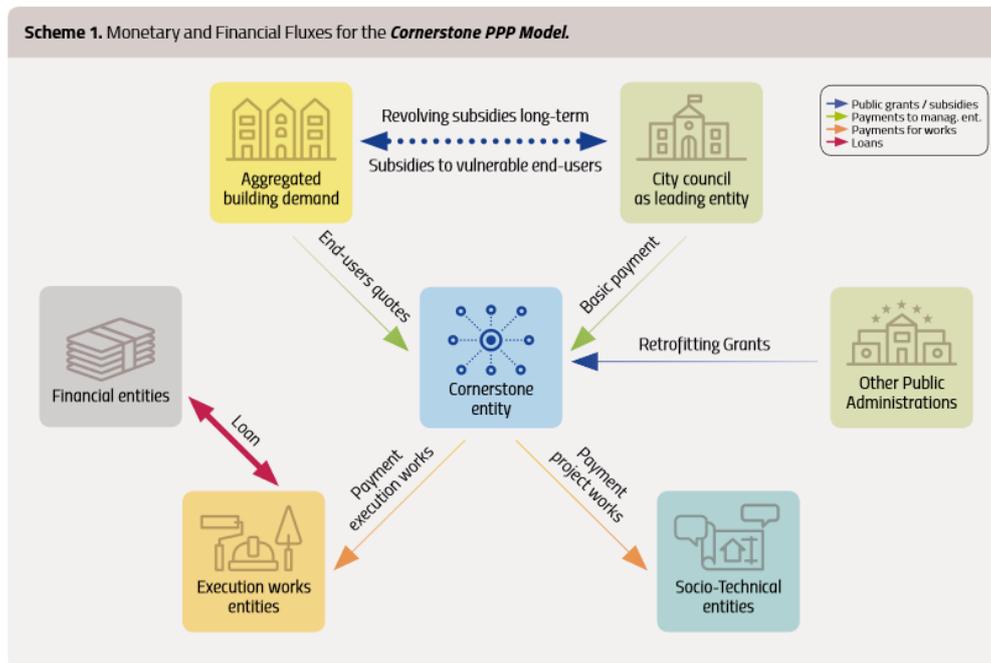


Ilustración 11. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 1 [24].

Este sistema permite aliviar parcialmente el ayuntamiento a nivel económico. Sin embargo, prevé que la entidad ancla reciba una tarifa básica, definida en el marco de la licitación pública, para cubrir como mínimo, los costos operativos fijos en las primeras fases del proyecto (hasta que se completen las fases de agregación de la demanda y del proyecto).

Modelo de Rehabilitación 2. Modelo de APP con licitación pública única de Dos Fases

Este modelo se caracteriza por el fuerte papel de liderazgo municipal que asume la responsabilidad de la gestión de subvenciones y subsidios y prevé un proceso de licitación pública de dos fases. En la primera fase, la ciudad selecciona una empresa socio-técnica que se encargará de las primeras fases del proyecto: agregación de la demanda, despliegue de la estrategia participativa para involucrar a los residentes en el proyecto de renovación y realización de los proyectos técnicos. La segunda licitación pública tiene por objetivo subcontratar a una empresa para la fase de ejecución del proyecto. La empresa constructora subcontratada cobrará al ayuntamiento, aunque una parte significativa del costo del proyecto serán respaldados por el usuario final a través de pagos al ayuntamiento, tal como presentado en la Ilustración 12.

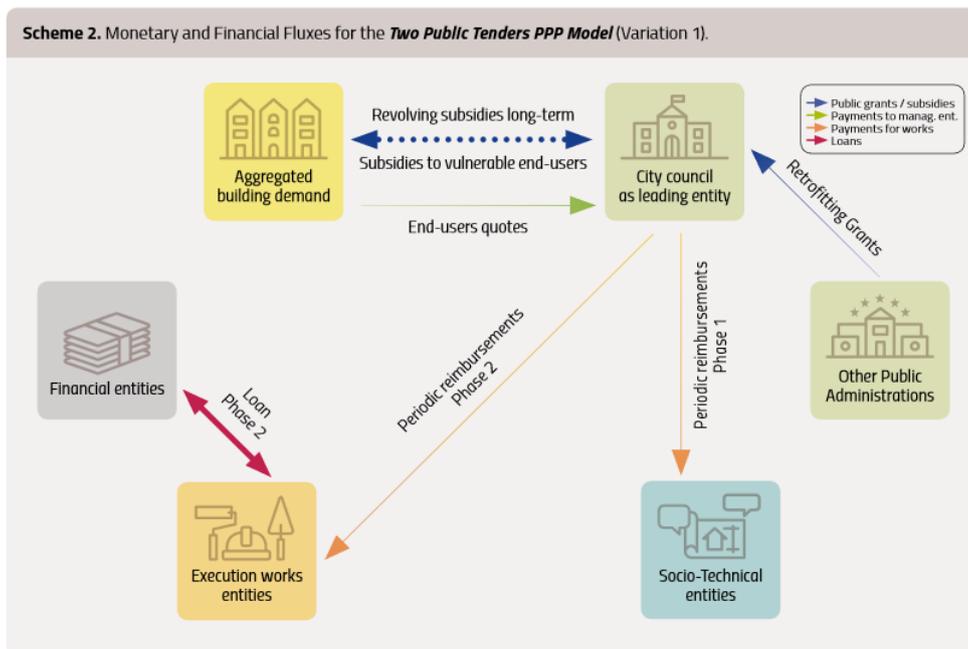


Ilustración 12. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 2 [24].

Este esquema alivia parte de la carga económica de la entidad municipal, permitiendo a la ciudad activar múltiples operaciones a gran escala simultáneamente.

Modelo de Rehabilitación 3. Modelo de APP con licitación pública única de Dos Fases

Este modelo es muy idéntico al anterior. También es gestionado por la entidad pública y también contrata por licitación pública, primero, a una empresa técnica para las primeras fases del proyecto, como descrito anteriormente, y después a una empresa de construcción para la fase de ejecución. Sin embargo, involucra también a una entidad financiera que se introduce en el proceso bajo un acuerdo entre los usuarios finales, con la supervisión del ayuntamiento. Según este acuerdo, la entidad financiera ofrece préstamos ventajosos directamente a los usuarios finales.

Tales transacciones están previstas para operaciones a gran escala en que el riesgo de incumplimiento haya sido minimizado.

Igual que en el modelo anterior, este también puede implementarse a través de una licitación pública con el fin de garantizar las condiciones óptimas para todos los actores involucrados.

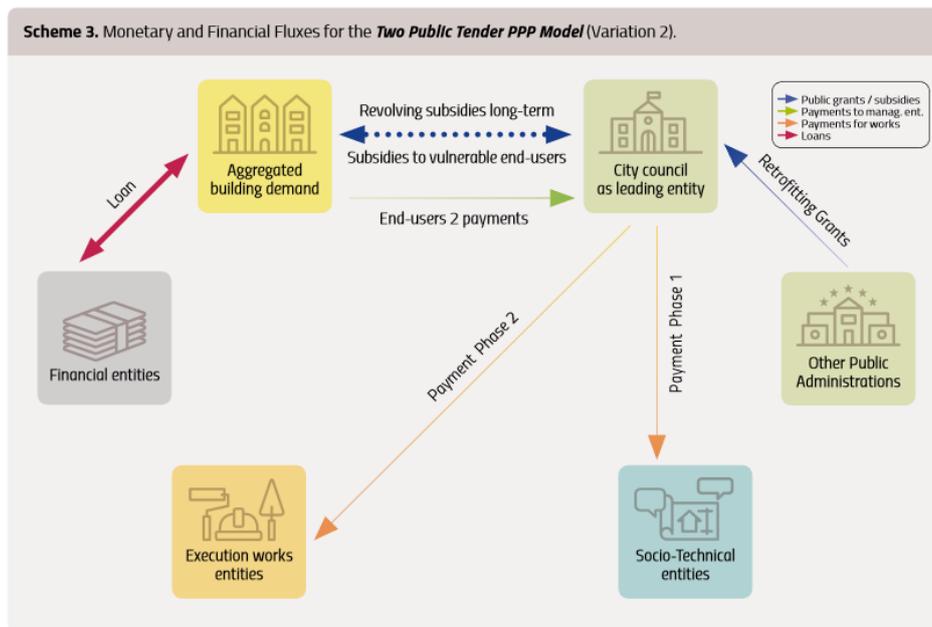


Ilustración 13. Esquema de flujos del Modelo de Rehabilitación 3 [24].

3.2. Adecuación de los modelos económicos a cada arquetipo

Esta investigación busca ser un punto de partida para que las comunidades energéticas emergentes encuentren el modelo económico que mejor se adapta a sus necesidades y lo haga implicando a todas las partes, desde la ciudadanía, a las instituciones públicas locales y a las empresas o entidades sin ánimo de lucro. Para ello, hemos identificado diferentes modelos económicos en función de cada arquetipo, teniendo en cuenta su ubicación: entorno urbano o rural; y si hay o no rehabilitación.

Los modelos 1, 2, 3, 4 y 7 se adaptan bien a los casos de las **comunidades energéticas en contexto urbano**. Hemos determinado que estos son los modelos que mejor se adaptan a este arquetipo.

Modelo 1, modelo cooperativo: enfocado sobre todo a comunidades compuestas únicamente por actores privados que tengan capacidad económica y/o acceso a mecanismos de financiación que les permita poner en marcha la actividad de la comunidad energética sin que cuenten con la intervención de una entidad pública. Los arquetipos que pueden encajar en esta descripción son:

- Comunidades energéticas de entorno urbano residenciales, sin participación pública.
- Comunidades energéticas de entorno urbano del tipo mixto, sin participación pública.

Modelo 2, modelo para residentes propietarios con bajos/medios ingresos y Modelo 3, modelo para viviendas de alquiler: estos modelos que se basan en la creación de un PPA con el apoyo de una entidad ancla son particularmente indicados para comunidades que agregan edificios residenciales con edificios de gestión pública, como escuelas, centros de salud, bibliotecas, centros cívicos u hospitales. Sin embargo, también puede ser aplicable en comunidades que emerjan sinergias entre actores privados del sector terciario y residentes, siempre que los primeros asuman el papel de entidad "ancla". Así, este modelo es adaptable a casi todos los arquetipos del contexto urbano:

- Comunidades energéticas de entorno urbano del tipo mixto, con participación pública.
- Comunidades energéticas de entorno urbano del tipo mixto, sin participación pública en que uno o más actores privados no residenciales asuman el rol de entidad ancla.

Modelo 4, modelo para empresas en edificios de alquiler con participación de los trabajadores: este modelo, tal como se presenta en el apartado anterior no es directamente aplicable a ninguno de los arquetipos considerados. Sin embargo, se puede aplicar una variación en una comunidad que reúna oficinas

y edificios residenciales en que se sustituye la participación de los trabajadores por la participación de los residentes.

- Comunidades energéticas de entorno urbano del tipo mixto, sin participación pública en que uno o más actores privados no residenciales asuman el rol de entidad ancla.

Modelo 7, modelo para barrios urbanos, implementado por empresas públicas: este modelo tiene como objetivo abordar la problemática de la pobreza energética en la raíz y está direccionado a barrios residenciales urbanos en situación particularmente vulnerable.

- Comunidades energéticas de entorno urbano residenciales, con participación pública.
- Comunidades energéticas de entorno urbano del tipo mixto, con participación pública.

Para las **comunidades energéticas en contexto rural**, en que se considera un arquetipo de comunidad único que agrega todos los actores del municipio, los modelos 5, **proyecto municipal de participación ciudadana**, y 6, **modelo para áreas rurales implementado por empresas públicas**, son los más adecuados. Hay que destacar que aunque los dos modelos tengan potencial para ser ejecutados en municipios rurales, es más realista esperar un despliegue de comunidades energéticas en entornos rurales basadas en el modelo 6, ya que el modelo 5 supone una elevada sensibilización ciudadana para temas de transición energética y un nivel de activismo cívico de la población que no se existe tradicionalmente.

Para la integración de rehabilitación urbana a escala de distrito, se puede considerar un cruce entre los modelos 1, 2, 3 y 7 con los modelos de rehabilitación 1, cuando la entidad ancla no coincida con el ayuntamiento, y con los modelos de rehabilitación 2 y 3, cuando el ayuntamiento asuma ese papel.

4. ANÁLISIS ENERGÉTICO

4.1. Metodología del análisis energético

La primera etapa del estudio de potencial energético y económico consistió en clasificar los municipios en cuanto a rurales o urbanos. La principal razón es que el análisis se basa en diferentes hipótesis según una clasificación o la otra. En ambos casos, se caracterizó el parque inmobiliario de cada municipio. En ese sentido, se estimó el número de edificios de cada tipología incluida en el análisis (Sección 4.2.1.6), el área de superficie útil, de ocupación de suelo y de disponibilidad de cubierta de cada tipología de edificio, en cada municipio, así como los perfiles horarios de consumos eléctricos de los edificios, de acuerdo con la zona climática en que los municipios se encuentran.

Una vez definidos los consumos de los edificios, se procedió a agregarlos en Comunidades Energéticas, para las cuales se han dimensionado los sistemas de producción de energía. En los municipios urbanos, se agregaron los edificios en clústeres geográficos, cada uno representando una Comunidad Energética y se obtuvieron las demandas agregadas de toda la comunidad, a las cuales se le añadió la demanda correspondiente al vehículo eléctrico. El tipo de edificios que constituye una comunidad determina la tipología de Comunidad Energética (CE). Se han definido dos tipologías de Comunidad Energética: las CE que agrupan edificios solo de usos residenciales y CE que incluyen edificios de varias tipologías, incluidos los de uso residencial. En los municipios rurales, se considera que todo el municipio corresponde a una comunidad energética única, por lo que, en este caso, la agregación de edificios no queda limitada por distancias máximas entre ellos y se obtienen siempre CE de tipo mixto.

Las comunidades energéticas encierran el potencial de un cambio de paradigma energético, aunque no solamente por una mayor soberanía de las comunidades locales, sino que también en dirección a una descentralización de los sistemas de energía, a la democratización energética de la población y a la transición de la base del mix energético nacional para energías de fuente verdaderamente renovable. Así,

en este análisis, se prioriza al máximo el autoconsumo por lo que los sistemas de producción de energía locales se dimensionan para que su producción anual alcance la demanda neta anual.

En cualquier caso, en entornos urbanos, la potencia instalada está limitada por el área de cubierta disponible de todos los edificios que constituyen una CE. Mientras que en municipios rurales no se consideran limitaciones de espacio para instalación de los sistemas y se evalúa la posibilidad de implementar diferentes sistemas de producción de energía en simultáneo, con el objetivo de alcanzar la autosuficiencia total de estos municipios.

La elección de los sistemas más adecuados para cada CE en entorno rural proviene de un análisis previo en el que se evaluó y comparó la viabilidad económica de sistemas fotovoltaicos y de aerogeneradores en los diferentes municipios.

Ese análisis previo tuvo como propósito, en primer lugar, detectar eventuales casos en que alguno de los sistemas de generación de energía no fuera económicamente viable y, adicionalmente, verificar cuál de los sistemas era el más adecuado para cada ubicación geográfica. El sistema con mejor prestación económica se define como el sistema principal de generación de energía del municipio y mientras que el sistema para el cual se obtienen peores indicadores económicos se define como sistema complementario. Una vez definidas las potencias instalables de fotovoltaica y de eólica, se dimensiona un sistema adicional de cogeneración con biomasa procedente de aprovechamientos forestales y agrícolas para proveer la energía que los sistemas anteriores, por dependencia de factores climáticos, no puedan suministrar. La capacidad de los sistemas de cogeneración corresponde a la necesaria para que los municipios alcancen un nivel de autosuficiencia energética, siempre que exista disponibilidad de biomasa.

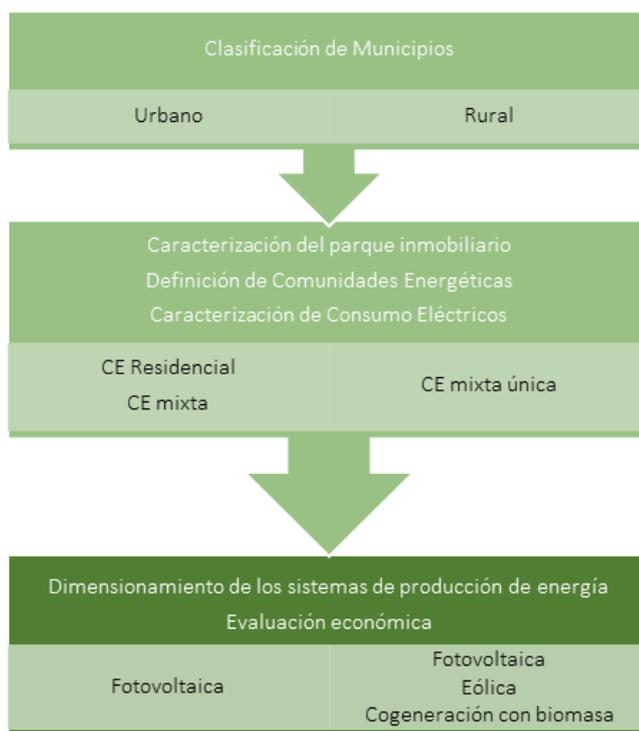


Ilustración 14. Metodología del análisis energético y económico

Se han analizado dos escenarios adicionales, ambos aplicables especialmente al entorno urbano:

- Un escenario que evalúa el efecto de la gestión de demanda en los edificios de las CE.
- Un escenario que evalúa la variación de la distancia máxima entre edificios de una CE que limita la agregación de edificios.

En el escenario “Gestión de demanda” se siguen las mismas consideraciones e hipótesis que en el escenario base, pero la demanda correspondiente al vehículo eléctrico se adapta a la disponibilidad de energía

producida. Igualmente, se considera que un 10% de las demandas de los edificios se mueven a las horas de mayor disponibilidad de energía. Este 10% corresponde a equipos cuya operación no afecta el uso y/o el confort del edificio.

El escenario de variación de distancia entre edificios apenas diverge del escenario base en el modo de agregación de Comunidades Energéticas en entorno urbano, que es explicado con más detalle en la sección 4.2.1.2. El escenario adicional considera que la distancia máxima entre edificios de una misma comunidad energética no puede ultrapasar los 500 metros, tal como define la legislación en vigor.

4.2. Hipótesis y Datos

La calidad y el nivel de detalle de un análisis a tan gran escala como el presente está fuertemente condicionado por la calidad y representatividad de los datos encontrados. Dentro de las fuentes oficiales disponibles se han priorizado las que presentaban datos más actuales. Siempre que ha sido posible, se buscó utilizar consistentemente la misma fuente de datos. Para los casos en que los datos con el nivel de detalle pretendido encontrados estaban desactualizados, estos datos fueron calibrados para las tendencias actuales y futuras a través de datos de otras fuentes, igualmente de elevado grado de fiabilidad.

4.2.1. Definición de Comunidades Energéticas

Dada la necesidad de diferenciar entre potenciales comunidades energéticas en entorno rural y en entorno urbano y de agregar correctamente las tipologías de edificios existentes en cada ciudad, la caracterización del parque inmobiliario se hizo a escala de municipio, recurriendo sobre todo información del Instituto Nacional de Estadística (INE). En los casos en que la información pertinente a la caracterización del parque inmobiliario se encontraba a nivel de provincia o de comunidad autónoma, el desglose de datos por municipio se hizo en proporción a los datos de población y de acuerdo con consideraciones adicionales que se detallarán para cada caso en los apartados a continuación.

4.2.1.1. Clasificación de los municipios

La delimitación del territorio en distintas zonas y su clasificación en rural o urbana varía de país a país. No existe una definición única y universal. En general, la definición de una zona rural depende de la cantidad y de la densidad de población y del uso de las tierras. En algunos casos, otros factores como el nivel de accesibilidad a la zona y el tipo de equipamientos públicos pesan también en la definición de la tipología rural [25].

En España, en total, existen 8116 municipios divididos en 19 Comunidades y Ciudades Autónomas. De acuerdo con fuentes oficiales, en 2009, el medio rural español se distribuye en 6.694 municipios, repartidos por todo el territorio español, pero con una menor concentración en el litoral mediterráneo y en los archipiélagos. Aunque tan solo el 17% de los municipios son urbanos, en ellos se agrupa más del 80% de la población. Según la ley 45/2007, en España el medio rural es definido como “el espacio geográfico formado por la agregación de municipios o entidades locales menores definidos por las administraciones competentes que posean una población inferior a 30.000 habitantes y una densidad inferior a 100 habitantes por km²” [26].

En el ámbito de este estudio, cada uno los municipios fueron clasificados como rurales o urbanos, de acuerdo con su número de habitantes total y la densidad de población, calculada a partir del número de habitantes y del área de superficie del municipio de las cifras oficiales de población del INE del padrón municipal de habitantes de 2011. Siguiendo las mismas directrices legales, se consideran rurales los municipios con una población inferior a 30.000 habitantes o cuya densidad de población no supera los 100 habitantes/km², como muestra la Ilustración 15 [26].

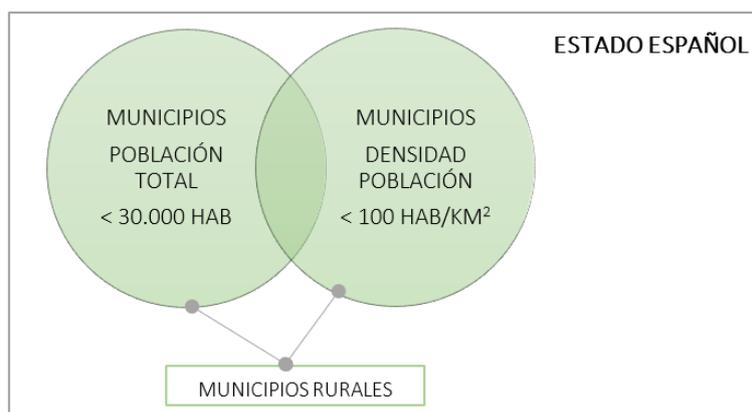


Ilustración 15. Criterios de clasificación de municipios rurales

El doble criterio de disyunción incluyente fue introducido porque excluir de la clasificación “rural” municipios que no obedezcan a uno de los criterios resultaría en municipios erróneamente clasificados como rurales, de acuerdo con los objetivos de esta separación en el estudio, debido a la delimitación formal de las fronteras de algunos municipios que les confiere áreas de superficie total extremadamente bajas o extremadamente altas.

El número de municipios considerados como “rurales” resulta más elevado que aquel encontrado en fuentes oficiales. La definición del tipo de municipio en este análisis es necesaria para estructurar las diferentes tipologías de edificios en comunidades energéticas y, tal como estipulado anteriormente, en entorno rural se considerará que cada municipio corresponde a una única comunidad energética. Así, lo determinante en la clasificación de los municipios es más bien la cantidad de población que la “tendencia de la población, porcentaje de activos en los sectores primario, secundario y terciario, proximidad a núcleos urbanos y vertebración territorial” [26] que son factores utilizados en la determinación oficial del tipo de área.

