



Universidad de Sevilla

Escuela politécnica Superior de Ingeniería

Doble Grado en Ingeniería Eléctrica e Ingeniería  
Mecánica



# Análisis de la estrategia óptima de implantación en comunidades energéticas e influencia de la tecnología V2G en estas: Aplicación a la ciudad de Sevilla

**ALUMNO:** Álvaro García Rodríguez

**ESPECIALIDAD:** Doble Grado en Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica

**TUTOR:** Juan Carlos Bravo Rodríguez

**CONVOCATORIA:** Primera convocatoria de 2021



ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA SUPERIOR DE SEVILLA  
Análisis de la estrategia óptima de implantación en comunidades  
energéticas e influencia de la tecnología V2G en estas:  
Aplicación a la ciudad de Sevilla



Agradecimientos: A mis padres, por ser mi ejemplo a seguir y mis referentes en la vida.

Autor: Álvaro García Rodríguez



**RESUMEN:**

El Sistema Eléctrico de Potencia se encuentra actualmente ante grandes retos, la transición ecológica, la electrificación de la movilidad y la saturación del sistema de transporte eléctrico. Entre las distintas soluciones tenemos la “comunidad energética”, objeto de este trabajo de investigación.

En el presente documento, se contextualiza la comunidad energética, explican sus beneficios y se realiza una propuesta mercantil de macro comunidad con la empresa privada municipal como núcleo del que parte la comunidad. Posteriormente se aplica esta propuesta, mediante un modelo, a la ciudad de Sevilla con el fin de estudiar su repercusión y se analiza el impacto de la movilidad eléctrica y la tecnología de carga bidireccional “V2G” en la comunidad propuesta. Finalmente se realiza un estudio de caso límite de Sevilla al completo como una macro comunidad energética.



## Índice

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. Antecedentes y motivación	9
1.2. Estructura del TFG	11
1.3. Objetivo principal del TFG	12
1.4. Objetivos de investigación	13
1.5. Contribución al conocimiento	14
1.6. Software utilizado y modelos realizados	15
2. PROPUESTA DE COMUNIDAD ENERGÉTICA	16
2.1. Motivación	16
2.2. Regulación legal de los mercados eléctricos locales	18
2.2.1. Actual	18
Marco normativo	18
2.2.2. Cambios propuestos	19
2.3. Propuesta diseñada	20
2.3.1. Definición de comunidad energética y resumen de la propuesta.	20
Definición de comunidad energética según la UE	20
Resumen de la propuesta	20
2.3.2. Estructura de la comunidad y justificación	21
Estructura de la comunidad	21
Justificación	22
2.3.3. Núcleo	24
2.3.4. Nuevas incorporaciones y requisitos de adhesión	26
2.3.5. Gestión de la comunidad	27
Sistema de reparto	27
Tecnología de gestión	27
2.4. Tecnología de carga bidireccional “V2G” como motor del cambio	29
Limitaciones	30
Oportunidades	30
3. CASO PRÁCTICO: SEVILLA COMO COMUNIDAD ENERGÉTICA	33
3.1. Motivación	33
3.2. Modelado y recopilación de datos	34
Hoja “Inputs”	35
Hoja “Demografía”	38



Hoja “V2G”	39
Hoja “Clima”	41
Hoja “Generación”	44
Hoja “Consumos”	45
Hoja “PotencialInicial”	46
Hoja “Balance de Potencia”	47
Hoja “Resultados”	49
3.3. Cálculos y resultados	51
Cálculo de la generación fotovoltaica óptima para un consumo dado	52
Cálculo de la relación óptima entre ingresos con generación e ingreso de consumidores en la comunidad	55
Cálculo de almacenamiento estacionario óptimo en función de la potencia instalada y la curva de descarga de las baterías	57
Cálculo comparativo entre sistema ESS y sistema V2G	60
Cálculo comparativo entre movilidad eléctrica con tecnología V2G y sin V2G	62
Cálculo en el que se aplican los resultados anteriormente obtenidos a la totalidad de la ciudad y estudio de los resultados	65
Cálculo final en el que se aplican las condiciones límite con V2G	68
Implicaciones en la energía importada de la red eléctrica	68
Resultado económico	70
3.4. Discusión de resultados	72
4. CONCLUSIONES	74
5. BIBLIOGRAFÍA.	75
6. GLOSARIO	77
7. ANEXOS	78

Anexo I: Autoconsumo colectivo.