Por el mismo motivo, de los municipios urbanos fueron destacados los que son grandes centros urbanos, con más de 200.000 habitantes [25]. La Tabla 2 presenta el número de municipios que se encaja en cada una de las clasificaciones.

Tabla 2. Clasificación de los municipios en el ámbito del estudio

Clasificación	Número de municipios
Rural	7886
Urbano (total)	230
Grandes centros urbanos	29

Debido a la gran cantidad de datos, los datos de caracterización poblacional de cada municipio y respectiva clasificación en municipio rural o urbano se presentan en las tablas del Anexo B. La tabla 1 presenta los municipios clasificados como rurales, la tabla 2 presenta los municipios urbanos sin incluir los grandes centros urbanos y la tabla 3 presenta los municipios urbanos que corresponden a grandes centros urbanos.

4.2.1.2. Estructuración de Comunidades Energéticas – entorno urbano

La agregación de edificios de diferentes tipologías y, consecuentemente con diferentes perfiles horarios de consumos eléctricos, en comunidades energéticas caracterizadas por autoconsumo repartido permite una

optimización del consumo de la energía generada sacando más rendimiento de los sistemas de generación de electricidad.

Con el objetivo de realizar una distribución realista de los edificios en comunidades, para cada municipio urbano se ha creado un "mallado" cuadrangular. Cada unidad del mallado representa una Comunidad Energética y los edificios incluidos en su área comparten energía autoproducida. De la totalidad del espacio que define una CE, se ha considerado que un 40% corresponde a zonas no edificables, como zonas verdes o vías públicas. La proporción de espacio no edificable se ha estimado a partir del análisis de documentos de distribución de usos del suelo del municipio de Madrid y del municipio de Vitoria-Gasteiz, dos ciudades son muy distintas en términos de compacidad por lo que se ha considerado un valor intermedio. Al espacio sobrante de la CE se han asignado los edificios de diferentes tipologías, de acuerdo con la ocupación de suelo de cada tipología, en cada municipio, cuya estimación se explica más adelante.

Se han obtenido dos conjuntos de resultados, derivados de diferentes mallados, definidos de acuerdo con la distancia máxima entre los puntos más distantes considerada:

- Distancia máxima de 2 km, que corresponde a la distancia máxima aceptada por la legislación francesa entre edificios que comparten energía generada *in situ*, ilustrado en la Ilustración 16. Representación de los mallados de constitución de CE, a la izquierda.
- Distancia máxima de 0,5 km, respetando la actual legislación española para comunidades energéticas, ilustrado en la Ilustración 16, a la derecha.

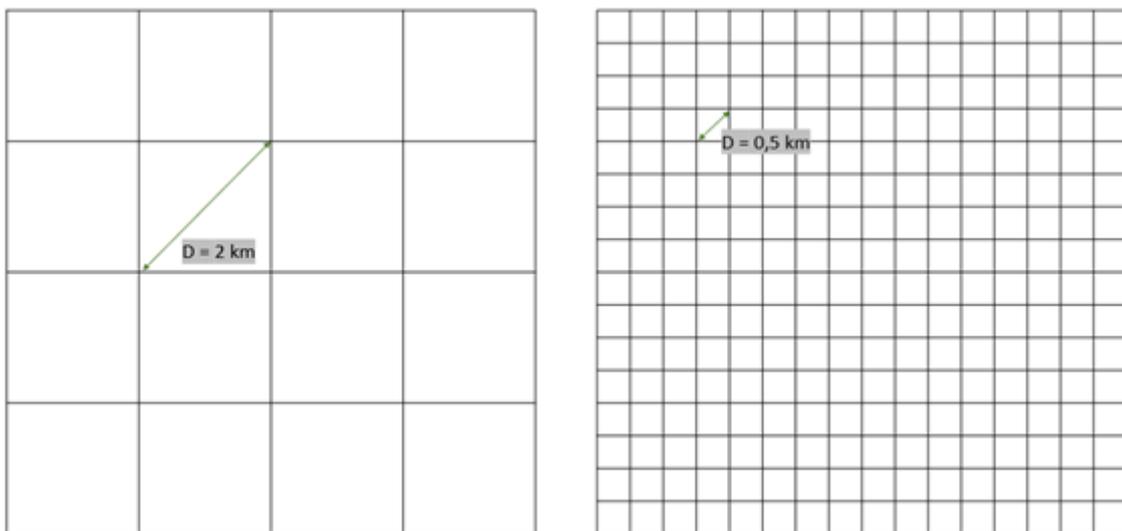


Ilustración 16. Representación de los mallados de constitución de CE

La presentación de resultados derivados de la variación de este parámetro tiene como objetivo analizar las implicaciones de la imposición de la distancia máxima vigente en el territorio español y entender si este aspecto es determinante para la potencia instalable de energías renovables para autoconsumo compartido a nivel nacional y para la resultante ratio de autoconsumo.

4.2.1.3. Estructuración de Comunidades Energéticas – entorno rural

El espacio es un bien apreciado y que no se puede desperdiciar. Sin embargo, en el ámbito rural es, por regla general, mucho más disponible que en el ámbito urbano, por lo tanto, no se consideran limitaciones en cuanto al espacio disponible para implementar los sistemas de generación de energía, sean ellos fotovoltaica, turbinas eólicas o centrales de cogeneración con biomasa.

En términos generales, una población rural tiene más posibilidades de autoabastecerse con fuentes de energía renovable que una ciudad, no solamente por la cuestión de disponibilidad de espacio, sino que también por una cuestión de disponibilidad de recursos, como es el caso de la biomasa. La biomasa procedente de residuos forestales, así como la de residuos agrícolas es a menudo un recurso presente y en ocasiones incluso abundante en los municipios rurales.

Así y siguiendo los ejemplos reales de los proyectos de Comunidades Energéticas en entorno rural en los cuales Aiguasol ha participado en el pasado, se considera que cada municipio corresponde a una única Comunidad Energética que agrega todos los edificios de cada población y no se consideran limitaciones en cuanto a la distancia entre edificios que comparten la energía producida.

4.2.1.4. Tipologías de edificios consideradas

Las necesidades energéticas de un edificio son intrínsecamente dependientes de su uso. Así, la caracterización del parque inmobiliario de cada municipio es fundamental para el análisis desarrollado.

Las tipologías de edificios consideradas para la constitución de comunidades energéticas son las siguientes:

- Residencial
- Centros de salud
- Hospitales
- Oficinas
- Bibliotecas/Centros Cívicos
- Pequeño comercio
- Restaurantes
- Grandes superficies comerciales
- Hoteles

Para cada uno de los municipios, se ha estimado el número de edificios de cada una de las tipologías presentadas, así como sus áreas de superficie útil, áreas de ocupación de suelo y áreas de cubierta disponible y sus consumos eléctricos de acuerdo con la zona climática correspondiente 4.2.2.

Para el sector residencial fueron solamente considerados los inmuebles que corresponden a viviendas principales.

Los edificios de servicios públicos con perfiles de utilización diferentes de las oficinas, como comisarías de policía o parques de bomberos e instalaciones dedicadas a actividades culturales, como auditorios, teatros y cine se encuentran diluidas en la tipología de oficinas.

Se excluyen del análisis las universidades y los grandes centros deportivos. Los centros deportivos tienen perfiles de consumo muy poco uniformes, con picos de consumo puntuales que tendrían que ser representados a través de consideraciones sin un fundamento sólido. Su inclusión en un cálculo que implica la replicación de un perfil sintético de este tipo a nivel nacional, resultaría en una propagación de errores derivados de esas consideraciones. Las universidades por su turno, representan un mini-universo que aglomera todas las tipologías indicadas por lo que en sí mismas pueden constituir pequeñas comunidades energéticas.

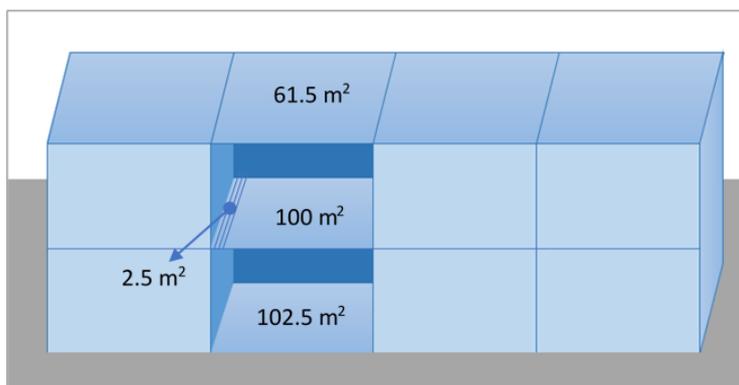
En cuanto a la constitución de Comunidades Energéticas, los hospitales, hoteles y las grandes superficies comerciales recibieron un tratamiento especial. En términos generales, los hospitales y las grandes superficies comerciales se encuentran diluidas en el tejido inmobiliario de ciudades densas como son los grandes centros urbanos, mientras que en ciudades de menores dimensiones es más común encontrarlos en las afueras. Así, por una cuestión de proximidad geográfica a otras tipologías de edificios, los hospitales y las grandes superficies comerciales solamente se consideran como posible elemento integrante de comunidades energéticas en municipios que corresponden a grandes centros urbanos.

Los hoteles se excluyen del análisis de la mayor parte de los municipios, ya que tienen perfiles de consumo muy similares a los perfiles de los edificios residenciales, lo que hace que, *a priori*, su inclusión en comunidades energéticas no resulte benéfica. Sin embargo, esta tipología está integrada en los municipios que de acuerdo con INE son caracterizados como puntos turísticos, ya que en estos municipios los hoteles son abundantes por lo que su impacto no puede ser menospreciado.

4.2.1.5. Área de ocupación de suelo y disponibilidad de cubierta

Para municipios rurales, el área de ocupación de suelo, así como el área de cubierta disponible son innecesarios, puesto que se consideran limitaciones respecto al espacio de colocación de sistemas de generación de energía ni a la agregación de edificios en comunidades.

Para el entorno urbano, el área de ocupación de suelo de cada tipología de edificio se obtuvo según los datos existentes de área útil de cada tipología y el promedio de número de plantas para cada municipio, como ejemplificado en la Ilustración 17. Al área de ocupación de suelo se añade un 2.5% correspondiente a espacio no útil dedicado a escaleras, ascensores, etc.. Ante la inexistencia de datos relativos al número de plantas para algunas tipologías de edificios, se han tomado como referencia los datos de edificios residenciales del mismo municipio, ya que en general se verifica una relativa uniformidad en la ratio de aspecto de los edificios de una misma ciudad.



Ejemplo Municipio X - Bloque de 4 edificios residenciales
Número promedio de plantas de municipio: 2

Área útil total de 1 edificio:

$$A_{\text{Edificio}} = 200 \text{ m}^2$$

Área útil por planta de 1 edificio:

$$A_{\text{Planta}} = 100 \text{ m}^2$$

Área no útil:

$$A_{\text{NU}} = A_{\text{Planta}} \times 2.5\%$$

Área de ocupación de suelo de 1 edificio:

$$A_{\text{Ocs}} = A_{\text{Planta}} + A_{\text{NU}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow A_{\text{Ocs}} = 102.5 \text{ m}^2$$

Área de cubierta disponible de 1 edificio:

$$A_{\text{Cub}} = A_{\text{Ocs}} \times 60\% \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow A_{\text{Cub}} = 102.5 \times 60\% = 61.5 \text{ m}^2$$

Ilustración 17. Ejemplo de definición de área de ocupación de suelo y de cubierta disponible

Para restaurantes y locales de pequeño comercio en particular no se definió un área de ocupación de suelo, ya que lo más común en entornos urbanos es encontrar restaurantes y espacios de pequeño en las plantas bajas de edificios con varias plantas compartiéndolos con inmuebles residenciales y/u oficinas.

Para todas las tipologías de edificios, se ha establecido que el área de cubierta disponible corresponde a un 60% del área de ocupación de suelo, debido al espacio ocupado por chimeneas, unidades de tratamiento de aire y otros elementos que limitan el espacio disponible para la colocación de paneles fotovoltaicos.

4.2.1.6. Caracterización del parque inmobiliario

Residencial

Los datos del sector residencial por municipio se obtuvieron de los Censos de Población y Viviendas 2011 de INE. Debido a la antigüedad de los datos, hubo necesidad de calibrarlos con datos más actuales. Los datos más actuales disponibles son del 2018, provienen del [DV1] Ministerio de Fomento y son presentados al nivel de provincia. Estos datos exhiben un aumento del número de viviendas principales.

La calibración del número de viviendas por municipio se hizo de acuerdo con el aumento correspondiente a la provincia a que pertenece cada municipio, en proporción con su número de habitantes, y se ha aplicado apenas a municipios urbanos. Esto implica una estagnación del parque inmobiliario residencial en áreas rurales y un incremento del número de viviendas únicamente en zonas urbanas. Este razonamiento es coherente con la tendencia a la despoblación de áreas rurales en España en las últimas décadas y desarrollo de las áreas urbanas y en particular de los grandes centros urbanos.

El área de superficie promedio se calculó mediante tablas de INE que presentan el número de viviendas principal por rangos de superficie útil de cada provincia, para municipios con menos de 10.000 habitantes, para municipios con entre 10.000 y 100.000 habitantes y para municipios con más de 100.000 habitantes. Se ha asignado un valor a cada municipio de acuerdo con su provincia y el rango correspondiente al número de habitantes.

Oficinas

Para la caracterización de esta tipología hemos recurrido al registro facilitado por INE de empresas activas en enero del 2019 de las actividades de la CNAE 09 correspondientes a servicios (J, K, L, M, N, R y S), para cada municipio. Se ha considerado que a cada empresa corresponde un inmueble. Para validar esta consideración, se han contrastado los totales por provincia con una tabla también publicada por INE y con datos relativos a 2019 que presenta el número de locales, por provincia, de acuerdo con las diferentes áreas de actividad.

Las empresas registradas bajo actividades de las secciones P y Q que corresponden a educación, actividades sanitarias y de servicios sociales, no fueron consideradas dentro de esta tipología, ya que abarcan escuelas y espacios dedicados a servicios de salud que serán considerados separadamente y otras tipologías de edificios con perfiles de demandas energéticas muy específicas.

De cara a obtener el área de superficie útil de las oficinas, se han cruzado estos datos con el área de superficie útil total de oficinas por provincia, presentados en el informe Evaluación del Potencial de Climatización con Energía Solar Térmica en Edificios [27], realizado para el PER 2011-2020 a petición de IDAE.

Restaurantes

Esta categoría abarca todos los locales dedicados a servicios de comidas y bebidas. El número de locales dedicados a estas actividades se ha extraído de la tabla de datos de INE de 2019 correspondiente a “locales

por provincia según actividad principal”, bajo la actividad 56 (Servicios de comidas y bebidas) de las divisiones del CNAE 2009. La distribución del total provincial de locales por cada municipio se ejecutó de acuerdo con la proporción de habitantes.

Pequeño comercio y grandes superficies comerciales

El número de locales dedicados al comercio fue encontrado en registros del INE del 2009 que presenta el número de locales de activos dedicado al comercio al por menor, por provincia y por estrato de asalariados. Para distinguir entre locales de pequeño comercio y grandes superficies comerciales, se ha establecido que se consideraría como pequeño comercio los negocios o sin asalariados o con un máximo de 9 asalariados y que los demás corresponderían a grandes superficies comerciales. Se han calibrado estos datos con el número total por provincias de locales dedicados al comercio al por menor de 2019.

El total de locales dedicados al pequeño comercio por provincia se ha distribuido por los diferentes municipios en proporción con el número de habitantes. Para la distribución de las grandes superficies comerciales al nivel de municipio se ha tomado una aproximación idéntica, pero incidiendo solamente en municipios urbanos.

Hospitales

El número y ubicación de los hospitales en España se recogieron de datos de EUROSTAT [28] publicados en 2020 con un gran nivel de detalle. El área de superficie útil de cada hospital se estimó a partir del número total de camas. El área de ocupación de suelo se calculó a partir del área de superficie útil, considerando para tipología de edificio un promedio de 7 plantas sobre rasante. Estas hipótesis se basan en consideraciones para la caracterización de este tipo de edificios utilizadas en el informe Evaluación del Potencial de Climatización con Energía Solar Térmica en Edificios [27].

Centros de salud

La Tabla 3 muestra el número de centros de salud por Comunidad Autónoma, en España, en 2018 según publicado por el Ministerio de la Sanidad, Consumo y Bienestar Social.

Tabla 3. Número de centros de salud y consultorios de Atención Primaria del Sistema Nacional de Salud (SNS), tasa por 100.000 habitantes según comunidad autónoma [29].

Comunidad Autónoma	Total de centros	Tasa por 100.000 habitantes
Total Nacional	13.122	28
Andalucía	1.514	18
Aragón	984	75
Principado de Asturias	214	21
Islas Baleares	162	14
Canarias	260	12
Cantabria	166	29
Castilla y León	3.914	162

Castilla-La Mancha	1.311	65
Cataluña	1.253	17
Comunidad Valenciana	852	17
Extremadura	526	49
Galicia	466	17
Comunidad de Madrid	424	6
Región de Murcia	265	18
Navarra	289	45
País Vasco	321	15
La Rioja	194	62
Ceuta y Melilla	7	4

En cada Comunidad Autónoma, el número de centros de salud se distribuyó proporcionalmente por los municipios que tienen el estatus de capital de provincia y/o con una población superior a la tasa de habitantes por centro de salud de la respectiva Comunidad Autónoma. Se han repartido los Centros de Salud que sobran de esta iteración por los municipios de cada provincia con mayor número de habitantes, de manera a reflejar la centralización de los servicios de salud en ciudades con más población.

Siguiendo las hipótesis del estudio de potencial de climatización solar del IDAE, para esta tipología de edificio se considera un área de superficie útil de 2500 m² distribuidos por 3 plantas.

Escuelas

El número de escuelas públicas y privadas por provincia en el 2020 se presenta en la Tabla 4, recogidos de la plataforma de bases de datos y gráficas de la Agencia Europa Press (EpData). Los totales a nivel nacional son corroborados por datos del Ministerio de Educación y Formación Profesional.

Tabla 4. Número de centros educativos no universitarios públicos y privados por provincia [30]

Provincia	Número de centros educativos no universitarios públicos y privados
Araba/Álava	228
Albacete	365
Alicante/Alacant	1127
Almería	688
Ávila	132
Badajoz	540
Balears, Illes	692
Barcelona	3673

Burgos	209
Cáceres	360
Cádiz	880
Castellón/Castelló	452
Ciudad Real	448
Córdoba	826
Coruña, A	839
Cuenca	179
Girona	640
Granada	862
Guadalajara	215
Gipuzkoa	554
Huelva	501
Huesca	221
Jaén	638
León	293
Lleida	532
Rioja, La	213
Lugo	269
Madrid	3896
Málaga	1261
Murcia	952
Navarra	504
Ourense	247
Asturias	584
Palencia	117
Palmas, Las	653
Pontevedra	726
Salamanca	249
Santa Cruz de Tenerife	649

Cantabria	379
Segovia	129
Sevilla	1695
Soria	89
Tarragona	698
Teruel	165
Toledo	548
Valencia/València	2113
Valladolid	334
Bizkaia	776
Zamora	135
Zaragoza	611
Ceuta	43
Melilla	39

La repartición de las escuelas por municipio obedeció a la proporción de la población con edades hasta 15 años de cada municipio, para los municipios con una población joven superior a la tasa estimada de estudiantes por centro educativo.

El área de superficie útil se estima a partir del número de estudiantes de cada centro educativo. Para el número de plantas sobre rasante se toman los datos obtenidos para la tipología Residencial como referencia.

Bibliotecas y centros cívicos

El número total de bibliotecas en España se recogió de la tabla de datos de estadísticas de bibliotecas de 2012, publicada por INE, que indica el número de bibliotecas según su área de superficie. El área de superficie útil considerado para esta tipología se determinó a partir del promedio a nivel nacional y el número de plantas sobre rasante se basa en los datos de la tipología Residencial. La distribución por municipios se llevó a cabo a través de la ratio estimada de habitantes por biblioteca.

Los centros cívicos fueron atribuidos a los municipios urbanos en una ratio de 1 centro por cada 30.000 habitantes. Se asume que los edificios correspondientes a centros cívicos detienen las mismas características que las bibliotecas.

4.2.2. Caracterización de consumos eléctricos por Comunidad Energética

Una vez agregados los edificios en Comunidades Energéticas, se determinó el consumo total horario de cada Comunidad Energética, según los edificios que las componen y su ubicación geográfica y el consumo asociado a vehículos eléctricos.

El consumo eléctrico de los edificios está vinculado al perfil de uso de una tipología de edificio, su solución constructiva y a la zona climática en que se encuentra, puesto que una parte significativa de las demandas eléctricas de un edificio se deben a sus necesidades de climatización.

La distribución territorial en zonas climáticas según calefacción y refrigeración se explica a continuación, así como la metodología de cálculo de las demandas eléctricas de cada tipología de edificio y del vehículo eléctrico.

4.2.2.1. Zonas climáticas según calefacción y refrigeración

Tal como está estipulado en el Código Técnico de la Edificación [31], existen 12 zonas climáticas diferentes que engloban toda la geografía española. Las zonas climáticas son identificadas por una letra y un número que representan, respectivamente, la severidad climática de invierno y la severidad climática de verano como ilustrado en la Tabla 5.

Tabla 5. Divisiones zonificación de invierno y de verano, según el Código Técnico de la Edificación [31]

Baja severidad climática de invierno			→	Alta severidad climática de invierno	
A	B	C		D	E
Baja severidad climática de verano			→	Alta severidad climática de verano	
1	2	3		4	

En la Tabla 6 se presenta la zona climática que corresponde a cada localidad, identificada por la respectiva capital de provincia, según la tabla D.1- Zonas climáticas del Documento Básico HE1 del Código Técnico de la Edificación.

Tabla 6. Asignación de zona climática según necesidades de calefacción y refrigeración [31].

Capital de provincia	Zona climática frío y calor
Albacete	D3
Alicante	B4
Almería	A4
Ávila	E1
Badajoz	C4
Barcelona	C2
Bilbao/Bilbo	C1
Burgos	E1
Cáceres	C4
Cádiz	A3
Castellón	B3

Ceuta	B3
Ciudad Real	D3
Córdoba	B4
La Coruña	C1
Cuenca	D2
Gerona/Girona	D2
Granada	C3
Guadalajara	D3
Huelva	A4
Huesca	D2
Jaén	C4
León	E1
Lleida	D3
Logroño	D2
Lugo	D1
Madrid	D3
Málaga	A3
Melilla	A3
Murcia	B3
Ourense	D2
Oviedo	D1
Palencia	D1
Palma de Mallorca	B3
Pamplona	D1
Pontevedra	C1
Salamanca	D2
San Sebastián	D1
Santander	C1
Segovia	D2
Sevilla	B4
Soria	E1
Tarragona	B3

Teruel	D2
Toledo	C4
Valencia/València	B3
Valladolid	D2
Vitoria	D1
Zamora	D2
Zaragoza	D3

A cada municipio del análisis se asigna la misma zona climática que en la cual se encuentra la capital de su provincia.

4.2.2.2. Caracterización de consumos eléctricos según uso de edificio

Para estimar los consumos eléctricos por tipología de edificio se ha recurrido a la metodología ya utilizada por Aiguasol para la realización del informe Evaluación del Potencial de Climatización con Energía Solar Térmica en Edificios [27].

Las tipologías de edificios para las cuales se obtuvieron los perfiles de consumo eléctrico son las siguientes:

- Residencial Unifamiliar
- Residencial Plurifamiliar
- Centros de salud
- Hospitales
- Oficinas
- Bibliotecas y centros cívicos
- Pequeño comercio
- Restaurantes
- Grandes superficies comerciales
- Hoteles

El modelo de simulación que genera los consumos eléctricos consiste en un modelo básico para lo cual se han utilizado parámetros de definición generales para que así los resultados reflejen un comportamiento energético representativo del parque inmobiliario y sean extrapolables. El comportamiento térmico de los edificios se ha simulado, para cada una de las zonas climáticas, mediante TRNSYS 17.

En el anexo B se presentan los principales parámetros utilizados para el cálculo de los consumos eléctricos en cada una de las tipologías analizadas.

Se ha considerado para todos los casos que los edificios disponen de bomba de calor. Esta consideración se basa en el tendencial incremento de implementación de la bomba de calor en el mercado. Aunque no sea realista considerar que en el 2030 todo el parque inmobiliario dispondrá de bombas de calor, el hecho de que existirán edificios sin climatización o con sistemas de climatización no eléctricos y que, por lo tanto, cuyos consumos eléctricos estarán sobrerrepresentados, se balancea estadísticamente con los edificios que recurrirán a sistemas de calefacción y/o refrigeración eléctricos de peores eficiencias que las bombas de calor y, por lo tanto, con consumos eléctricos finales más elevados.

4.2.2.3. Vehículo eléctrico

Se estima que en 2030 existan alrededor de 5 millones de vehículos eléctricos en circulación en España que corresponderá a un aumento del consumo eléctrico anual a nivel nacional de 2.190 GWh por cada millón de vehículos eléctricos [32].

Considerando en España, en media, un vehículo se desplaza 40 km cada día y que en media una batería tiene una autonomía de 60 kWh, que permite un recorrido de 400 km, se estima un consumo medio adicional de 6 kWh por día por cada Vehículo Eléctrico en circulación. Que corresponde a un total de 10.950 GWh adicionales cada año.

El consumo eléctrico adicional derivado de los vehículos eléctricos se imputó a las comunidades urbanas, distribuido de forma equitativa entre las 8:00 y las 20:00 de cada día, en el escenario base. En el escenario "Gestión de Demanda", que considera una gestión inteligente de la demanda de los edificios, el consumo del vehículo eléctrico se reparte entre las mismas horas del día, pero concentrando el consumo en las horas de mayor disponibilidad de energía, de acuerdo con la energía producida en cada una de esas horas y la energía consumida por los edificios.

4.2.3. Sistemas de generación de energía

En los apartados siguientes se especifican las hipótesis utilizadas en el dimensionamiento, cálculo de performance y de viabilidad económica de los diferentes sistemas de producción de energía.

4.2.3.1. Generación solar fotovoltaica

Para cada municipio analizado, se han determinado los perfiles de generación fotovoltaica mediante PVGIS [33] con el auxilio de GeoPy [34], una librería Python que devuelve las coordenadas de una dirección, ciudad, país o punto de referencia, necesarias como dato de entrada para PVGIS.

La agregación de diferentes edificios resulta en una disponibilidad de cubierta que permite una elevada flexibilidad de configuración de los paneles fotovoltaicos. Así, se ha considerado que todos los paneles se pueden instalar de acuerdo con la orientación e inclinación óptima, calculada por PVGIS para cada ubicación geográfica.

Considerando un módulo fotovoltaico de silicio cristalino con 320 Wp de potencia máxima y con una dimensión de 1.046 x 1.599 metros, según el ángulo de inclinación de instalación de los paneles obtenido para cada punto geográfico y el espaciado mínimo entre hileras de paneles para evitar grandes pérdidas por sombreado entre paneles calculado en cada caso, se obtiene la densidad de potencia instalable [kWp/m²]. Así, la potencia instalable en cada Comunidad Energética es calculada para producir anualmente el equivalente a la demanda neta anual, según la densidad de potencia obtenida y utilizando el área de cubierta disponible total de cada Comunidad Energética como factor limitante.

Los perfiles de generación fotovoltaica generados por PVGIS tienen en consideración la incidencia radiación solar sobre el panel y a las horas en que la radiación difiere de 1000 W/m² en el cálculo de la generación de energía. Asimismo, se considera un 14% de pérdida en el rendimiento del sistema solar derivado de los siguientes factores:

- Suciedad
- Degradación inicial del módulo fotovoltaico por efecto LID
- Temperatura
- Desajuste entre producción de los módulos conectados en serie
- Resistencia eléctrica del cableado
- Eficiencia del inversor

Adicionalmente se aplica un 0.5% de pérdida de eficiencia del módulo fotovoltaico por cada año de operación.

El CAPEX (Capital Expenditure) de cada sistema se ha calculado en función de la potencia del sistema instalado, de acuerdo con la curva presentada en la Ilustración 18, utilizando como referencia instalaciones reales proyectadas por Aiguasol y referencias de instaladores¹. Por otro lado, el OPEX (Operational Expenditures) es directamente proporcional a la potencia, establecido como 10 €/kWp anuales.

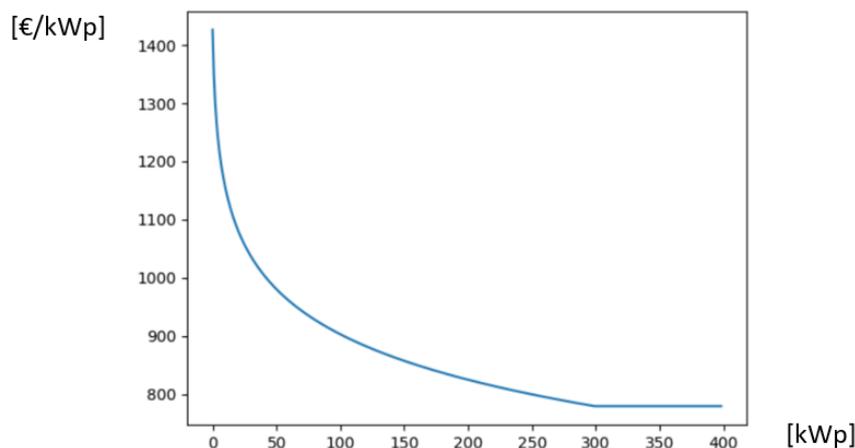


Ilustración 18. Curva del coste de inversión de sistemas fotovoltaicos en función de la potencia instalada

4.2.3.2. Generación eólica

Para la generación eólica, se ha partido de las curvas características de modelos de turbinas eólicas actualmente disponibles en el mercado, sin multiplicación de velocidad y con operación a velocidad variable. Las máquinas son caracterizadas por bajas velocidades de arranque (2-2,5 m/s) y velocidades de corte de 25 m/s. Las curvas de producción se obtuvieron a partir de las curvas características de las turbinas, presentadas en la Tabla 7, y de los perfiles horarios de viento de cada municipio, obtenidos a través de PVGIS, a los cuales se ha aplicado el exponencial de Hellmann, de acuerdo con la altura de la turbina. El exponencial de Hellmann, presentado en la Ilustración 19, traduce la relación entre la velocidad del viento y la altura.

$$v_2 = v_1 \times \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^{0,12}$$

Ilustración 19. Exponencial de Hellmann

Tras un análisis preliminar de los resultados económicos para diferentes turbinas, se optó por seleccionar uno de los modelos de turbinas: ENERCON E-17, de 80 kW de potencia nominal. La Tabla 7 presenta las características básicas de la turbina seleccionada y la Ilustración 20 exhibe su curva de producción.

La potencia eólica instalada en cada municipio se calculó a partir de un cálculo iterativo de indicadores económicos y energéticos para diferentes potencias que filtraba los resultados para los cuales se obtenían mayores tasas de autoconsumo para TIR positivas. Se estableció un límite máximo de 50 aerogeneradores para cada municipio por una cuestión de limitación del uso del suelo.

1 Azimut360, SEBA, Emelcat

Tabla 7. Características básicas de la turbina ENERCON E-17

CARACTERISTICAS	ENERCON E-17
Potencia nominal [kW]	80
Velocidad de Corte [m/s]	25
Velocidad de Arranque [m/s]	2.5
Altura de la turbina [m]	30.5

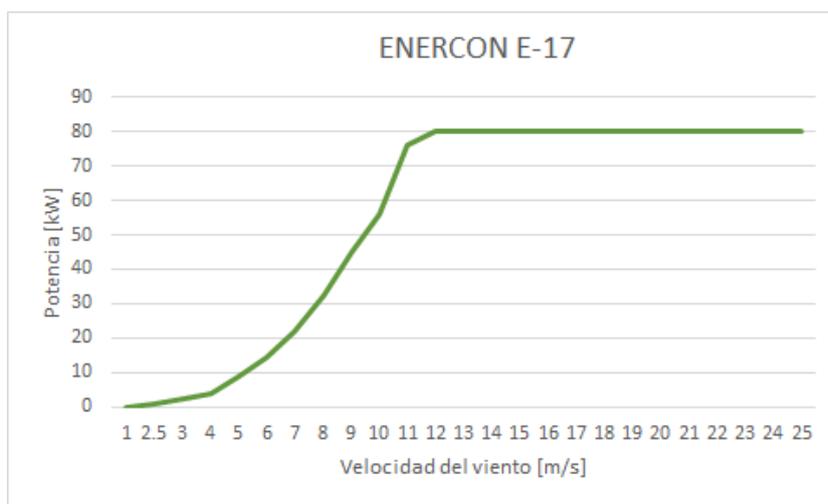


Ilustración 20. Curva característica de producción de la turbina ENERCON E-17

Para el cálculo de los indicadores económicos, se ha considerado un CAPEX de 3000 €/kW de potencia instalada y un OPEX anual que corresponde a un 2% del valor de inversión inicial.

La viabilidad de la inversión en energía eólica es directamente dependiente de la velocidad y constancia del viento en la ubicación donde se pretenda instalar los aerogeneradores, por lo que es posible que en algunos de los municipios el recurso existente no justifique la inversión. Así, se han excluido los casos en que la TIR es inferior a cero, indicando que la inversión no es económicamente favorable.

La Ilustración 21 presenta la velocidad media del viento en los diferentes municipios analizados permitiendo visualizar los municipios en los cuales este recurso es particularmente escaso.

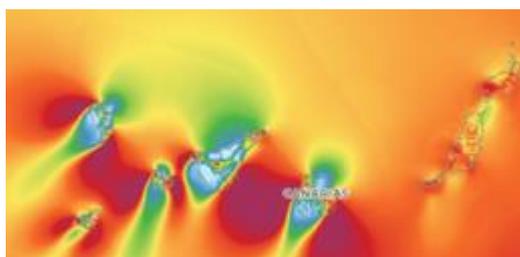
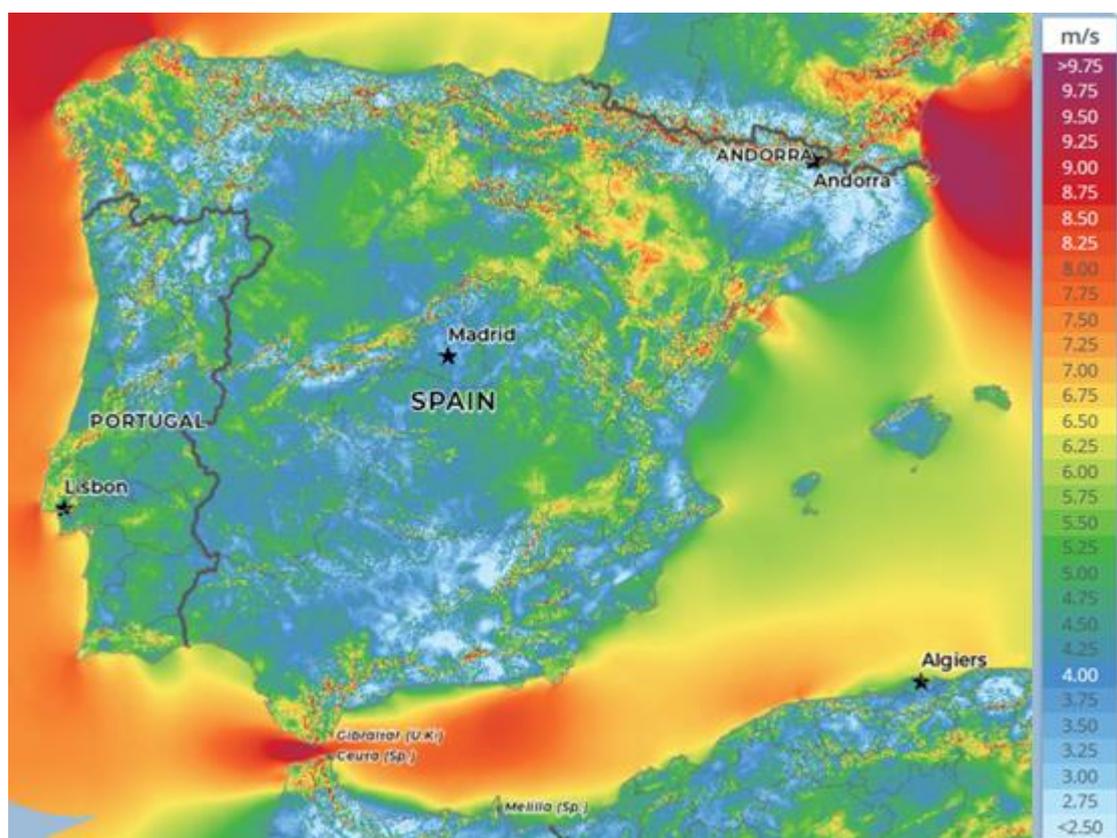


Ilustración 21. Mapa de viento del territorio español – velocidad media del viento a 50 m de altitud [35]

4.2.3.3. Biomasa

A partir del estudio técnico de “Evaluación del potencial de energía de la biomasa” publicado por IDAE en 2011 [36] se han recogido, al nivel de Comunidad Autónoma, la cantidad de biomasa de diferentes tipos disponible por año y el precio promedio de esa biomasa. Estos datos se presentan respectivamente en la Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8. Disponibilidad de biomasa proveniente de restos agrícolas y de aprovechamientos forestales en las distintas Comunidades Autónomas [ton/año] [36]

Comunidad Autónoma	Restos agrícolas [ton/año]		Masas forestales existentes [ton/año]
	Herbáceos	Leñosos	Restos de aprovechamientos madereros
Andalucía	2,518,996	4,957,623	209,375
Aragón	1,257,356	1,419,104	56,161

Asturias	0	378,173	280,944
Cantabria	41,213	6,518	181,728
Castilla- La Mancha	2,060,321	1,073,376	74,165
Castilla y León	4,167,623	230,759	123,428
Cataluña	1,045,020	2,210,580	171,078
Comunidad Valenciana	52,487	2,223,407	38,809
Extremadura	898,837	982,766	91,283
Galicia	992,906	55,087	1,307,072
Islas Baleares	113,942	40,525	9,126
Islas Canarias	310	179,767	1,182
La Rioja	229,865	217,358	7,516
Madrid	137,583	62,472	7,205
Murcia	56,376	1,028,553	14,137
Navarra	641,182	126,822	41,565
País Vasco	220,548	64,823	369,469
Total	14,434,566	16,118,220	2,984,243

La disponibilidad efectiva de biomasa consiste en el criterio fundamental de evaluación de la factibilidad de un sistema de generación de electricidad basado en este recurso. Se entiende por disponibilidad efectiva la existencia del recurso en suficiente cantidad hasta un radio de distancia máximo. El precio de la biomasa es dependiente de la distancia entre el sistema de producción de electricidad y el punto de origen de la biomasa. A partir de una determinada distancia el precio de la biomasa deja de ser suficientemente competitivo para que la inversión en un sistema de cogeneración sea económicamente viable. Para evaluar el potencial de introducción de plantas de cogeneración con biomasa, se hizo un estudio preliminar de los municipios para los cuales tiene sentido considerar ese tipo de tecnología. El techo máximo para el cual la biomasa es considerada un recurso competitivo es de 40 €/tonelada (siempre y cuando no se valore el calor residual resultante, caso para el cual el precio podría ser más elevado). De acuerdo con este condicionante, se concluyó que es factible implementar un sistema de cogeneración con biomasa en los municipios de todas las Comunidades Autónomas. Sin embargo, en las Islas Canarias, solamente se considerará biomasa procedente de restos agrícolas, puesto que la disponibilidad efectiva de biomasa procedente de restos forestales se encuentra fuera del límite considerado.

Tabla 9. Precio de la biomasa proveniente de restos agrícolas y restos forestales en las distintas Comunidades Autónomas [€/ton] [36]

Comunidad Autónoma	Restos agrícolas [€/ton]	Restos forestales [€/ton]
Andalucía	19,92	24,01
Aragón	22,08	25,33

Asturias	22,90	30,73
Cantabria	17,83	27,63
Castilla-La Mancha	20,94	24,81
Castilla y León	21,27	27,11
Cataluña	19,76	25,5
Comunidad Valenciana	24,92	23,74
Extremadura	20,07	21,52
Galicia	17,58	30,75
Islas Baleares	23,31	24,34
Islas Canarias	23,30	45,79
La Rioja	19,73	27,06
Madrid	21,19	25,09
Murcia	25,54	24,52
Navarra	18,99	26,21
País Vasco	21,05	31,01
Coste Medio	20.97	26.59

El CAPEX cada sistema abarca un valor de inversión fijo, correspondiente a costes de instalación y puesta en marcha del sistema, de 100.000 €, y una inversión proporcional a la potencia del sistema de 7080 €/kW instalado.

El OPEX corresponde a un coste de mantenimiento anual de 125 €, acrecido del coste de la biomasa consumida en la operación del sistema. El coste de la biomasa corresponde a un promedio ponderado del coste de la biomasa procedente de residuos forestales y procedente de aprovechamientos agrícolas. Este valor difiere de municipio para municipio según la Comunidad Autónoma a que pertenece.

Los valores de inversión y operación presentados se basan en proyectos anteriores de implementación de sistemas de cogeneración con biomasa en los que Aguasol ha participado [37].

4.2.3.4. Hidroeléctrica

Este estudio excluirá la implementación de centrales hidroeléctricas para producir energía para comunidades locales.

Los sistemas de producción eléctrica a través de centrales hidroeléctricas se pueden categorizar de acuerdo con su rango de potencia instalada [38], presentada en la Tabla 10, y sus configuraciones posibles: de caudal fluyente (o de derivación), a la izquierda de la Ilustración 22, y de caudal retenido (o a pie de presa, ilustrada a la derecha de la Ilustración 22 [38].

Tabla 10. Tipos de centrales hidroeléctricas según rango de potencia

Rango de potencia	Clasificación hidroeléctrica
< 10 kW	Pico
10 – 100 kW	Micro
100 kW – 1 MW	Mini
1 MW – 10 MW	Pequeña
10 MW – 100 MW	Mediana
> 100 MW	Gran

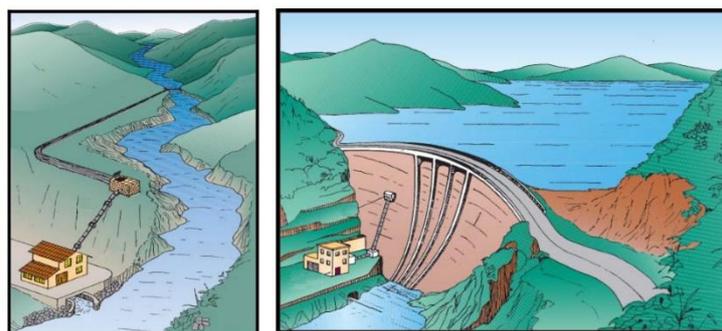


Ilustración 22. Tipos de centrales hidroeléctricas según configuración [38]

Las centrales de mayores rangos de potencia (> 1 MW) en general requieren una configuración del tipo pie de presa. Este tipo de configuración, que sería necesaria para casi la mitad de los municipios rurales, que necesitan de un sistema con una potencia superior a 1 MW, supone un impacto significativo a nivel ambiental y social, ya que implica una transformación de territorio y del paisaje que resulta en la inundación de terrenos fértiles y, en muchos casos, de poblaciones que tienen que ser evacuadas, perturbando así a personas y a ecosistemas. Aunque este tipo de sistema de generación de energía pudiera representar una buena solución de cara a la autosuficiencia energética, partimos de la consideración que el coste ambiental y humano de su implementación no compensa las bondades que advinieron de su operación.

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de caudal fluyente captan parte del caudal de un río, lo dirigen a las turbinas para luego lo dirigen al río. Su impacto ambiental y humano es mínimo e incluso se pueden combinar con sistemas de regadío, contribuyendo de más que una manera al desarrollo productivo y económico de la comunidad local. Sin embargo, el análisis de potencial de implementación de este tipo de sistema a una escala nacional no es factible porque sería necesario analizar individualmente las especificidades hídrico-geográficas de cada municipio. Asimismo, el carácter local de este tipo de sistema imposibilita la extrapolación de resultados para un nivel más elevado que sería necesario para extraer lecciones, como se pretende en este análisis.

4.2.4. Parámetros económicos

Como resultado del análisis energético-económico se han calculado la TIR (Tasa Interna de Retorno), el NPV (*Net Present Value*) y el retorno de la inversión.

El análisis económico se ha realizado a 20 años, y considera los siguientes parámetros:

- Coste de la inversión CAPEX

- Ingresos derivados del ahorro en la factura eléctrica y venta de excedente eléctrico a la red
- Costes de mantenimiento OPEX
- Porcentaje de incremento del precio de la electricidad del 2%
- Tasa de inflación del 1%
- Periodo de amortización a 1 año
- Tasa de descuento del 5%

Para el precio de venta del excedente de producción de energía eléctrica a la red, se han utilizado el precio de la tarifa valle nocturna que corresponde a una tarifa ligeramente más elevada. La energía vendida por las comunidades es una energía más limpia e interesante, y por lo tanto, sin externalidades, que se refleja así en el precio de venta.

No se han aplicado tasas correspondientes a beneficios comerciales de empresas formato ESCO sobre los ahorros conseguidos, ni impuestos de generación sobre los excedentes vertidos a la red, ni impuestos sobre beneficios. Estas consideraciones parten de la premisa que las CE no constituyen entidades mercantiles, sino que buscan primordialmente el beneficio de sus miembros, y toman como ejemplo medidas de incentivos al desarrollo de CE aplicadas en algunos países que consisten en bajar o eliminar determinados impuestos, bajo determinadas condiciones que garanticen que el desarrollo de la actividad se destina al beneficio de la población local (como, por ejemplo, la participación del ayuntamiento en la CE).

4.2.5. Parámetros ambientales

Para el cálculo del ahorro de CO₂ y de la estimativa de GWP (*Global Warming Potential*), se utilizaron los factores de emisiones de CO₂, del Documento Reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) [39] publicado en 2016, presentados en la Ilustración 23.

Factores de emisiones de CO ₂			
	Fuente	Valores aprobados	Valores previos (****)
		kg CO ₂ /kWh E. final	kg CO ₂ /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,357	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,331	0,649
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,833	0,981
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,932	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,776	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,721	
Gasóleo calefacción	(***)	0,311	0,287
GLP	(***)	0,254	0,244
Gas natural	(***)	0,252	0,204
Carbón	(***)	0,472	0,347
Biomasa no densificada	(***)	0,018	neutro
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018	neutro

Ilustración 23. Tabla de factores de emisiones de CO₂ en España [39]

Las emisiones ahorradas cada año se calcularon a partir del autoconsumo de electricidad anual y del factor de emisiones de CO₂. En falta de proyecciones relativas a factores de emisiones de la electricidad en España para el 2030, se han utilizado los datos presentados, sin embargo, como se espera un aumento de la parte de las energías renovables en el mix eléctrico, que supondrá una disminución del factor de paso de energía

primaria a emisiones de CO₂, las emisiones ahorradas reales debidas al despliegue de CE serían ligeramente menores que las obtenidas en este análisis.

Aunque las emisiones ahorradas por sí mismas constituyan un indicador importante del impacto ambiental (positivo) provocado por la implementación de CE, es importante evaluar ese impacto desde una perspectiva de ciclo de vida, considerando no solamente la fase de operación de los sistemas de producción de energía instalados, sino que también el impacto que la producción y el transporte de esos sistemas supone, desde la extracción de las materias-primas. El GWP es uno de los indicadores de impacto ambiental clave de los análisis de ciclo de vida (ACV).

El GWP es un indicador que, por la definición de la Comisión Europea “se relaciona con la capacidad de influir en los cambios en la temperatura media global del aire en la superficie y el cambio posterior en varios parámetros climáticos y sus efectos, como la frecuencia e intensidad de las tormentas, la intensidad y frecuencia de las lluvias de inundaciones, etc.” [40]. Una visión más técnica del IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) define el GWP como “un índice, basado en las propiedades radiativas de los Gases de Efecto Invernadero (GEI), que mide el forzamiento radiativo que sigue a una emisión de pulsos de una unidad de masa de un atmósfera diurna integrada en un horizonte de tiempo elegido "en relación con un gas de referencia y" representa el efecto combinado de los diferentes tiempos que estos gases permanecen en la atmósfera y su efectividad relativa para causar forzamiento radiativo" [41]. El CO₂ es el gas de referencia más utilizado para calcular el GWP, por lo tanto, el GWP se suele expresar en kg de equivalente de CO₂ [8]. Esta unidad representa la concentración de CO₂ que comprendería el mismo forzamiento radiativo instantáneo que un conjunto total de GEI emitidos [40].

Para calcular el GWP de cada CE, se recurrió a la documentación de conjuntos de datos de la versión 3.5 de Ecoinvent, una base de datos muy completa de LCI (Life Cycle Inventory) y LCIA (Life Cycle Impact Assessment) de un enorme abanico de actividades.

Ecoinvent dispone de datos de impacto ambiental de la generación de energía fotovoltaica, eólica y de cogeneración con biomasa en España, que abarcan impactos desde la cuna de los sistemas que generan la electricidad. Los datos que corresponden a los impactos de actividades aguas arriba de la cadena de producción son promedios de mercado. Estos datos ponderan las ratios de origen de materiales y productos con sus respectivos impactos. Así, hay que tener en consideración que los datos presentados son aproximaciones muy simplificadas y no deben ser consideradas en términos absolutos, sino que apenas para comparación con los datos generados dentro de este mismo estudio.

El GWP de las actividades encontradas en ecoinvent que mejor representan las que se pretenden analizar en este estudio, presentadas en la Tabla 11, se recogió directamente de las fichas de datos de ecoinvent. Los resultados presentados corresponden a 1 kWh producido por cada actividad, obtenidas con el modelo de sistema APOS (Allocation at the Point Of Substitution – asignación en el punto de sustitución) y el método de cálculo IPCC 2013. El fin de vida de los sistemas no es considerado en los valores presentados.

Tabla 11. GWP correspondiente a la producción de 1 kWh a través de diferentes sistemas

Actividad	GWP100 [kg CO ₂ -eq / kWh]	Tiempo de vida
Generación fotovoltaica referente a una instalación de 3 kWp en cubierta inclinada, con celdas de silicio multicristalino, ES	0.06259 [43]	25 años
Generación fotovoltaica referente a una instalación de 570 kWp,	0.0645 [44]	25 años

montada sobre el suelo, con celdas de silicio multicristalino, ES		
Generación eólica referente a una turbina terrestre de potencia nominal inferior a 1 MW, ES	0.01383 [45]	20 años
Cogeneración de electricidad y calor con astillas, referente a un sistema estado del arte del 2014, de 6667 KW de capacidad de combustible, ES	0.05349 [46]	20 años

Los resultados presentados consisten en un GWP neto que incluyen el impacto negativo producido por los sistemas de producción de energía, basado en los valores unitarios presentados en la Tabla 11 y en la energía generada al largo de todo el tiempo de operación de los sistemas, así como el impacto positivo que se obtiene consumir la energía de estos sistemas en lugar de energía de la red, también para todo el tiempo de vida de los sistemas.

4.2.6. Rehabilitación energética urbana

Aunque debido a sus elevados costes la inversión en rehabilitación energética de edificios no resulte económicamente favorable, esta no deja de ser necesaria y urgente, ya que consiste en un campo de actuación clave en el combate a la pobreza energética.

Asimismo, las comunidades energéticas de autoconsumo compartido representan un potencial mecanismo de palanca para la rehabilitación urbana. En esta capa del análisis, se evalúa si - y en qué casos - los beneficios económicos generados por los sistemas de producción de energía para autoconsumo consiguen absorber los elevados costes de los trabajos de intervención edificatoria.

Las hipótesis utilizadas en la evaluación de viabilidad de la rehabilitación de edificios soportada por sistemas locales de producción de energía se basan en las hipótesis utilizadas en el caso base presentado en el estudio de rehabilitación urbana a gran escala, publicado en 2018 por EIT InnoEnergy, en colaboración con IREC y Aguasol [24].

La rehabilitación de edificios es aplicable a comunidades en entorno urbano con un mínimo de 350 viviendas. Un 35% del coste total es cubierto por subsidios públicos. El coste total de la rehabilitación después de aplicados los subsidios de apoyo a la rehabilitación edificatoria es de 7173 €/vivienda.

4.3. Resultados del Análisis Energético

En este capítulo se presentan los resultados del análisis energético y económico obtenidos a partir de los datos e hipótesis descritos en la sección anterior. Se presentarán igualmente resultados ecológicos, derivados directamente de los resultados energéticos. El primer apartado presenta los resultados a nivel nacional y los subcapítulos siguientes detallan estos resultados según el contexto (urbano/rural) y presentan las capas de análisis adicionales.

4.3.1. Resultados agregados nacionales

El PNIEC prevé una demanda total anual de los sectores no energéticos de 252.594 GWh en 2030. Alrededor de un 62% de ese total respecta a consumos del sector residencial y terciario. La demanda total estimada en el presente análisis, que se puede ver en la Tabla 12, corresponde a 128.384 GWh anuales.

Este valor se encuentra por debajo de la demanda proyectada para 2030 asignable a edificios de uso residencial y terciario, tal como se esperaba, puesto que el análisis de estudio excluye algunas tipologías de edificios.

Tabla 12. Número de potenciales Comunidades Energéticas, demanda de energía total, energía producida, autoconsumo y energía vendida a la red – total nacional [GWh/año]

Número CE	Demanda Total	Energía Producida Total	Autoconsumo Total	Excedente Total
8245	128.384	148.610	68.967	79.562

En términos nacionales, la implementación de CE con sistemas de producción de energía dimensionados desde una óptica de maximización del autoconsumo resulta en una ratio de autoconsumo de 53,72%. Es decir, más de la mitad de la energía consumida por el sector residencial y terciario es generada in situ por sus propios sistemas de producción.

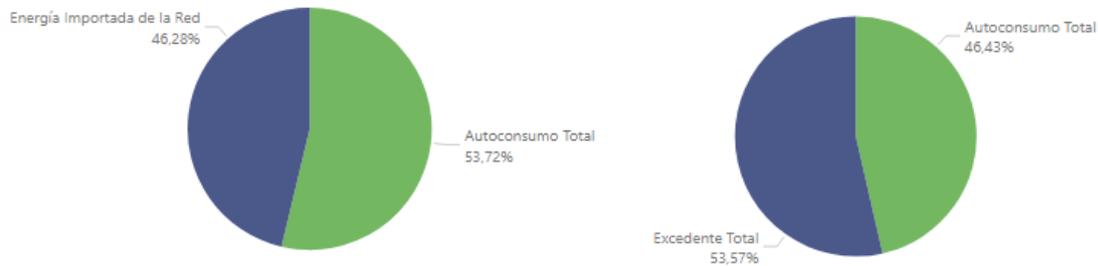


Ilustración 24. Distribución de la energía consumida por las CE relativamente a su origen y distribución de la energía total producida por las CE en cuanto a su destino

La figura xxx muestra el total de energía producida por CE en cada municipio. Los municipios con mayores niveles de producción de energía corresponden a municipios con grandes densidades de población, debido a sus elevadas necesidades energéticas que resulta en la instalación de sistemas de generación de energía con elevadas potencias. Asimismo, se observan niveles de producción de energía particularmente elevados en los municipios ubicados en la zona mediterránea debido a las mejores prestaciones de los sistemas fotovoltaicos que predominan en el análisis.



Ilustración 25. Energía producida por municipio

Según se muestra en la Tabla 13, el despliegue a larga escala de CE supone una inversión total de 98.389 millones de euros que generan a familias, empresas y entidades públicas un total de 9.855 millones de euros en ahorros y 5.762 millones de euros más en ingresos.

Tabla 13. CAPEX total y ahorro e ingreso anuales [M€]

CAPEX Total	Ahorro Total	Ingreso Total
98.389	9.855	5.762

A nivel ambiental, estas inversiones implican un ahorro en emisiones de más de 24 millones de toneladas de CO₂ cada año. Incluso considerando el impacto provocado a lo largo del ciclo de vida de los componentes que componen los sistemas de producción de energía, ponderado por unidad de energía generada, las emisiones netas ahorradas son significativas: más de 17 millones de toneladas de CO₂ al año.

Tabla 14. Emisiones de CO₂ y CO₂-eq ahorradas anualmente

Emisiones Ahorradas [ton CO ₂ /año]	Emisiones netas ahorradas [ton CO ₂ -eq/año]
24.789.450	17.584.047

El ahorro en emisiones de CO₂ debido a la operación de las CE por municipio se presenta en la figura xxx. El mapa tiene alguna similitud con el mapa de producción de energía presentado anteriormente, dado que las emisiones ahorradas son proporcionales a la energía que se consume de los sistemas de producción de energía renovable implementados por las CE en sustitución de energía de la red eléctrica nacional. Se destacan en particular los archipiélagos de las Islas Canarias e islas Baleares, así como las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla, debido al elevado nivel de emisiones de CO₂ del mix eléctrico de estas regiones.



Ilustración 26. Emisiones ahorradas por municipio

4.3.2. Entorno Urbano

La Tabla 15 expone el número total de CE en entorno urbano, el número de municipios incluidos en esta clasificación, así como los resultados a nivel nacional de potencia total instalable de fotovoltaica, y resultados anuales de energía generada, energía autoconsumida y energía vendida a la red por estas CE.

Tabla 15. Número de potenciales Comunidades Energéticas, potencia instalada total, energía producida, autoconsumo y energía vendida a la red (CE urbanas)

Número de CE	Recuento de Municipio	Potencia Instalada [MWp]	Producción PV [GWh]	Autoconsumo [GWh]	Excedente [GWh]
5.567	230	46.683	71.739	28.262	43.477

El criterio de dimensionamiento establecido prioriza la maximización del autoconsumo, por tanto, los sistemas de producción de energía son dimensionados en base a la demanda neta anual, llevando a que la distribución de energía producida (entre autoconsumo o energía excedente) sea idéntica a la distribución

de la energía total consumida en cuanto a su origen (sistemas de generación in situ o red eléctrica), como se ve en la Ilustración 27 e Ilustración 28.

En las horas de mayor producción de energía el consumo de los edificios es totalmente cubierto por los sistemas de producción de energía comunitarios, llevando a una autosuficiencia promedia de las comunidades en entorno urbano del 39,46%, apenas condicionado por las horas de irradiación.

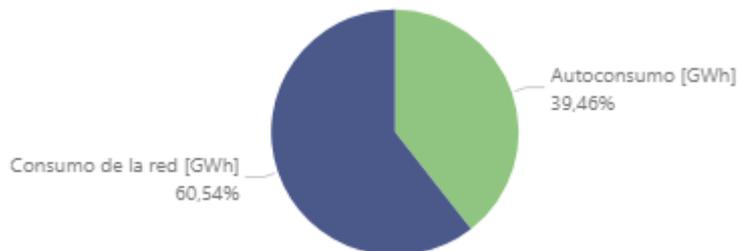


Ilustración 27. Distribución de la energía consumida según su origen (CE urbanas)

En cuanto a la distribución de la energía producida, ilustrada en la Ilustración 28, se puede verificar que, siguiendo el criterio de maximización del autoconsumo, más de la mitad de la energía producida es vendida a la red.

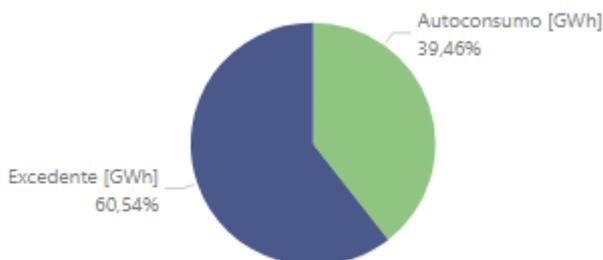


Ilustración 28. Distribución de la energía generada según su destino (CE urbanas)

La Tabla 16 presenta la potencia instalada, la energía producida y la TIR promedia de las CE de municipios urbanos por provincia. Para una más fácil percepción visual la misma información se expone en los mapas de la Ilustración 29, Ilustración 30, Ilustración 32 e Ilustración 33, respectivamente, y se añade un mapa de producción de energía fotovoltaica por potencia instalada por provincia, en la Ilustración 31.

Tabla 16. Potencia instalada, energía producida y TIR promedio por provincia (CE urbanas)

Provincia	Potencia Instalada [MWp]	Producción PV [GWh]	Promedio de IRR
Albacete	266	442	19,59
Alicante/Alacant	1.637	2.739	19,51
Almería	406	720	21,35
Araba/Álava	703	865	13,34
Asturias	1.585	1.801	11,89
Ávila	114	173	17,18
Badajoz	319	493	17,68
Balears, Illes	1.040	1.670	19,19
Barcelona	6.202	9.534	18,51
Bizkaia	1.457	1.649	11,70
Burgos	545	712	14,06
Cáceres	91	140	17,50
Cádiz	1.054	1.798	20,55
Cantabria	627	725	11,94
Castellón/Castelló	384	630	19,38
Ceuta	83	135	19,28
Ciudad Real	269	446	19,71
Córdoba	568	923	19,18
Coruña, A	1.292	1.493	11,84
Gipuzkoa	626	703	11,46
Girona	466	689	17,01
Granada	511	861	20,42
Guadalajara	250	371	17,02
Huelva	226	387	20,07
Huesca	114	180	18,41
Jaén	248	399	18,70
León	494	742	16,86
Lleida	206	325	18,10
Lugo	237	280	12,04
Madrid	11.004	17.912	18,98
Málaga	1.680	2.897	20,70
Melilla	84	143	20,47
Murcia	1.114	1.884	20,83
Navarra	494	739	17,04
Ourense	204	256	13,58
Palencia	152	234	17,49
Palmas, Las	1.040	1.710	21,02
Pontevedra	991	1.223	13,34
Rioja, La	333	460	15,17
Salamanca	225	348	17,84
Santa Cruz de Tenerife	799	1.388	20,76
Segovia	105	147	15,62
Sevilla	1.571	2.593	19,62
Soria	78	112	15,49
Tarragona	497	790	18,64
Toledo	299	485	19,06
Valencia/València	2.121	3.469	19,41
Valladolid	611	931	17,54
Zamora	120	185	17,47
Zaragoza	1.140	1.810	18,69

Es visible que las provincias con valores más elevados de potencia instalada y energía generada corresponden a provincias donde se encuentran los mayores centros urbanos de España y, por lo tanto, a regiones con consumos eléctricos más elevados, específicamente, Madrid, Barcelona, Vizcaya, Alicante y Valencia. Las provincias sin asignación de color, que corresponden a Cuenca y Teruel, no están representadas del mapa porque, de acuerdo con las consideraciones explicadas en el capítulo anterior, todos sus municipios son clasificados como rurales.

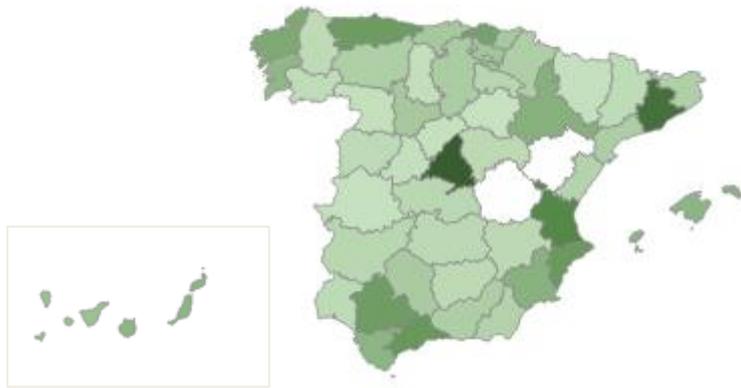


Ilustración 29. Potencia fotovoltaica instalada por provincia (CE urbanas)



Ilustración 30. Energía fotovoltaica generada por provincia (CE urbanas)

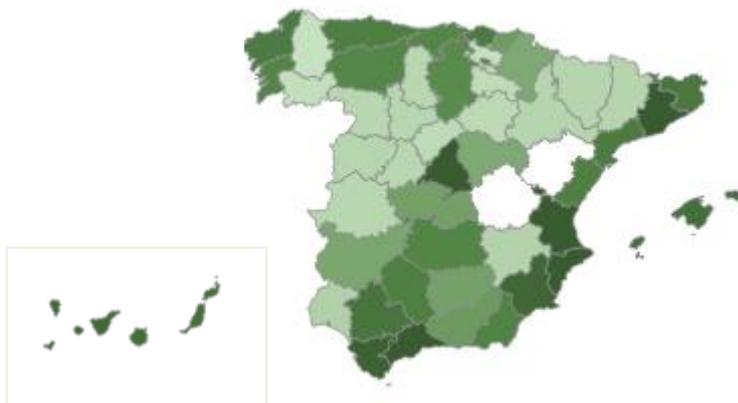


Ilustración 31. Energía producida por potencia instalada (CE urbanas)

También se verifica, por contraste entre los mapas de la Ilustración 29 e Ilustración 31 que en las provincias donde los sistemas de generación fotovoltaica tienen una peor prestación – correspondientes a la zona climática Atlántico Norte – los valores de potencia instalada son particularmente más elevados. Esto ocurre porque la potencia instalada tiene que compensar los niveles de irradiación menos favorables para alcanzar el nivel de producción impuesta en las hipótesis de cálculo.

El despliegue a larga escala de Comunidades Energéticas supone una inversión total de 36.373 millones de euros que se traduce en un total de 4.045 millones de euros en ahorros y 2.908 millones de euros en ingresos debidos a la venta de energía excedente cada año, de acuerdo con la Tabla 17.

Tabla 17. CAPEX, ahorros e ingresos resultantes de la implementación de CE – total nacional

CAPEX [M€]	Ahorros [M€]	Ingresos [M€]
36.373	4.045	2.908

La TIR de la inversión que supone la puesta en marcha de una CE varía de comunidad para comunidad, según se puede observar en la Ilustración 32, donde se presentan los valores de la TIR para cada tipología de CE en cada municipio. Las TIR resultantes varían entre un 11,37% y un 21,66% indicando que la constitución de CE en entorno urbano en las condiciones detalladas en el capítulo anterior, resulta siempre rentable económicamente.

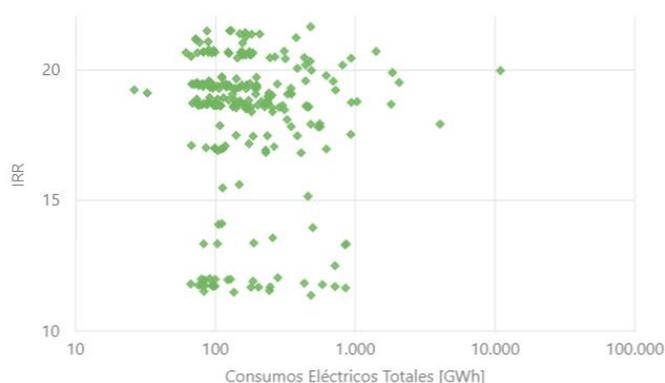


Ilustración 32. Tasa Interna de Retorno por tipo de CE por municipio urbano

La ubicación geográfica de una CE es uno de los principales factores que influyen en la TIR de la inversión, tal como se verifica en la Ilustración 33 que exhibe la TIR promedio obtenida para las CE, por provincia. El mapa presentado es un reflejo de la disponibilidad del recurso solar en cada zona.

Así, las inversiones que resultan más favorables corresponden a CE en municipios ubicados en la zona Mediterránea Sur y en el archipiélago de las Islas Canarias mientras que las menos rentables se ubican en la zona Atlántico Norte.



Ilustración 33. TIR promedio por provincia (CE urbanas)

Los valores de la Tabla 18 expresan el impacto ambiental positivo, según emisiones ahorradas y emisiones netas ahorradas, así como las emisiones negativas correspondientes a todo el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos.

Tabla 18. Emisiones de CO2 y CO2-eq ahorradas anualmente y al largo del ciclo de vida (CE urbanas)

Emisiones ahorradas [ton CO2/año]	Emisiones netas ahorradas [ton CO2-eq/año]	GWP100 [ton CO2-eq] (25 años)
10.380.572	5.753.406	143.835.154

4.3.2.1. Variación de la distancia máxima entre edificios

Aumentar la distancia máxima entre edificios de una comunidad de consumo autocompartido de energía aumenta también la posibilidad de agregar edificios de diferentes usos y consecuentemente diferentes perfiles de consumo eléctrico, llevando a un mejor aprovechamiento de la energía generada. De hecho, como se presenta en la Ilustración 34, al pasar de una distancia máxima de 500 metros para 2000 metros, la ratio entre comunidades residenciales y mixtas se ve afectada.

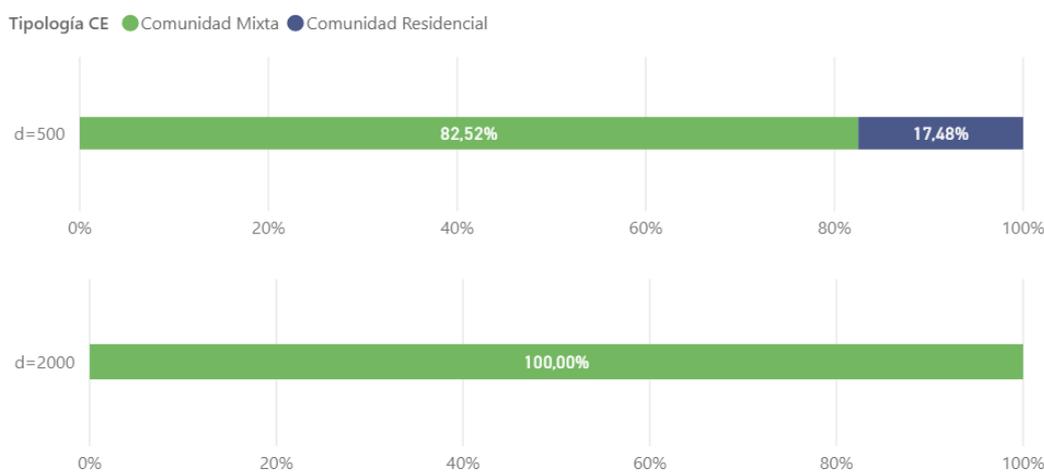


Ilustración 34. Distribución de CE según su tipología para diferentes valores de d.

Para el escenario en que se considera una distancia máxima entre edificios de 2000 metros (escenario d=2000), el área correspondiente a cada CE es de tal manera amplia que en todos los casos abarca edificios de todas las tipologías. Así, en este escenario, todas las CE que se forman son del tipo mixto.

Por este motivo, los resultados comparativos de diferentes tipologías de CE presentados a continuación respectan al escenario d=500.

Tal como se observa en la Ilustración 35, la ratio de autoconsumo incrementa en alrededor de un 7% entre las CE del tipo Residencial y CE del tipo mixto.

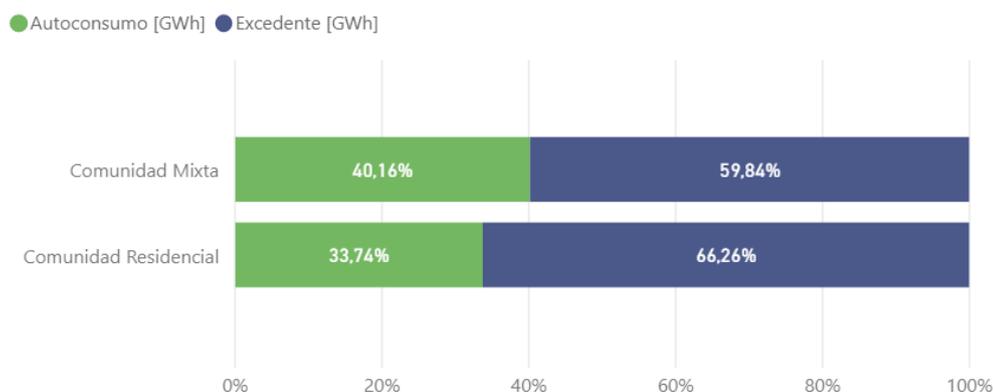


Ilustración 35. Distribución de la energía producida según su utilización, por tipos de CE

El incremento del aprovechamiento de la energía producida se refleja en los indicadores económicos calculados, presentados en la Ilustración 36.

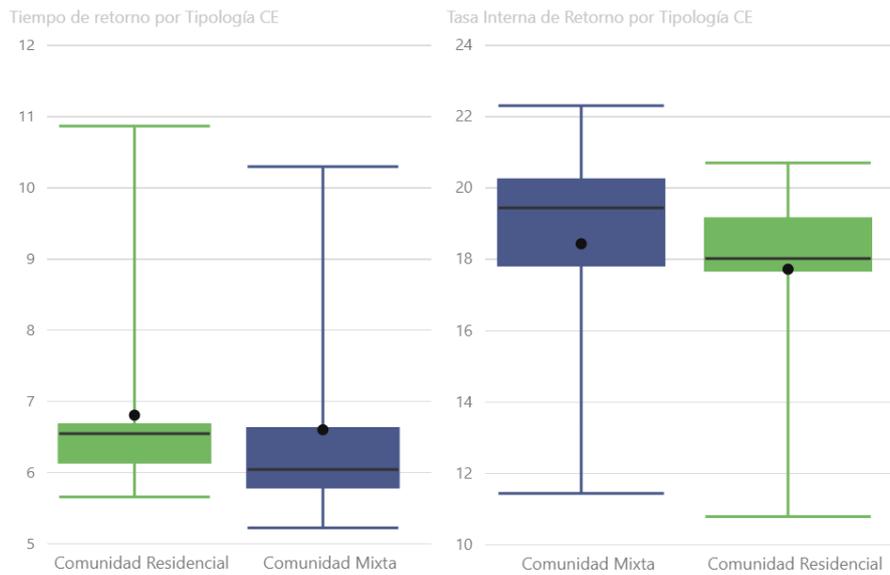


Ilustración 36. Distribución del tiempo de retorno (izquierda) y de la TIR (derecha) de las inversiones según diferentes tipologías de CE (CE urbanas)

Se verifica que los indicadores económicos obtenidos para las comunidades mixtas resultan más favorables que los que dicen respecto a comunidades constituidas únicamente por edificios de uso residencial.

4.3.2.2. Gestión de demanda

La gestión de demanda consiste en un mecanismo de optimización de energía producida, cuya implementación se espera que en el ámbito de las ciudades inteligentes del futuro. Las consideraciones para este escenario, explicadas en el apartado anterior, no son muy ambiciosas dado que al día de hoy la cantidad de energía se prevé que se pueda reasignar a horas del día en que existe mayor disponibilidad de energía no es muy elevada. Así, la diferencia entre los resultados de los escenarios con y sin gestión de demandas no es muy expresiva, como se puede ver en la Ilustración 37 que ilustra la distribución de la energía producida según su utilización. Se verifica que hay un aumento del autoconsumo cuando se considera gestión de demanda, aunque muy tenue.



Ilustración 37. Distribución de la energía producida según su utilización (CE urbanas con y sin gestión de demanda)

Los indicadores económicos en la Ilustración 38 reflejan el bajo nivel de optimización del consumo de energía producida, mejorando proporcionalmente entre el escenario sin y con gestión de demanda.

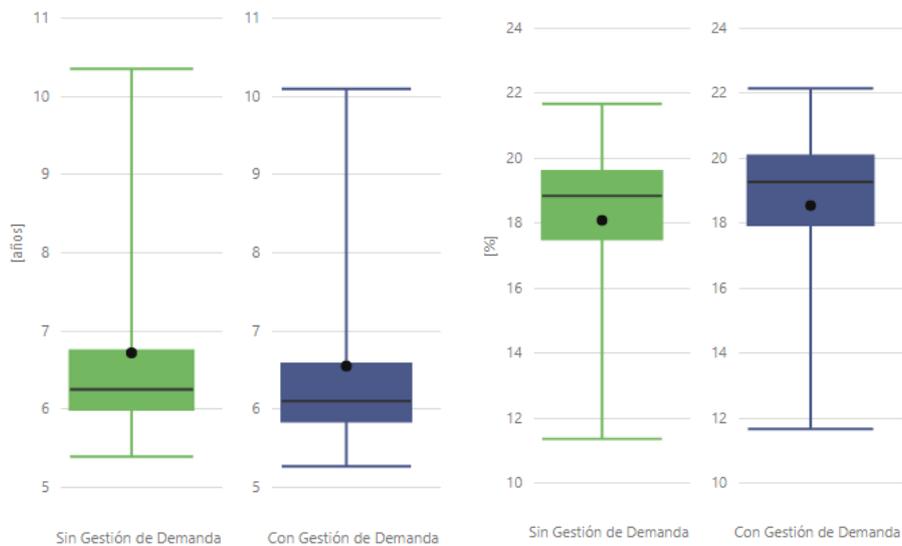


Ilustración 38. Distribución de tiempo de retorno (izquierda) y de TIR (derecha) de las inversiones con y sin gestión de demanda (CE urbanas)

4.3.2.3. Rehabilitación Energética

Existe un total de 319 CE, que corresponde a un 92% de las CE urbanas, cuyos resultados económicos permiten absorber el coste de rehabilitación de los edificios residenciales abarcados en esas comunidades. Esto significa que la implementación de CE de autoconsumo compartido resulta en un potencial de rehabilitación de 10.574.762 viviendas, que corresponde a un 55% del parque de viviendas.

Tabla 19. Número de CE y viviendas con potencial de rehabilitación

Número CE	Número de Viviendas
319	10.574.762

La Ilustración 39 presenta la distribución por provincias del número de viviendas que pueden ser rentablemente rehabilitadas a través de sinergias con CE.

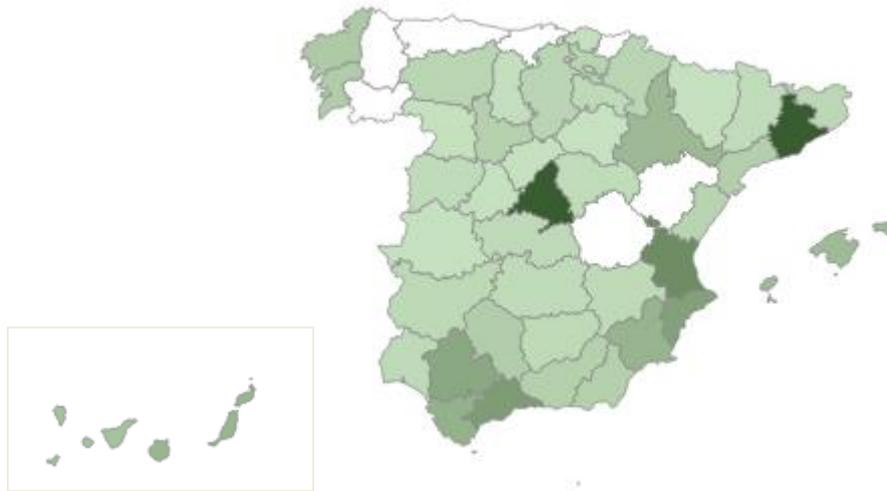


Ilustración 39. Número de viviendas con potencial de rehabilitación por provincia

El mayor número de viviendas con potencial de rehabilitación se encuentran en CE de las provincias de Barcelona y Madrid debido a las condiciones favorables de irradiación solar de las provincias, aliadas al enorme número de CE (y viviendas) de sus capitales. Aunque en menor intensidad, en el mapa también sobresalen las provincias de Valencia, Alicante y Alicante, por los mismos motivos. Por otro lado, se destacan algunas provincias de la zona Atlántico-Norte, en específico Ourense, Lugo, Asturias, Cantabria y Guipúzcoa por la inexistencia de CE que soporten el coste de rehabilitación de sus viviendas.

Se recuerda que las provincias de Cuenca y Teruel no están presentes en este análisis dado que todos sus municipios, incluso las ciudades capitales de provincia, no cuentan con un número de habitantes suficientemente alto para que se consideren del tipo urbano.

Tabla 20. Numero de CE y viviendas con potencial de rehabilitación por provincia

Provincia	Número CE	Número de Viviendas
Albacete	2	72.607
Alicante/Alacant	14	467.375
Almería	6	142.249
Araba/Álava	3	112.905
Ávila	1	22.770
Badajoz	3	80.835
Balears, Illes	10	281.394
Barcelona	39	1.670.075
Bizkaia	1	31.748
Burgos	2	104.063
Cáceres	1	21.372
Cádiz	14	353.685
Castellón/Castelló	4	117.511
Ceuta	1	27.790
Ciudad Real	3	65.288
Córdoba	6	165.296
Coruña, A	5	181.057
Girona	3	87.478
Granada	4	143.175
Guadalajara	2	60.481
Huelva	2	71.334
Huesca	1	25.540
Jaén	2	73.683
León	3	102.738
Lleida	1	56.664
Madrid	72	2.437.653
Málaga	18	499.448
Melilla	1	27.524
Murcia	14	327.158
Navarra	2	106.948
Palencia	1	34.607
Palmas, Las	13	322.789
Pontevedra	6	164.027
Rioja, La	1	70.500
Salamanca	1	64.588
Santa Cruz de Tenerife	8	234.030
Segovia	1	22.284
Sevilla	14	420.364
Soria	0	16.980
Tarragona	5	148.492
Toledo	2	71.763
Valencia/València	15	607.946
Valladolid	3	136.640
Zamora	1	27.297
Zaragoza	6	294.610

4.3.3. Entorno Rural

La Tabla 21 presenta el total de CE rurales, correspondiente al número de municipios, la energía producida total, autoconsumida, vendida y comprada a la red de estas CE.

Tabla 21. Número de potenciales Comunidades Energéticas, energía total producida, autoconsumo y energía vendida y comprada a la red (CE rurales)

Recuento de Municipio	Energía Producida Rural [GWh]	Autoconsumo Rural	Energía eléctrica vendida a la red [GWh]	Electricidad importada de la red [GWh]
7886	78.103	41.177	36.883	16.285

Tal como indicado por el total de electricidad importada de la red, se verifica que no se alcanza la autosuficiencia energética total de los municipios rurales, fijada como objetivo en la selección y dimensionamiento de los sistemas de producción de energía.

Sin embargo, un total de 729 municipios, correspondiente a un 9% de los municipios rurales, llegan a un nivel de autosuficiencia del 100%. La Ilustración 40 muestra las provincias donde se encuentran estos municipios que son, en orden ascendente de número de municipios autosuficientes, Huesca (201 municipios autosuficientes), Teruel (236) y Zaragoza (292). Todos los municipios de las demás provincias dependen de la red, en mayor o menor medida, como se puede evaluar por los valores presentados en la Tabla 22, que exhibe el total de electricidad importada de la red y de electricidad producida en las CE rurales, por provincia, ilustrados también en los mapas de la Ilustración 41 e Ilustración 42.



Ilustración 40. Provincias de acuerdo con número de municipios rurales autosuficientes (CE rurales)

Tabla 22. Energía eléctrica producida e importada de la red según provincia (CE rurales)

Provincia	Energía Producida Rural [GWh]	Electricidad importada de la red [GWh]
Albacete	1.029	197
Alicante/Alacant	2.698	788
Almería	1.242	158
Araba/Álava	278	127
Asturias	1.171	199
Ávila	607	45
Badajoz	2.346	504
Balears, Illes	1.802	398
Barcelona	5.408	1.408
Bizkaia	1.260	558
Burgos	709	52
Cáceres	2.045	412
Cádiz	1.333	122
Cantabria	865	376
Castellón/Castelló	1.020	325
Ciudad Real	1.585	315
Córdoba	1.495	275
Coruña, A	2.408	306
Cuenca	1.094	221
Gipuzkoa	1.179	526
Girona	1.745	369
Granada	2.672	473
Guadalajara	633	135
Huelva	1.439	198
Huesca	930	0
Jaén	2.227	419
León	1.465	117
Lleida	1.119	360
Lugo	1.002	213
Madrid	2.991	1.578
Málaga	1.521	223
Murcia	2.649	471
Navarra	1.724	402
Ourense	747	162
Palencia	423	31
Palmas, Las	1.232	391
Pontevedra	1.976	340
Rioja, La	797	99
Salamanca	918	27
Santa Cruz de Tenerife	1126	414
Segovia	528	20
Sevilla	3961	590
Soria	277	13
Tarragona	1650	349
Teruel	832	0
Toledo	2380	491
Valencia/València	4191	1280
Valladolid	1193	42
Zamora	642	15
Zaragoza	1561	0



Ilustración 41. Provincias según electricidad total producida (CE rurales)

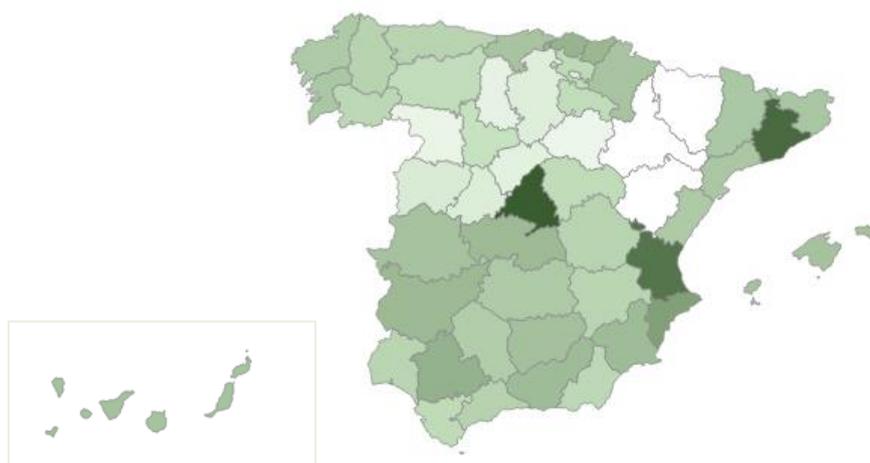


Ilustración 42. Provincias según la cantidad de energía comprada a la red para suministrar municipios rurales (CE rurales)

La Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25 presentan, respectivamente, los resultados totales para municipios rurales de potencia instalable de fotovoltaica, eólica y cogeneración con biomasa, así como la energía generada por cada uno de estos tipos de sistema, la energía autoconsumida y la energía vendida a la red por las comunidades.

Tabla 23. Potencia instalada de fotovoltaica, producción fotovoltaica total, autoconsumo y energía vendida a la red resultante de producción de energía fotovoltaica (CE rurales)

Sistema	Potencia Instalada [MWp]	Producción PV [GWh]	Autoconsumo PV [GWh]	Excedente PV [GWh]
Fotovoltaica	38.616	57.915	22.333	35.582

Tabla 24. Potencia instalada de aerogeneradores, producción eólica total, autoconsumo y energía vendida a la red resultante de producción de energía eólica (CE rurales)

Sistema	Potencia Instalada (IRR>0) [GW]	Producción Eólica (IRR>0) [GWh]	Autoconsumo Eólica [GWh] (IRR>0)	Excedente Eólica (IRR>0) [GWh]
Eólica	1,0	2.428	1.046	1.301

Tabla 25. Potencia instalada cogeneración con biomasa, producción eléctrica por cogeneración total (100% para autoconsumo) y energía térmica excedente vendida (CE rurales)

Sistema	Potencia Instalada Eléctrica [GWh] (IRR positivo)	Autoconsumo Cogeneración (IRR>0) [GWh]	Excedente - Calor Producido [GWh] (IRR positivo)
Cogeneración	4,1	17.799	10.877

La fotovoltaica es el sistema de producción de energía principal de las comunidades energéticas en municipios rurales debido a su elevada modularidad y disponibilidad de recurso que, relativamente a la biomasa y al viento, es menos dependiente de la ubicación geográfica. La cogeneración con biomasa, aunque con valores sustancialmente más bajos de potencia eléctrica instalada y de producción de electricidad, desempeña un rol importante en el suministro de energía a las CE rurales sobre todo por su flexibilidad de producción para ir al encuentro de las necesidades de energía en las horas en que los demás sistemas no tienen capacidad de producción por dependencia de las condiciones climatológicas. Sin embargo,

La Ilustración 43 expone la distribución de la energía consumida en entorno rural según su origen.

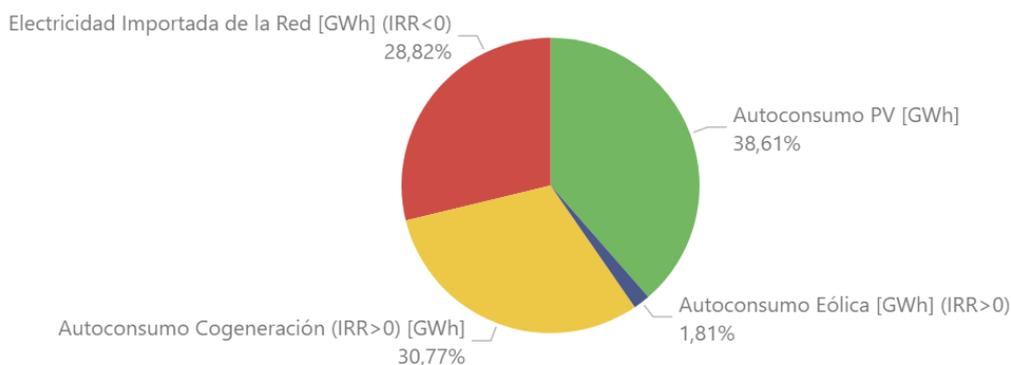


Ilustración 43. Distribución de la energía consumida en entorno rural según su origen (CE rurales)

Más del 71% de la energía consumida en los municipios rurales proviene de sus propios sistemas de producción de energía renovable. La producción de energía fotovoltaica asume un papel de destaque en el suministro de electricidad para autoconsumo, seguida por poca diferencia por la cogeneración por biomasa cuya producción eléctrica se destina totalmente a autoconsumo.

4.3.3.1. Sistemas fotovoltaicos

La Tabla 26 detalla los valores de potencia instalada, producción total y TIR promedia por provincia de los sistemas fotovoltaicos en entorno rural.

Idénticamente a lo que ocurre en las CE de entorno urbano, la instalación de potencias de fotovoltaica en una óptica de maximización del autoconsumo resulta una ratio de exportación de energía a la red superior a un 60%, como se puede ver en la Ilustración 44.

Tabla 26. Potencia instalada y producción fotovoltaica totales y TIR promedio por provincia (CE rurales)

Provincia	Potencia Instalada [MWp]	Producción PV [GWh]	Promedio de IRR
Albacete	464	764	18,17
Alicante/Alacant	1.268	2.121	18,34
Almería	491	861	19,61
Araba/Álava	200	243	13,05
Asturias	728	815	10,48
Ávila	256	388	15,52
Badajoz	1.131	1.768	17,31
Balears, Illes	829	1.305	17,82
Barcelona	2.790	4.261	16,84
Bizkaia	982	1.097	10,77
Burgos	322	440	13,60
Cáceres	1.003	1.548	16,57
Cádiz	541	896	19,22
Cantabria	646	742	11,15
Castellón/Castelló	525	831	16,71
Ciudad Real	729	1.177	17,86
Córdoba	685	1.097	18,10
Coruña, A	1.333	1.546	11,32
Cuenca	514	814	16,59
Gipuzkoa	949	1.027	10,35
Girona	808	1.182	15,65
Granada	1.169	1.933	18,79
Guadalajara	306	476	14,91
Huelva	618	1.018	18,14
Huesca	370	565	16,17
Jaén	1.018	1.634	17,76
León	660	933	14,88
Lleida	589	899	16,24
Lugo	617	706	11,03
Madrid	1.810	2.881	17,71
Málaga	666	1.097	18,81
Murcia	1.229	2.028	20,18
Navarra	962	1.287	13,28
Ourense	436	546	12,85
Palencia	182	270	15,19
Palmas, Las	573	975	20,25
Pontevedra	1.124	1.386	12,71
Rioja, La	403	551	12,89
Salamanca	391	587	15,78
Santa Cruz de Tenerife	562	893	18,85
Segovia	239	341	14,64
Sevilla	1.768	2.905	19,23
Soria	130	188	13,84
Tarragona	745	1.161	16,84
Teruel	335	505	15,57
Toledo	1.084	1.770	18,10
Valencia/València	2.083	3.380	18,24
Valladolid	495	752	16,03
Zamora	267	410	16,30
Zaragoza	591	912	15,98

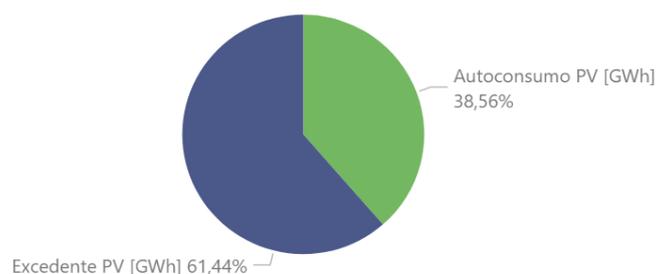


Ilustración 44. Distribución de energía fotovoltaica producida según utilización (CE rurales)

4.3.3.2. Sistemas eólicos

La Tabla 27 muestra la potencia eólica instalada, producción total y TIR promedia por provincia con municipios donde los sistemas de producción eólica son económicamente rentables.

Tabla 27. Potencia instalada y producción eólica totales y TIR promedia por provincia (CE rurales)

Provincia	Potencia instalada eólica [MW]	Producción Eólica (IRR>0) [GWh]	Promedio de IRR
Alicante/Alacant	78,08	159,40	1,58
Almería	28,56	68,26	3,22
Badajoz	4,00	9,40	2,60
Balears, Illes	76,00	212,42	5,90
Barcelona	51,28	96,81	0,88
Bizkaia	0,56	0,96	0,04
Burgos	13,68	23,87	0,19
Cádiz	36,00	111,89	7,37
Castellón/Castelló	15,92	28,00	0,58
Coruña, A	147,60	293,02	0,99
Girona	90,08	273,18	4,88
Granada	12,00	37,36	7,68
Huelva	23,20	52,06	3,35
León	2,00	3,24	0,15
Lugo	20,96	36,32	0,33
Málaga	11,20	25,96	2,58
Murcia	12,00	27,50	4,21
Navarra	1,20	2,00	0,06
Palencia	0,72	1,21	0,13
Palmas, Las	62,96	205,52	7,81
Pontevedra	34,40	80,10	3,37
Santa Cruz de Tenerife	52,88	186,73	6,31
Tarragona	91,92	206,79	0,96
Teruel	4,08	11,57	1,21
Toledo	0,16	0,27	0,07
Valencia/València	75,04	148,13	0,73
Valladolid	5,44	9,76	0,28
Zaragoza	61,92	115,96	0,16

La potencia de aerogeneradores instalados en CE rurales se puede ver también en el mapa de la Ilustración 45. En contraste con la Ilustración 46, que muestra un indicador de la disponibilidad de viento en cada provincia (la velocidad de viento máxima entre las velocidades medias horarias al largo del año), es clara la relación entre la potencia instalada, validada por la rentabilidad del sistema, con el recurso disponible.



Ilustración 45. Potencia eólica instalada por provincia (CE rurales)



Ilustración 46. Velocidad del viento (máxima de las velocidades medias de las 24 horas al largo del año) (CE rurales)

Hay que destacar que en algunos municipios la potencia instalada corresponde a la máxima permitida de acuerdo con el techo máximo de turbinas que se consideró aceptable por municipio para no condicionar el uso del suelo. Por tanto, probablemente, muchos de esos municipios podrían beneficiarse, tanto en términos de autoconsumo como de rentabilidad económica, de la instalación de un número superior de aerogeneradores y, consecuentemente, de una potencia instalada y producción más elevada. La relación beneficio-coste (sobre todo ambiental y social) de la instalación de un número superior de turbinas se tendría que estudiar caso a caso.

En cuanto al uso de la energía eólica producida por las CE rurales, presentada en la Ilustración 47, la parte de la energía eólica producida que se destina a autoconsumo es ligeramente superior cuando comparada con la distribución de energía fotovoltaica. Al analizar estos resultados se debe tener en cuenta, por un lado, que la energía producida es menor, por lo que se espera un menor excedente de energía. Por otro lado, hay que tener presente que los sistemas eólicos funcionan como sistemas complementarios de los sistemas fotovoltaicos que están dimensionados para que su producción anual iguale la demanda neta anual. Así, la energía eólica producida durante las horas de irradiación solar que permiten a los sistemas fotovoltaicos una buena generación de energía es inevitablemente vertida a la red y la energía eólica que se destina a autoconsumo es producida durante las horas del día en que la irradiación solar es inexistente o insuficiente para cubrir la totalidad de las demandas eléctricas de las CE rurales.

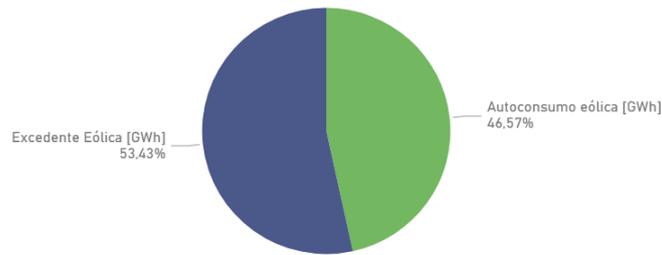


Ilustración 47. Distribución de energía eólica producida según utilización (CE rurales)

4.3.3.3. Sistemas de cogeneración con biomasa

La Tabla 28 presenta la potencia eléctrica instalada de cogeneración con biomasa, la producción eléctrica total, que es totalmente autoconsumida y la TIR promedia por provincia. La Ilustración 48 proporciona una mejor percepción de la distribución de potencia instalada por provincia.



Ilustración 48. Potencia eléctrica total de cogeneración por provincia (CE rurales)

La potencia instalada en cada provincia se ve condicionada por la cantidad de biomasa disponible y por la demanda eléctrica de sus municipios, después de la implementación de sistemas fotovoltaicos y eólicos. Asimismo, los resultados de cogeneración con biomasa se vieron afectados por la (falta de) disponibilidad de biomasa que no permitió asignar a las CE sistemas de cogeneración con potencias que permitan la total autosuficiencia de los municipios y que tornen la inversión aún más rentable.

Tabla 28. Potencia eléctrica total instalada de cogeneración con biomasa, producción eléctrica total y TIR promedio por provincia

Provincia	Potencia eléctrica instalada [MW]	Autoconsumo Cogeneración (IRR>0) [GWh]	Promedio de IRR
Albacete	60	265	3,73
Alicante/Alacant	95	418	2,95
Almería	71	312	3,68
Araba/Álava	8	35	2,06
Asturias	81	356	3,17
Ávila	50	218	2,67
Badajoz	130	568	4,07
Balears, Illes	65	285	3,67
Barcelona	240	1.049	3,83
Bizkaia	37	162	2,45
Burgos	56	245	2,58
Cáceres	113	497	3,55
Cádiz	74	325	4,46
Cantabria	28	123	2,59
Castellón/Castelló	37	161	2,47
Ciudad Real	93	408	3,84
Córdoba	91	398	4,34
Coruña, A	130	569	3,84
Cuenca	64	280	2,67
Gipuzkoa	35	152	2,66
Girona	66	290	3,07
Granada	160	701	4,10
Guadalajara	36	158	2,11
Huelva	84	369	4,11
Huesca	83	365	3,05
Jaén	135	593	4,39
León	121	529	3,77
Lleida	50	220	2,90
Lugo	59	260	3,75
Madrid	25	110	3,10
Málaga	91	398	4,08
Murcia	136	593	3,56
Navarra	99	435	3,22
Ourense	46	201	3,58
Palencia	35	151	2,49
Palmas, Las	12	51	3,44
Pontevedra	116	510	3,90
Rioja, La	56	244	2,97
Salamanca	76	331	2,77
Santa Cruz de Tenerife	11	46	3,09
Segovia	44	191	2,78
Sevilla	241	1.054	4,51
Soria	23	103	2,36
Tarragona	65	285	3,40
Teruel	73	318	2,69
Toledo	140	613	3,84
Valencia/València	152	666	2,99
Valladolid	97	425	2,89
Zamora	53	232	3,14
Zaragoza	121	531	2,97

4.3.3.4. Resultados económicos de las CE en entorno rural

La Ilustración 49 presenta la distribución de valores de TIR obtenidos para los varios municipios de los distintos sistemas de producción de energía. Del análisis de TIR de eólica y cogeneración presentada en la Ilustración 49 se han excluido los resultados de TIR negativos, dado que en esos casos se descarta la posibilidad de implementación de los sistemas.

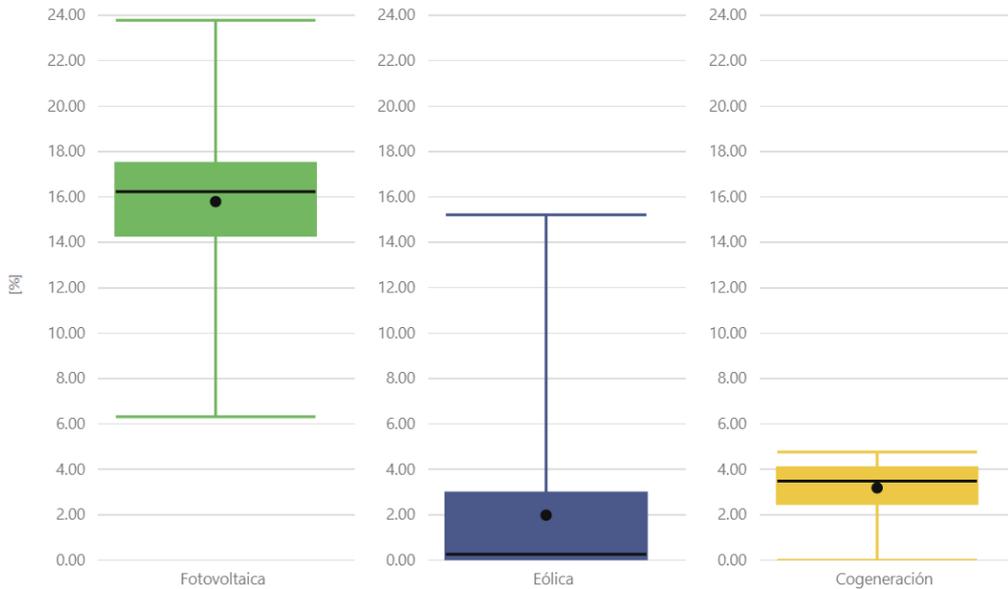


Ilustración 49. Distribución de la TIR de las inversiones en sistemas fotovoltaicos, eólicos y de cogeneración con biomasa (CE rurales)

Es clara la predominancia de resultados favorables en el caso de los sistemas fotovoltaicos. En contraste, con los resultados obtenidos para sistemas eólicos y de cogeneración, se encuentran en rangos más bajos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la rentabilidad económica de los sistemas eólicos se ven afectados por los perfiles de demanda de energía que condicionan el aprovechamiento de su energía, tal como explicado anteriormente. Mientras que, por su lado, los sistemas de cogeneración son condicionados por las potencias instalables, como demuestra el gráfico de la Ilustración 50, también restringidas en algunos casos por falta de disponibilidad de biomasa.

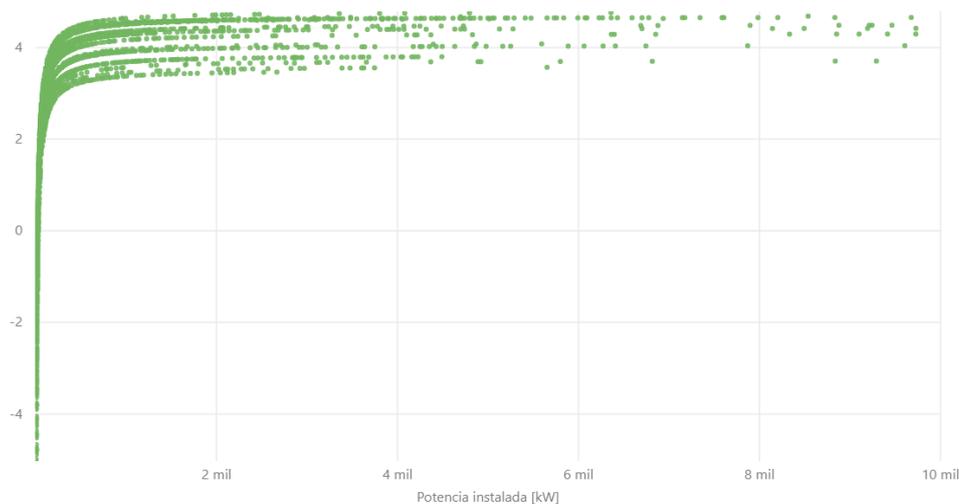


Ilustración 50. TIR de cogeneración según la respectiva potencia instalada (CE rurales)

Se destaca que el desempeño económico de los sistemas de energía eólica es extremadamente dependiente de las condiciones de viento, pero igualmente se debe enfatizar que estos sistemas tienen gran potencial de rentabilidad en zonas donde esas condiciones son favorables, como se puede observar en la Ilustración 51 que representa los resultados de TIR en función de la máxima velocidad promedio horaria de viento de la respectiva zona.

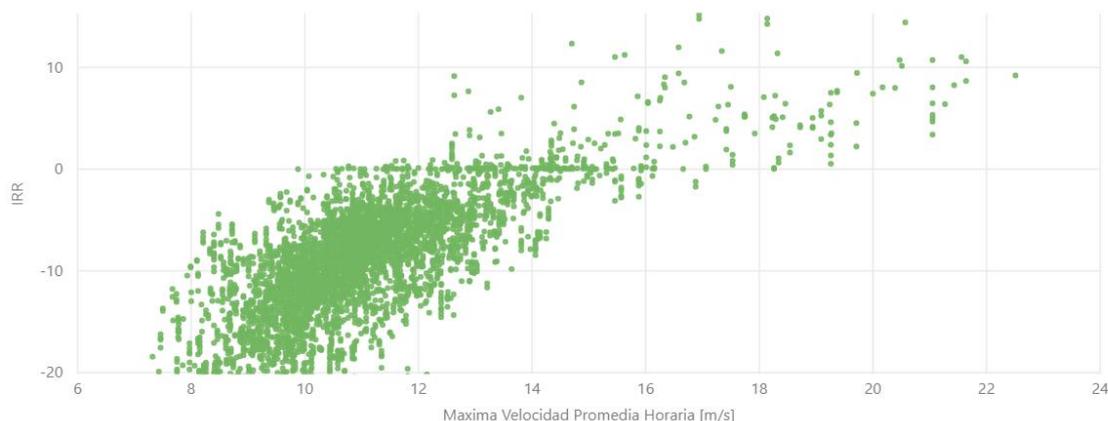


Ilustración 51. TIR de sistemas eólicos según las condiciones de viento (CE rurales)

4.3.3.5. Resultados ambientales de las CE en entorno rural

La Tabla 29 muestra los impactos ambientales positivos de la implementación de CE en entorno rural, de acuerdo con el tipo de sistema.

Tabla 29. Impactos ambientales positivos derivados de la implementación de sistemas fotovoltaicos, eólicos y de cogeneración con biomasa en las CE rurales

▲ Sistema	Emisiones ahorradas PV [ton CO ₂ /año]	Emisiones netas ahorradas [ton CO ₂ -eq/año]	GWP PV [ton CO ₂ -eq] (25 años)
Fotovoltaica	8.071.866	4.336.361	108.409.036
Sistema	Emisiones ahorradas [ton CO ₂ /año]	Emisiones netas ahorradas [ton CO ₂ -eq/año]	GWP [ton CO ₂ -eq] (20 años)
Eólica	469.629	436.054	8.721.085
▲ Sistema	Emisiones Ahorradas [ton CO ₂ /año]	Emisiones netas ahorradas [ton CO ₂ -eq/año]	GWP [ton CO ₂ -eq] (20 años)
Cogeneración	5.785.801	5.169.326	103.386.522

Los valores presentados en las tablas corresponden a las emisiones ahorradas debido al consumo de electricidad generada por sistemas de energía renovables en lugar de electricidad de la red eléctrica nacional, a emisiones ahorradas netas que consideran también el impacto negativo ponderado decurrente del ciclo de vida del propio sistema y, por fin, al impacto de todo el tiempo de vida de los sistemas (GWP), expresado en emisiones de equivalentes a CO₂ evitadas.

Por contraste entre las emisiones ahorradas y las emisiones ahorradas netas se verifica que el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos en particular supone un impacto considerable, en todo el caso, desde una perspectiva global, el impacto positivo absorbe largamente el impacto positivo de estos sistemas.

5. ANÁLISIS SOCIOECOLÓGICO/ANÁLISIS ECOSOCIAL

5.1. Datos

Las comunidades energéticas en el estado español

EJE	INDICADORES/MÉTRICAS	OBJETIVO FOCAL
E J E S O C I A L	Participación / Gobernanza/democracia	empoderamiento ciudadano
	Educación / Formación / Capacitación	empoderamiento ciudadano
	Acceso democrático	Soberanía energética/empoderamiento ciudadano
	Soberanía energética	Soberanía energética/empoderamiento ciudadano
	Autoconsumo	Soberanía energética/empoderamiento ciudadano
	Participación en el mercado eléctrico	Democracia energética/empoderamiento ciudadano
	Cooperativismo	Soberanía energética/empoderamiento ciudadano
	Economía Social y Solidaria	Soberanía energética/empoderamiento ciudadano
	Pobreza Energética	Democracia energética/empoderamiento ciudadano
E J E E C	Ciclo de vida / Impacto actividades/huella ecológica	Impacto ecológico
	Introducción de generación renovable	Minimización de la dependencia en recursos no renovables
	Reducción consumo de energía eléctrica (%)	Mejora de la eficiencia / racionalización de consumos eléctricos

O L Ó G I C O	Coste energético de conseguir energía	Mejora de la eficiencia / racionalización de consumos eléctricos
	Uso de materiales	Justicia Norte-Sur global
	Relación cultural con el ecosistema	Impacto ecológico/cultural
	Relación Norte-Sur	Justicia Norte-Sur global
	Reducción en emisiones de CO2	Impacto ecológico
E J E G É N E R O	Roles de género/división sexual del trabajo	Empoderamiento de las Mujeres
	Participación	Empoderamiento de las Mujeres
	Uso de los tiempos	Empoderamiento de las Mujeres
	Acceso y control de los recursos	Empoderamiento de las Mujeres
	Beneficios y servicios	Empoderamiento de las Mujeres
	Necesidades prácticas	Empoderamiento de las Mujeres
	Necesidades estratégicas de género	Empoderamiento de las Mujeres
	participación tejido social mujeres	Empoderamiento de las Mujeres
	participación de mujeres en la ejecución del proyecto	Empoderamiento de las Mujeres
	liderazgo de mujeres	Empoderamiento de las Mujeres
E J E E C O N Ó M I C O	Reducción en gasto por consumo eléctrico	Eficiencia energética/Soberanía energética/Cultura energética
	Ingresos por venta de excedente de energía autoproducida	Eficiencia energética/Soberanía energética/Cultura energética
	Reducción en coste de generación medio (EUR/kWh)	Eficiencia energética/Soberanía energética/Cultura energética
	Reducción en tarifas a usuarios finales: término fijo / potencia	Eficiencia energética/Soberanía energética/Cultura energética
	Reducción en tarifas a usuarios finales: término variable / energía	Eficiencia energética/Soberanía energética/Cultura energética
	Período de retorno estimado de las inversiones privadas (si aplica)	Viabilidad / factibilidad / referencia para inversiones futuras
	Período de retorno estimado de las inversiones públicas (si aplica)	Viabilidad / factibilidad / referencia para inversiones futuras

	Tasa interna de retorno de las inversiones privadas (si aplica)	Viabilidad / factibilidad / referencia para inversiones futuras
	Tasa interna de retorno de las inversiones públicas (si aplica)	Viabilidad / factibilidad / referencia para inversiones futuras
	Coste total de inversión	Viabilidad / factibilidad / referencia para inversiones futuras

5.2. Mapeo

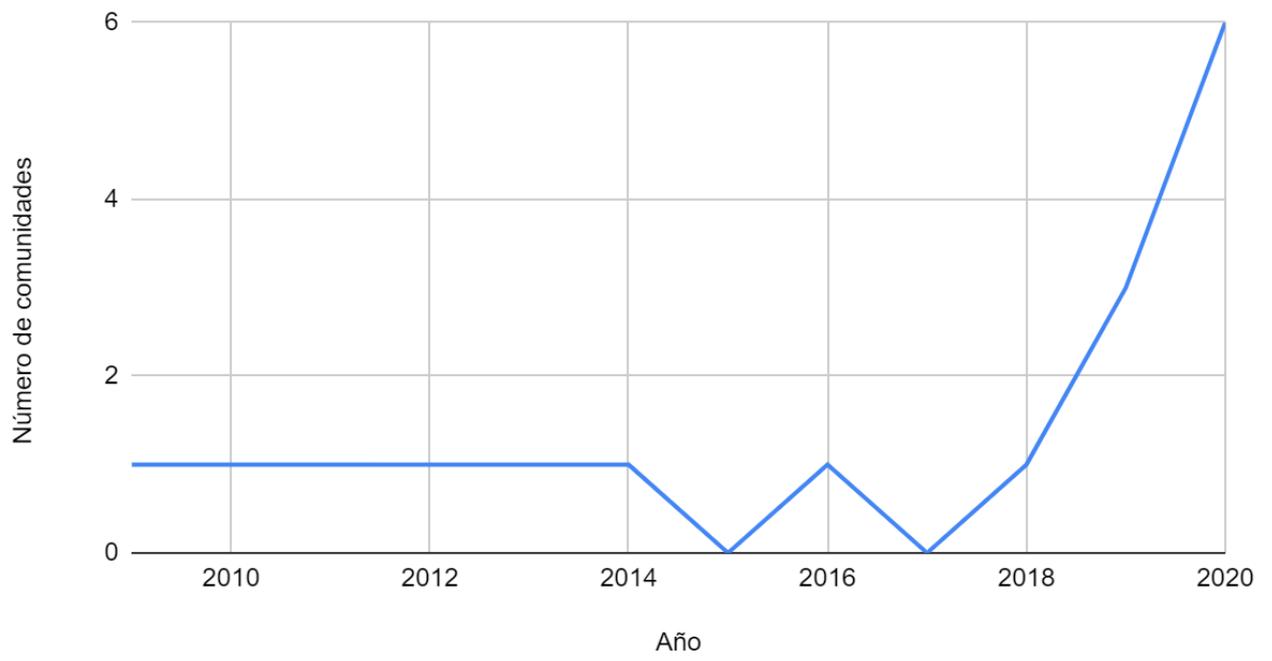
Para la elaboración del mapeo de comunidades energéticas en el estado español se elaboró un cuestionario (ver Anexo A), a través de *Google forms*, que estuvo disponible y con acceso abierto durante dos meses. Dicho cuestionario ha sido respondido por 14 proyectos.

Distribución geográfica de los proyectos

https://www.google.com/maps/d/edit?mid=18YHd_fJay39tM985B5sPU_66x-yLWstc&usp=sharing



Número de comunidades frente a Año



6. ANÁLISIS COMBINADO

La Ilustración 52 exhibe la distribución de resultados globales obtenidos de los indicadores combinados.

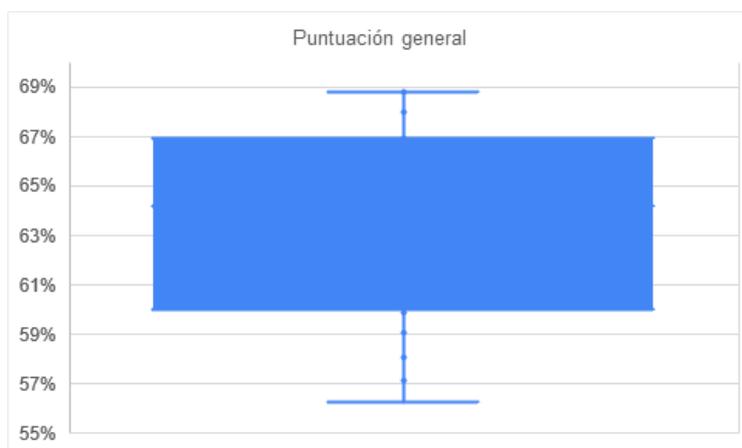


Ilustración 52. Distribución de resultados obtenidos de los indicadores combinados para las diferentes tipologías de CE analizadas

De la Ilustración 53 a la Ilustración 64 se presentan los resultados de los indicadores de los diferentes ejes de análisis obtenidos para cada tipología de CE analizada.



Ilustración 53. Indicadores combinados - CE 1



Ilustración 54. Indicadores combinados - CE 2



Ilustración 55. Indicadores combinados - CE 3



Ilustración 56. Indicadores combinados - CE 4



Ilustración 57. Indicadores combinados - CE 5



Ilustración 58. Indicadores combinados - CE 6



Ilustración 59. Indicadores combinados - CE 7



Ilustración 60. Indicadores combinados - CE 8



Ilustración 61. Indicadores combinados - CE 9



Ilustración 62. Indicadores combinados - CE 10



Ilustración 63. Indicadores combinados - CE 11



Ilustración 64. Indicadores combinados - CE 12

7. CONCLUSIONES

7.1. Conclusiones del Análisis Energético y Económico

Las comunidades energéticas escenifican un claro ejemplo de la integración necesaria para abordar los retos actuales. El empoderamiento de los ciudadanos y empresas conlleva la integración de más actores y establecer nuevas formas de relacionarse. Asimismo, la integración de diferentes tecnologías energéticas (tanto en la generación, como en el consumo de energía, así como en la gestión) es un reto y se abren nuevas oportunidades tecnológicas y de mercado. Las comunidades energéticas promueven un nuevo enfoque en la generación y consumo de la energía, en el que se trazan nuevos caminos y encajes.

Los resultados cuantitativos detallados del presente estudio confirman la gran potencialidad de esta nueva concepción de la tecnología. Vemos que, con las comunidades energéticas, podríamos doblar la capacidad de generación renovable in-situ que planteábamos en el primer estudio de potencialidad del autoconsumo en España (148.610 GWh totales respecto a los 65.180 GWh del primer estudio). Es cierto que, para este estudio, hemos incorporado otras tecnologías, especialmente en medio rural, además de la fotovoltaica, pero plantea un interesante apunte. La coordinación de esfuerzos ciudadanos puede dar una potencia inusitada a las tecnologías renovables y descentralizadas que, a día de hoy ya tenemos).

En esta línea, otra de las principales conclusiones que obtenemos es que la agregación de edificios de diferentes perfiles de consumo propicia el autoconsumo. Por esta razón, es favorable considerar mayores distancias entre edificios de una misma CE que las utilizadas al día de hoy por restricciones legales, y creemos necesario superar el límite de 500 metros planteados en la ley de autoconsumo compartido, para poder maximizar la implantación de comunidades con buenas sinergias.

La fotovoltaica es el sistema de producción más versátil en cuanto a su desempeño en zonas geográficas de diferentes condiciones de clima y de mejor rentabilidad económica. En CE urbanas, donde solamente se considera esta tecnología debido a su adaptabilidad al entorno existente, se verifica siempre una buena rentabilidad económica. Incluso en zonas climáticas caracterizadas por menores niveles de irradiación solar, donde la generación es menor y los beneficios económicos también lo son, se verifica una alta viabilidad de las inversiones.

En el entorno urbano, donde el tejido inmobiliario es más propicio a acciones de rehabilitación edificatoria, se verifica que los sistemas de generación fotovoltaica aportan beneficios económicos un gran número de CE, permitiéndoles emprender acciones de renovación de una porción significativa de edificios residenciales del país. Este punto es clave. Vemos que, fomentando las acciones de comunidades energéticas fotovoltaicas, podríamos “pagar” las rehabilitaciones energéticas en muchas partes del Estado Español (planteando estas inversiones como inversiones sin voluntad de rentabilidad, a TIR=0%). Las CE cuyos ahorro e ingresos no les permite invertir en la rehabilitación de edificios se concentran en la zona Atlántico-Norte del país, caracterizada por condiciones de irradiación solar menos favorables a la generación de energía fotovoltaica. Aunque, en estas zonas el ahorro energético por mejora de aislamiento ayuda a la recuperación energética de la inversión, la combinación entre este ahorro y el ahorro generado por la fotovoltaica no es suficiente para permitir que tengan suficiente viabilidad económica.

El desempeño y consecuente resultado económico de los aerogeneradores, únicamente considerados en entornos rurales por una cuestión de disponibilidad de espacio, son mucho más dependientes de las zonas geográficas en cuestión. La extrema dependencia de las condiciones locales, sumado al enfoque de gran escala que el sector ha emprendido, hace que los proyectos de menor escala puedan presentar rentabilidades bajas si las condiciones de viento no son óptimas. Sin embargo, se destaca que en regiones

en que se verifican buenas condiciones de viento, los aerogeneradores tienen un gran potencial energético y económico. Ejemplos como Eolpop (viere de l'aire del cel) lo confirman.

Se verificó que la combinación de sistemas de producción fotovoltaica y eólica, dentro de las restricciones impuestas al dimensionamiento de aerogeneradores, no es suficiente para garantizar la autosuficiencia de los municipios rurales (sin recurrir a sistemas de almacenamiento de energía, que no son considerados en el ámbito del análisis). En algunos casos, añadiendo sistemas de cogeneración de biomasa se puede alcanzar autosuficiencia energética pero únicamente si la biomasa disponible es suficiente.

Cuando sus sistemas de producción de energía son dimensionados desde una óptica de maximización del autoconsumo, las comunidades energéticas alcanzan elevados niveles de autoconsumo, solamente restringidos por las horas de irradiación solar. Asimismo, si son implementadas a una escala nacional, las CE abarcan una capacidad de producción que les permite ofrecer a la red una cantidad de energía excedente que conlleva un cambio significativo del mix eléctrico nacional, cambiando de este modo el paradigma energético nacional actual. Este cambio de producción tendrá importantes implicaciones sobre la red eléctrica global y, por lo tanto, creemos necesario empezar a caminar hacia esta nueva concepción de red descentralizada. Proyectos como el IREMEL, iniciado por IDAE y la OMIE, empiezan a plantear la transición en esa línea, aunque hacen falta esfuerzos mucho más importantes para conseguir la máxima entrada de comunidades energéticas y, a su vez, el menor impacto de las mismas en el sistema eléctrico nacional.

En términos ambientales, se verifica que el impacto del ciclo de vida de la producción de energía fotovoltaica es particularmente significativo cuando es comparado con las demás tecnologías de generación renovable. Sin embargo, su impacto de ciclo de vida es mucho menor en comparación con generación de energía del mix eléctrico actual y las emisiones provocadas por las fases de producción y de transporte de sus componentes son largamente compensadas durante sus años de operación, no dejando espacio para duda en relación a su beneficio ambiental.

7.2. Conclusiones del Análisis Ecosocial

- Tras la investigación se puede constatar que existe un gran interés en desarrollar e implementar la figura de las comunidades energéticas en el estado español.
- Las Comunidades Energéticas son una oportunidad para legislar de acuerdo con la normativa europea vigente, que remarca la necesidad de fomentar proyectos renovables comunitarios e impulsados por la ciudadanía.
- Las Comunidades Energéticas no pueden ser la excusa para seguir legislando, en el estado español, en favor de las grandes empresas promotoras, con un marcado carácter privado y/o especulativo.
- Hace falta acabar con los prejuicios que se han estado construyendo en relación a las renovables y trabajar los miedos que se han creado favorecido desde las administraciones y la normativa.
- Se ve la necesidad de implementar las Comunidades Energéticas en pequeñas poblaciones así como en áreas rurales o en aquellas zonas escasamente pobladas con el objetivo de fomentar el desarrollo local a partir de recursos básicos y endógenos y promover un cambio en el modelo energético comarcal.
- Las Comunidades Energéticas se presentan como una herramienta que permita impulsar un nuevo modelo energético descentralizado, justo, renovable y que permita cumplir con los acuerdos de descarbonización adoptados por el estado español para el año 2050.
- Por otro lado, se entiende que las Comunidades Energéticas responden a la necesidad de una participación real de la ciudadanía en el sistema energético como prosumidoras y prosumidores, con protagonismo en la toma de decisiones, a través de la democratización del ámbito energético y la soberanía energética local.

- Potenciar la demanda de energías renovables, la eficiencia y el consumo consciente para mitigar las consecuencias de la emergencia climática y favorecer la resiliencia de los territorios ante la crisis ecosocial.
- Todos los proyectos que han participado en la investigación han incidido en su perspectiva ecosocial, impulsando un nuevo modelo energético a través de la innovación social, la educación, la formación y la cooperación entre todos los actores: comunidades energéticas, Instituciones, empresas, entidades locales y ciudadanía.
- Las principales trabas a las que están haciendo frente las Comunidades Energéticas son burocráticas, en concreto, de índole administrativa y legal. Además, la falta de información y formación de la ciudadanía en materia energética limita en gran medida la participación.
- Urge clarificar, simplificar y agilizar los trámites administrativos para derribar barreras y apoyar desde las Administraciones (a todos los niveles) la constitución de este tipo de proyectos. Para ello, se reclaman ayudas en la financiación y campañas de promoción y sensibilización dirigidas a la ciudadanía.
- Urge desde la administración central y autonómica el dotar de herramientas suficientes (formación y financiación) a las entidades locales para que actúen como promotoras de las comunidades energéticas como está establecido en las Directivas Comunitarias y sin las que muchos proyectos no serían viables.
- Se considera necesario la redacción y publicación de documentos-guías diferenciadas destinadas a cada uno de los actores que participan en las Comunidades Energéticas: entidades locales (Diputaciones, Ayuntamientos grandes, medios y pequeños), pymes, cooperativas, ciudadanía, etc. Cada guía debe hacer énfasis en los diferentes roles de cada uno.
- Se considera imprescindible dotar de incentivos a las comunidades energéticas para que se constituyan como agentes contra la pobreza energética. La fuerte componente social que poseen la mayoría de los proyectos constituye una ventaja incuestionable.
- Se considera necesario establecer medidas de acompañamiento destinadas a fomentar la participación de las mujeres en los proyectos de comunidades energéticas, siendo recomendable incluirlo en la legislación que está desarrollándose.
- La tecnología más utilizada es la solar fotovoltaica por su sencillez, estado de desarrollo e implementación, viabilidad económica y facilidad de instalación.
- Si bien, y como se ha visto y desarrollado durante el estudio, los proyectos de utilización de tecnologías de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica son actualmente los más sencillos de concretar por diversas razones, eso no significa que proyectos con otras tecnologías no sean deseables. Los impactos ambientales (reducción de huella ecológica y de carbono, ocupación del territorio, etc) deben ser evaluados, y en un escenario en el que la legislación simplifique y promueva otras tecnologías, puede y sería deseable utilizar otras tecnologías renovables y/o instalaciones mixtas.
- Sería interesante remarcar la capacidad de las Comunidades Energéticas de generar empleo de calidad y especialmente en zonas con problemas de despoblación.

- La agregación de edificios de diferentes perfiles de consumo propicia el autoconsumo por lo que es favorable considerar mayores distancias entre edificios de una misma CE que las utilizadas al día de hoy por restricciones legales.
- La fotovoltaica es el sistema de producción más versátil en cuanto a su desempeño en zonas geográficas de diferentes condiciones de clima y de mejor rentabilidad económica. En CE urbanas, donde solamente se considera esta tecnología debido a su adaptabilidad al entorno existente, se verifica siempre una buena rentabilidad económica. Incluso en zonas climáticas caracterizadas por menores niveles de irradiación solar, donde la generación es menor y los beneficios económicos también lo son, se verifica una alta viabilidad de las inversiones.
- En el entorno urbano, donde el tejido inmobiliario es más propicio a acciones de rehabilitación edificatoria, se verifica que los sistemas de generación fotovoltaica aportan beneficios económicos un gran número de CE, permitiéndoles emprender acciones de renovación de una porción significativa de edificios residenciales del país. Las CE cuyos ahorros e ingresos no les permite invertir en la rehabilitación de edificios se concentran en la zona Atlántico-Norte del país, caracterizada por condiciones de irradiación solar menos favorables a la generación de energía fotovoltaica.
- El desempeño y consecuente resultado económico de los aerogeneradores, únicamente considerados en entornos rurales por una cuestión de disponibilidad de espacio, son mucho más dependientes de las zonas geográficas en cuestión. Al contrario de la fotovoltaica, la inversión en tecnología de generación de energía a través del viento no resulta viable económicamente, por lo que su aplicación carece de una evaluación más cuidada de las condiciones de viento de la zona a que se destina. Sin embargo, se destaca que en regiones en que se verifican buenas condiciones de viento, los aerogeneradores tienen un gran potencial energético y económico.
- Se verificó que la combinación de sistemas de producción fotovoltaica y eólica, dentro de las restricciones impuestas al dimensionamiento de aerogeneradores, no es suficiente para garantizar la autosuficiencia de los municipios rurales (sin recurrir a sistemas de almacenamiento de energía, que no son considerados en el ámbito del análisis). En algunos casos, añadiendo sistemas de cogeneración de biomasa se puede alcanzar autosuficiencia energética pero únicamente si la biomasa disponible es suficiente.
- Cuando sus sistemas de producción de energía son dimensionados desde una óptica de maximización del autoconsumo, las comunidades energéticas alcanzan elevados niveles de autoconsumo, solamente restringidos por las horas de irradiación solar. Asimismo, si implementadas a una escala nacional las CE abarcan una capacidad de producción que les permite ofrecer a la red una cantidad de energía excedente que conlleva un cambio significativo del mix eléctrico nacional, cambiando de este modo el paradigma energético nacional actual.
- En términos ambientales, se verifica que el impacto del ciclo de vida de la producción de energía fotovoltaica es particularmente significativo cuando comparado con las demás tecnologías de generación renovable. Sin embargo, su impacto de ciclo de vida es mucho menor en comparación con generación de energía del mix eléctrico actual y las emisiones provocadas por las fases de producción y de transporte de sus componentes son largamente compensadas durante sus años de operación, no dejando espacio para duda en relación a su beneficio ambiental.

ANEXOS

ANEXO A. Cuestionario para el mapeo de comunidades energéticas en el estado español

1. ¿Cómo se llama el proyecto?
2. ¿Cuándo surgió?
3. ¿Dónde está ubicado?
4. ¿Por qué decidisteis crear una comunidad energética?
5. ¿El proyecto se basa en ideas preexistentes y testadas? (en caso afirmativo, cuál/cuáles)
6. ¿Os inspirásteis en alguna comunidad energética existente? (en caso afirmativo, cuál)
7. ¿El proceso de creación ha sido participativo? (en caso afirmativo, ¿podrías desarrollarlo?)
8. Con respecto a la participación, ¿habéis necesitado externalizar el proceso participativo? ¿Habéis contado con alguna entidad para que os acompañe en el proceso? ¿Habéis invertido económicamente en ello?
9. ¿Cuántas personas participáis?
10. ¿Tenéis ya alguna figura legal? (en caso afirmativo, cuál)
11. ¿Hay otras participaciones?
 - 11.1. Ciudadanía
 - 11.2. Otras entidades/asociaciones
 - 11.3. Empresas
 - 11.4. Instituciones
 - 11.5. Otras
12. En relación a la pregunta anterior, si habéis marcado alguna respuesta afirmativamente, ¿podéis concretar más? ¿Cuáles son esas participaciones? ¿Desde cuándo participan? ¿Cómo lo hacen?
13. ¿Habéis recibido apoyo por parte de las Instituciones? (en caso afirmativo, qué tipo de apoyo y por parte de qué Institución)
14. ¿Qué figura/definición encaja más con vuestro proyecto?
 - 14.1. Comunidades Locales de Energía
 - 14.2. Comunidades de Energía Renovables
 - 14.3. Comunidades Ciudadanas de Energía
 - 14.4. Otra
15. En relación a la pregunta anterior, si has marcado la figura “otra”, ¿puedes concretar más?
16. ¿Vuestra actividad se desarrolla alrededor de qué tipo de energía?
 - 16.1. Eléctrica
 - 16.2. Térmica
 - 16.3. Ambas: eléctrica y térmica
17. ¿Qué tipo de tecnología utilizáis? ¿Por qué habéis elegido ese tipo de tecnología?
 - 17.1. Fotovoltaica
 - 17.2. Solar térmica
 - 17.3. Eólica
 - 17.4. Biomasa
 - 17.5. Mixta
 - 17.6. Otra
18. En relación a la pregunta anterior, ¿por qué habéis elegido ese tipo de tecnología? Si utilizáis “otra” tecnología, ¿podrías especificar cuál?
19. ¿Cuáles son los objetivos principales de vuestra comunidad?
 - 19.1. Económicos
 - 19.2. Sociales
 - 19.3. Medioambientales

- 19.4. Otros
- 20. En relación a la pregunta anterior, ¿por qué tenéis esos objetivos? Si habéis marcado “otros”, ¿podrías especificar cuáles?
- 21. ¿En qué punto se encuentra vuestro proyecto?
- 22. ¿Cuál es vuestro modelo de negocio?
- 23. ¿Cómo se sostiene económicamente el proyecto?
- 24. ¿Es un proyecto con o sin ánimo de lucro? ¿Por qué? En caso de ser sin ánimo de lucro, ¿a qué fin destinaréis los beneficios?
- 25. ¿Ha sido necesario invertir en investigación y desarrollo? (en caso afirmativo, ¿podrías desarrollarlo?)
- 26. ¿Ya estáis desarrollando vuestras actividades? (en caso afirmativo, cuáles?)
 - 26.1. Generación de energía
 - 26.1.1. Fotovoltaica
 - 26.1.2. Solar térmica
 - 26.1.3. Eólica
 - 26.1.4. Biomasa
 - 26.1.5. Mixta
 - 26.1.6. Otra
 - 26.2. Autoproducción
 - 26.2.1. Fotovoltaica
 - 26.2.2. Solar térmica
 - 26.2.3. Eólica
 - 26.2.4. Biomasa
 - 26.2.5. Mixta
 - 26.2.6. Otra
 - 26.3. Distribución
 - 26.3.1. Fotovoltaica
 - 26.3.2. Solar térmica
 - 26.3.3. Eólica
 - 26.3.4. Biomasa
 - 26.3.5. Mixta
 - 26.3.6. Otra
 - 26.4. Consumo
 - 26.4.1. Fotovoltaica
 - 26.4.2. Solar térmica
 - 26.4.3. Eólica
 - 26.4.4. Biomasa
 - 26.4.5. Mixta
 - 26.4.6. Otra
 - 26.5. Almacenamiento de energía
 - 26.6. Fotovoltaica
 - 26.7. Solar térmica
 - 26.8. Eólica
 - 26.9. Biomasa
 - 26.10. Mixta
 - 26.11. Otra
- 27. ¿Ya estáis desarrollando vuestras actividades? (en caso afirmativo, ¿podrías marcarlas?)
 - 27.1. Agregación de la demanda
 - 27.2. Prestación de servicios: eficiencia energética
 - 27.3. Prestación de servicios: punto de recarga de vehículo eléctrico

- 27.4. Empoderamiento ciudadano
 - 27.5. Cultura energética
 - 27.6. Participación comunitaria
 - 27.7. Otras
28. En relación a la pregunta anterior, si habéis marcado "otras", ¿podrías especificar cuáles?
 29. ¿Por qué habéis decidido desarrollar esas actividades?
 30. ¿Qué tipo de recursos tecnológicos utilizáis?
 - 30.1. Físicos
 - 30.2. Digitales/virtuales
 31. En relación a la pregunta anterior, ¿por qué habéis decidido utilizar ese tipo de recursos? ¿Podrías especificar más cuáles son en cada caso?
 32. ¿Cuáles son los próximos pasos/objetivos del proyecto?
 33. ¿Cómo se toman o tomarán las decisiones dentro del proyecto? ¿Y dentro de la comunidad energética?
 34. ¿Tenéis en cuenta otros indicadores más allá de los energéticos en vuestro proyecto? ¿Cuáles son? ¿En todas las fases del proyecto?
 35. ¿Consideráis que vuestro proyecto tiene una perspectiva ecosocial? ¿Por qué?
 36. ¿Consideráis que vuestro proyecto tiene una perspectiva feminista y/o ecofeminista y/o con perspectiva de género? ¿Por qué?
 37. ¿Cuáles son los beneficios para el entorno de vuestro proyecto?
 38. ¿Estáis en contacto con otras comunidades energéticas? (En caso afirmativo, ¿cuáles?)
 39. ¿Cuáles han sido las principales trabas/barreras que os habéis encontrado a la hora de crear/implementar el proyecto? (A nivel administrativo, legal, económico, social, técnico, tecnológico, participativo, etc.)
 40. ¿Qué consideráis que se necesita en el estado español/CCAA/entidades locales/Ayts. para potenciar las comunidades energéticas? (A nivel administrativo, legal, económico, social, técnico, tecnológico, participativo, etc.)
 41. ¿Cuáles consideráis que son los principales puntos fuertes u oportunidades que tienen las comunidades energéticas?
 42. Si consideráis que no hemos abordado alguna cuestión importante en el cuestionario, os dejamos este espacio para ello...

A. Entrevista

Desde Amigxs de la Tierra están realizando la investigación "*Análisis del impacto energético y socioeconómico de las comunidades energéticas renovables en el estado español*", continuación de otra que hicieron más centrada en autoconsumo.

En esta ocasión, la investigación contará con una parte económico-técnica y otra ecosocial. Esta segunda parte es la que coordinamos desde la cooperativa lasgaya. Tras el cuestionario que rellenásteis para formar parte de un mapeo con el fin de conocer en profundidad, así como determinar, las potencialidades de las comunidades energéticas en el estado español, queremos profundizar un poco más en algunos aspectos de vuestra iniciativa.

Para ello, os proponemos esta entrevista, online por las circunstancias actuales, que abordará aspectos más concretos de vuestro proyecto en 4 ejes: social, ecológico, económico y de género (transversal a los otros 3).

EJE SOCIAL

1. Participación / Gobernanza / Democracia
 - a. ¿Hay participación real y efectiva de todas las personas que forman parte del proyecto? ¿Cómo lo determináis? En caso negativo, ¿cuáles consideráis que son los factores por los que no se da esa participación?
 - b. ¿Cómo se fomenta la participación interna dentro del proyecto? ¿Y externamente?
 - c. ¿Hay un grupo específico para fomentar dicha participación?
 - d. ¿Cómo se toman las decisiones internamente (ej.: asambleas, Consejo Rector, verticalmente, etc.)?
 - e. ¿Se ha implementado algún tipo de mecanismo de gobernanza (ej.: sociocracia)?
 - f. ¿La participación es equitativa? ¿Es una participación inclusiva? ¿Y diversa?
2. Educación / Formación / Capacitación
 - a. Dentro del proyecto, ¿hay trasvase de conocimientos, saberes y formación entre las personas que lo conformáis?
 - b. ¿Existen o se han planteado grupos de formación/ capacitación en el proyecto? ¿Serían internos o también públicos? ¿A quiénes van dirigidos?
 - c. ¿Qué herramientas y canales utilizáis para ello?
 - d. ¿La formación tiene una perspectiva ecosocial? ¿Y de género? ¿Por qué? ¿Cómo la habéis incorporado? ¿Habéis contado con apoyo externo para ello?
 - e. ¿Tenéis convenios formales/informales o acuerdos de colaboración con centros educativos, centros formativos o algún otro espacio de formación?
3. Acceso democrático
 - a. ¿Todas las personas del proyecto tienen igual derecho de acceso a la tecnología? ¿Y a la propia energía?
 - b. ¿Habéis tenido que superar alguna barrera, por ejemplo: brecha digital?
 - c. ¿Habéis implementado alguna herramienta para democratizar el acceso?
4. Autoconsumo (*% de autoconsumo en relación al consumo total de energía*)
 - a. ¿Cuál es o está estimado que sea el % de autoconsumo en relación al consumo total de energía?
 - b. ¿Es igual para todas las personas que forman parte del proyecto? ¿Y equitativo?
 - c. ¿Se ha determinado qué hacer con los ingresos resultantes de la actividad (cuando existan)? ¿Dichos beneficios se reinvierten en la propia comunidad o se reparten entre las personas que participan en el proyecto? En el segundo caso, ¿cómo se realiza o realizaría ese reparto?
5. Soberanía energética (*entendida como el derecho de los individuos conscientes, las comunidades y los pueblos a tomar sus propias decisiones respecto a la generación, distribución y consumo de energía, de modo que estas sean apropiadas a sus circunstancias ecológicas, sociales, económicas y culturales, siempre y cuando no afecten negativamente a terceros*)
 - a. ¿Es la soberanía energética uno de los objetivos del proyecto? ¿Por qué?
 - b. ¿Habéis o tenéis determinada la reducción de la dependencia energética externa?
 - c. ¿Está presente el respeto de la soberanía energética de terceros en el proyecto?
6. Participación en el mercado eléctrico (*cantidad de energía excedente exportada para la red*)
 - a. ¿Cuál es o está estimado que sea el % de energía exportada en relación a la generación total de energía anual?
 - b. ¿Y en términos absolutos (kWh/año)?
7. Cooperativismo

- a. ¿El proyecto se articula como una cooperativa o entorno a ella? En caso afirmativo, ¿qué tipo de cooperativa?
 - b. ¿Por qué se decidió este tipo de modelo asociativo/empresarial?
 - c. ¿Todas las personas del proyecto son cooperativistas?
 - d. Si hay personas contratadas, ¿están contratadas por cuenta ajena o son socias-os trabajadoras-es?
 - e. ¿Contáis con un reglamento interno dentro
 - f. ¿Qué relaciones tenéis con otras entidades o cooperativas (ej.: MES, REAS, CEPES, etc.)?
8. Economía social y solidaria
- a. ¿El proyecto apuesta por la ESS? En caso afirmativo, ¿cómo lo hace?
 - b. ¿Cuenta con herramientas, internas o externas, para evaluar el trabajo realizado (ej.: balance social)
 - c. ¿La contratación de servicios sigue los principios de la ESS? ¿Y la adquisición de productos? ¿Qué criterios se utilizan para ello?
 - d. ¿Formáis parte de alguna red/entidad de la ESS?
 - e. ¿Se fomenta la ESS interna y externamente? Si es afirmativo, ¿se hace en el ámbito energético o también en otros ámbitos? ¿Cuáles?
9. Pobreza energética
- a. ¿Se ha tenido en cuenta la pobreza energética en el proyecto?
 - b. ¿Se favorece la reducción/eliminación de la pobreza energética, o se tiene previsto hacerlo, en personas/familias en situación de vulnerabilidad?
 - c. ¿Hay o se tiene previsto algún mecanismo para ello? ¿Cuál(es)?
 - d. ¿Se ha tenido en cuenta la perspectiva de género? ¿Cómo?
 - e. ¿Se tiene en cuenta la pobreza energética a la hora de favorecer la inclusión de personas en situación de vulnerabilidad en el proyecto? ¿Y en la formación?

EJE ECOLÓGICO

1. Ciclo de vida / Impacto de las actividades / Huella ecológica
- a. Determinar la huella ecológica y/o el ciclo de vida del proyecto ha sido un objetivo focal del mismo? ¿Por qué?
 - b. ¿Os resulta u os ha resultado fácil hacerlo? ¿Cuáles han sido las principales dificultades para ello?
 - c. ¿Habéis contado o contáis con formación para ello?
 - d. ¿Tenéis en el proyecto alguna herramienta para determinar el ciclo de vida del propio proyecto? ¿Y de los procesos? ¿Y de los servicios? ¿Y de los materiales empleados? En caso afirmativo, ¿cuáles(es)?
 - e. ¿Utilizáis algún tipo de indicador ecológico?
 - f. ¿Qué peso ha tenido el impacto de las actividades a la hora de poner en marcha el proyecto? Por ej. en caso de una planta FV en tierra de cultivo, ¿se ha pavimentado el suelo o se ha optado por otra alternativa? En el caso de la biomasa, ¿se está utilizando materia orgánica que se podría utilizar para otros usos?
2. Introducción de generación renovable (*Cantidad de energía renovable adicional disponible por año (kWh/año)*)
- a. ¿Cuál es o está estimada que sea la generación total de energía eléctrica renovable por año (kWh/año)?

- e. ¿Tenéis relaciones con otras organizaciones/entidades que trabajan con comunidades que han sufrido el saqueo y acaparamiento de sus tierras, la violencia, los desplazamientos forzados, etc.? ¿Cómo incorporáis esta perspectiva a vuestro proyecto? ¿Lo hacéis también con una mirada feminista?
8. Reducción de GEI (Gases Efecto Invernadero), principalmente CO2
- a. ¿Las emisiones de GEI fue uno de los factores que determinaron el tipo de tecnología empleada en el proyecto? ¿Por qué? ¿De qué manera? ¿Habíais valorado otro tipo de tecnología?
 - b. ¿Cuál es o está estimado que sea el ahorro anual en emisiones de GEI?
 - c. ¿En la elección de la tecnología empleada en el proyecto tuvisteis en consideración las emisiones de GEI desde una perspectiva de ciclo de vida? (Es decir, ¿fueran también consideradas las emisiones de GEI resultantes de la producción de los recursos tecnológicos necesarios a vuestra actividad, las emisiones de GEI que supondrá el tratamiento de esos recursos en el final de su ciclo de vida - emisiones resultantes de procesos de reciclaje, incineración y/u otros - y las emisiones resultantes del transporte de esos recursos?)
 - d. En caso de que la respuesta a la pregunta anterior sea positiva: ¿Cuál es o está estimado que sea el ahorro neto en emisiones de GEI a lo largo del ciclo de vida (CO2-eq o %)? y/o ¿Cuál es o está estimado que sea el tiempo de retorno de emisiones de GEI? (es decir, si vuestra actividad resulta en ahorros de GEI, cuantos años de actividad son necesarios hasta que se compensen las emisiones resultantes de la producción y otras fases de vida de los recursos que utilizáis?

EJE ECONÓMICO

- 1. Reducción en gasto por consumo eléctrico (ahorro económico debido a autoconsumo de energía eléctrica)
 - a. ¿Cuál es o está estimado que sea el ahorro económico anual resultante del autoconsumo de energía eléctrica (€/año)?
 - b. ¿Qué porcentaje del coste de energía eléctrica representa ese ahorro anual?
- 2. Ingresos por venta de excedente de energía autoproducida (€)
 - a. ¿Cuál es o está estimado que sea el ingreso anual resultante de la venta de energía eléctrica (€/año)?
- 3. Reducción en coste de generación medio (EUR/kWh)
 - a. Si la actividad supone la reducción del coste de un proceso de generación de energía ya existente, ¿cuál es o está estimada que sea la reducción en el precio de generación de energía (%)?
- 4. Reducción en tarifas a usuarios finales - si vuestra actividad supone la compra/venta de energía a un precio más asequible:
 - a. ¿Cuál es o está estimada que sea la reducción de la tarifa de potencia suministrada (%)?
 - b. ¿Cuál es o está estimada que sea la reducción de la tarifa de energía (%)?
- 5. Período de retorno y Tasa Interna de Retorno (TIR) estimados
 - a. ¿El despliegue de vuestra actividad supuso inversión privada, pública o mixta? (En caso de mixta concretar porcentajes)
 - b. ¿Cuál es el tiempo de retorno de inversión estimado?
 - c. ¿Cuál es la TIR estimada de la inversión en vuestra actividad?

6. ¿Cuál fue el coste total de la inversión para vuestro proyecto?

EJE DE GÉNERO

1. Roles de género / División sexual del trabajo
 - a. ¿Cómo se ha distribuido el trabajo dentro del proyecto?
 - b. ¿Se han tenido en cuenta los roles de género tradicionales para ello? En caso afirmativo, ¿cómo?
 - c. ¿Quiénes se ocupan de los cuidados?
 - d. ¿Las tareas dentro del proyecto son rotativas? ¿Qué criterios se han determinado para asignarlas?
 - e. ¿Hay equidad en los liderazgos internos dentro del proyecto (% toma de palabra por sexo, % de propuestas aprobadas y relaciones con otras entidades/Instituciones en función de sexo, etc.)?
 - f. ¿Existe equidad en los cargos representativos (más allá de los liderazgos internos)? ¿Cuántas mujeres hay en %/número?
 - g. ¿Existe visibilidad pública de las mujeres que forman parte del proyecto (% apariciones públicas, % menciones en prensa, % en charlas o presentaciones, etc.)?
2. Participación real y efectiva de las mujeres
 - a. ¿Se han elaborado protocolos o se cuenta con mecanismos para fomentar la participación real y efectiva de las mujeres dentro del proyecto?
 - b. ¿Hay un plan de igualdad dentro del proyecto? En caso afirmativo, ¿quiénes han participado en su elaboración?
 - c. En la toma de decisiones, ¿todas las voces son escuchadas por igual independientemente de su sexo?
 - d. ¿Las mujeres han participado en todas las fases del proyecto (incluido el diseño técnico o la ejecución, por ejemplo)?
 - e. ¿El uso de la palabra en los diferentes espacios es paritario? ¿Ha sido necesario implementar algún tipo de herramienta para ello?
 - f. ¿Se ha tenido en cuenta a la hora de seleccionar las empresas instaladoras/proveedoras/servicios que haya una proporción mínima de mujeres o que sean empresas que incluyan en su visión corporativa la perspectiva de género (gafas violetas)?
3. Uso de los tiempos - La participación en la construcción de la nueva comunidad energética conlleva un tiempo de implicación y, en muchos casos, menor tiempo libre para las mujeres implicadas porque los trabajos de cuidados (familia, comunidad, etc.) no están siendo re-valorizados ni repartidos tanto a nivel privado como público.
 - a. ¿La implicación de todas las personas ha sido remunerada o voluntaria (activismo)?
 - b. ¿Algunas actividades han sido remuneradas y otras no? En caso afirmativo, ¿cuáles han sido remuneradas y cuáles no? ¿Quiénes desarrollaban cada tipo de actividad?
 - c. ¿Se han determinado cuáles son las tareas invisibilizadas pero que son una parte fundamental del proyecto?
 - d. Dentro del proyecto, ¿cómo se distribuyen las tareas invisibilizadas (limpieza de los espacios de reunión/cuidados, tareas de cuidados, toma de actas, etc.)?
 - e. A la hora de fijar las reuniones, ¿se tienen en cuenta los horarios de todas las personas implicadas en el proyecto?

- f. ¿Hay conciliación real? ¿Hay espacios adaptados para los cuidados? ¿Se han promovido o se están promoviendo actividades formativas/informativas/reflexivas sobre igualdad, cuidados, etc.?
- 4. Acceso y control de los recursos (económicos y energéticos)
 - a. ¿Se está accediendo de manera paritaria al control de los recursos económicos y financieros?
 - b. ¿Y en el caso de los recursos energéticos?
 - c. ¿Se ha determinado o proyectado cómo se repartirán los recursos energéticos disponibles dentro de la comunidad?
 - d. ¿Se priorizará algún tipo de necesidad/uso?
 - e. En el caso de personas/familias en situación de vulnerabilidad, ¿hay mecanismos para compensar esas desigualdades (sean económicas y/o energéticas)?
- 5. Necesidades prácticas
 - a. ¿Se han tenido en cuenta las necesidades/roles asignados por el sistema de las mujeres a la hora de planificar las instalaciones o el proyecto energético? ¿Cómo?
- 6. Necesidades estratégicas de género
 - a. ¿Se ha tenido en cuenta en la fase semilla y de diseño que los usos incluyan a las mujeres y en concreto a las mujeres con mayores necesidades (estratégico) o en situaciones de vulnerabilidad?
- 7. Participación de las mujeres en el tejido social
 - a. ¿Se ha contado con grupos de mujeres/asociaciones feministas de la zona? ¿En qué fases?
 - b. ¿Se ha planteado la participación recíproca, es decir, que las personas que participan en el proyecto, también participen en dichas entidades y, sobre todo, en sus objetivos?
 - c. ¿Se tiene pensado tener un grupo específico feminista (o de mujeres) en el proyecto? ¿Sería mixto o no mixto?
 - d. ¿Se ha planteado contar o ya se cuenta con un grupo que trabaje la deconstrucción patriarcal y las nuevas masculinidades?

B.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Aguasol, «Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales,» Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, 2019.
- [2] M. Gancheva, S. O'Brien, N. Crook y C. Monteiro, «Models of Local Energy Ownership and the Role of Local Energy Communities in Energy Transition in Europe,» Commission for the Environment, Climate Change and Energy, European Union, 2018.
- [3] A. Hannoset, L. Peeters y A. Tuerk, «Energy Communities in the EU -Task Force Energy Communities (D3.12.d) - Intensys4EU project,» BRIDGE Task Force Energy Communities Horizon 2020, 2019.
- [4] Energy Cities; Friends of the Earth, Europe; Greenpeace; REScoop.EU, «Unleashing the power of community renewable energy,» Belgium, December 2018.
- [5] Aguasol, «Comunitats Energètiques Locals en L'Àmbit Rural,» Associació LEADER, Barcelona, 2020.
- [6] REScoop.eu, «REScoop.eu,» [En línea]. Available: www.rescoop.eu. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [7] A. Caramizaru y A. Uihlein, «Energy communities: an overview of energy and social innovation,» EUR 30083 EN, Publications Office of the European Union, ISBN 978-92-76-10713-2, doi:10.2760/180576, JRC11943, Luxembourg, 2020.
- [8] M. Oteman, M. Wiering y J.-K. Helderma, «The institutional space of community initiatives for renewable energy: A comparative case study of the Netherlands, Germany and Denmark,» *Energy, Sustainability and Society*, nº 4(1):11, 2014.
- [9] I. Capellán-Pérez, Á. Celador y J. Teres-Zubiaga, «Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain,» *Energy Policy.*, nº 123. 215-229. 10.1016/j.enpol.2018.08.064., 2018.
- [10] UE, «Diario oficial de la Unión Europea,» Junio 2018. [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&from=EN>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [11] S. D'Oca y e. al., «Technical, Financial, and Social Barriers and Challenges in Deep Building Renovation: Integration of Lessons Learned from the H2020 Cluster Projects,» *Buildings*, vol. 174; doi:10.3390/buildings812017, nº 8, 2018.
- [12] ERESEE, *Actualización e la Estrategia a Largo Plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España*, Madrid: Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, 2020.
- [13] Instituto Nacional de Estadística (INE), «Censo de 2011, INE,» [En línea]. Available: <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t20/e244/viviendas/p01/l0/&file=01011a.px#!tabs-tabla>.
- [14] Ministerio de Fomento, *Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España en desarrollo del Artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE.*, Junio 2014.
- [15] V. Beillan y e. al., *Barriers and drivers to energy-efficient renovation in the residential sector. Empirical findings from five European countries.*, Stockholm: ECEEE , 2011.
- [16] Ipsos Belgium; Navigant, *Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU*, Belgium: European Commission, November, 2019.

- [17] Fundación CARTIF, «Cityfied - Replicable and Innovative Future Efficient Districts and Cities,» [En línea]. Available: <http://www.cityfied.eu/news/press-releases/finding-solutions-for-boosting-the-energy-retrofitting-of-buildings-and-districts-in-the-cities-of-valladolid-and-malaga-spain.kl>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [18] J.-A. Zeitler, *H2020 – RentalCal – European rental housing framework for the profitability calculation of energy efficiency retrofitting investments*, Journal of Property Investment & Finance, Vol. 36 No. 1, pp. 125-131. <https://doi.org/10.1108/J>, 2018.
- [19] European Commission, *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity*, European Commission, COM(2016) 864 final 2, p.52. , 2016.
- [20] Global Alliance for Buildings and Construction; International Energy Agency; the United Nations Environment Programme, «2019 : Global status report for buildings and construction: Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector,» United Nations Environment Programme, 2019.
- [21] Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE), «Balances y consumos de energía final sectorizados y por tipo de energía en miles de toneladas equivalentes de petróleo (ktep),» [En línea]. Available: <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [22] Ministerio para la Transición Ecológica, «Borrador del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030,» 2019.
- [23] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2019,» Paris , 2019.
- [24] J. J. Cook, S. Forrester, B. Grunwald, J. Heeter, C. Henry y M. Shah, «Up to the Challenge: Communities Deploy Solar in Underserved Markets,» National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72575., Golden, CO, 2019.
- [25] Aguasol; Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC); InnoEnergy Iberia, «Residential Retrofits at district scale: Business Models under Public Private Partnerships,» EIT InnoEnergy, ISBN 978-84-09-07914-8, 2018.
- [26] M. e. a. Reig, «Delimitación de áreas rurales y urbanas a nivel local - Demografía, coberturas del suelo y accesibilidad,» Informes 2016 – Economía y sociedad, Fundación BBVA, Madrid, 2016.
- [27] RURAL ES - Programa de Desarrollo Rural Sostenible, «PROGRAMA DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (2010-2014) - SITUACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL MEDIO RURAL EN ESPAÑA,» Gobierno de España, Madrid.
- [28] Aguasol, «Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios. Estudio técnico PER 2011-2020,» Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, 2011.
- [29] EUROSTAT, «Healthcare resource statistics,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Healthcare_resource_statistics_-_beds. [Último acceso: Octubre 2020].
- [30] Ministerio de Sanidad, «Número de centros de salud y consultorios de Atención Primaria del Sistema Nacional de Salud (SNS), tasa por 100.000 habitantes según comunidad autónoma,» [En línea]. Available: <https://www.mscbs.gob.es/estadEstudios/sanidadDatos/tablas/tabla16.htm> . [Último acceso: Octubre 2020].
- [31] Agencia Europa Press, «EpData.es,» [En línea]. Available: <https://www.epdata.es/numero-centros-no-universitarios-provincia/9ae2bf59-e250-417c-b876-225d702dc707>. [Último acceso: Septiembre 2020].
- [32] Ministerio de Fomento, *Documento Básico HE. Ahorro de Energía*, 2017.
- [33] Red Eléctrica de España, *Vehículo Eléctrico*, Madrid: Red Eléctrica de España, 2019.
- [34] European Commission Science Hub, «PVGIS,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.

[Último acceso: Octubre 2020].

- [35] GeoPy, «Geopy's Documentation,» [En línea]. Available: <https://geopy.readthedocs.io/en/stable/>.
- [36] Global Wind Atlas, [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Último acceso: Octubre 2020].
- [37] Aranzada, Argongra, E. d. Montes y I. Agrícola, «Evaluación del potencial de energía de la biomasa. Estudio Técnico PER 2011-2020,» Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, 2011.
- [38] M. Wegener y e. al., «Biomass-based CCHP supporting Heat Pump systems: A methodologic approach and model for techno-economic optimization under changing climate conditions,» Energy Conversion and Management, Volume 223, 1, Stockholm, 2020.
- [39] J. Castellano y M. Torrent, «Centrales eléctricas microhidráulicas: Aplicación en una Zona Rural Subdesarrollada».
- [40] Ministerios de Industria, Energía y Turismo; Ministerio de Fomento, «Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España,» Documento Reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), Madrid, 2016.
- [41] European Commission, «Commission Recommendation of 9 April 2013 on the use of common methods to measure and communicate the life cycle environmental performance of products and organisations,» Official Journal of the European Union, Brussels, Belgium, 2013.
- [42] O. Edenhofer et al., «Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change,» 2014.
- [43] Aiguasol, «Deliverable D5.2.2[a]: Report on Environmental Impact Assessment,» PLUG-N-HARVEST: PLUG-N-play passive and active multi-modal energy HARVESTing systems, circular economy by design, with high replicability for Self-sufficient Districts & Near-Zero Buildings 768735, H2020-EEB-2017, 2019.
- [44] K. Treyer, «Electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted, ES, Allocation, APOS,» ecoinvent database version 3.5.
- [45] K. Treyer, «Electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si, ES, Allocation, APOS,» ecoinvent database version 3.5.
- [46] K. Treyer, «Electricity production, wind, <1MW turbine, onshore, ES, Allocation, APOS,» ecoinvent database version 3.5.
- [47] K. Treyer, «Heat and power co-generation, wood chips, 6667kW, state-of-the-art 2014, ES, Allocation, APOS,» ecoinvent database version 3.5.
- [48] ENTRANZE, «No Policies to Enforce the Transition to Nearly Zero Energy Buildings in the EU-27,» 2019. [Online]. Available: <http://www.entranze.enerdata.eu/>. [Accessed: 18-Oct-2019].