Anexo II: Compensación simplificada.

Anexo III: Modos de conexión.



## Índice de ilustraciones y tablas

Ilustración 1. Esquema de las sinergias de los retos del SEP. ....	9
Ilustración 2. Número de iniciativas de comunidades energéticas en la UE. ....	10
Ilustración 3. Modelo empresarial cooperativo de servicios energéticos. [1].....	17
Ilustración 4. Tipos de despliegue típico en comunidades energéticas.[9] .....	24
Ilustración 5. Gestión mediante VPP para realizar servicios de agregación.[10].....	25
Ilustración 6. Evolución del precio de las celdas y los sistemas de almacenamiento ion-Litio [12].....	29
Ilustración 7. Oportunidades de negocio en operación de flotas V2G (CENEX) .....	30
Ilustración 8. Periodos de tarifa 2.0 TD. Fuente BOE. Ilustración realizada por Selectra. ....	34
Ilustración 9. Evolución de los precios de módulos FV. [14] .....	37
Ilustración 10. Evolución del parque de vehículos eléctricos en España. [16] .....	39
Ilustración 11. Disponibilidad V2G.....	40
Ilustración 12. Visualización de la operación de las baterías en el modelo.....	47
Ilustración 13. Ejemplo de consumo mensual utilizado en la simulación (MWh) .....	52
Ilustración 14. Promedio de ratio ingresos/coste de la instalación fotovoltaica respecto a la potencia instalada .....	53
Ilustración 15. Porcentaje de energía directamente auto consumida respecto a la potencia instalada. ....	54
Ilustración 16. Porcentaje de autoconsumo directo respecto a potencia instalada. Consumo de 60.000 viviendas .....	55
Ilustración 17. Incremento de autoconsumo respecto a capacidad del sistema ESS según curva de descarga.....	57
Ilustración 18. Reducción del número de ciclos con el incremento de la capacidad instalada con curva de descarga 0,5C.....	58
Ilustración 19. Comparativa de nº de ciclos realizados según potencia instalada a igual consumo. ....	58
Ilustración 20. Comparativa de ahorro/coste entre V2G y ESS .....	61
Ilustración 21. Consumo diario de los vehículos eléctricos.[17] .....	62
Ilustración 22. Comparativa entre los promedios de la curva de carga horaria anual. .	62
Ilustración 23. Superficie disponible y potencia pico potencial.[17] .....	65
Ilustración 24. Ratio ahorro vs coste con todo el consumo de Sevilla. ....	66
Ilustración 25. Consumo horario con máxima instalación fotovoltaica y operación de flota V2G. ....	68
Ilustración 26. Curva de carga horaria con operación V2G y recarga inteligente.....	69
Ilustración 27. Reparto de consumo por recarga de vehículos eléctricos .....	69
Ilustración 28. Diferencia entre consumos de la red eléctrica.....	70
<hr/>	
Tabla 1. Resumen de requisitos de ingreso en la comunidad .....	26
Tabla 2. Evaluación de los servicios potenciales del V2G. (CENEX).....	31
Tabla 3. Leyenda - Evaluación de los servicios potenciales del V2G. (CENEX) .....	32
Tabla 4. Datos de cálculo iniciales .....	35
Tabla 5. Escenarios de estudio .....	36
Tabla 6. Evolución de precios FV, ESS y V2G.....	36



Tabla 7. Número de núcleos familiares por composición.[15].....	38
Tabla 8. Histórico de días nubosos (AEMET) [18].....	43
Tabla 9. Ejemplo de cálculo de generación máxima .....	44
Tabla 10. Consumos mensuales de sectores residencial y público. Sevilla. [20].....	45
Tabla 11. Potencia máxima estimada a instalar en las propiedades del Ayto. de Sevilla .....	46
Tabla 12. Consumidores adicionales según la cantidad de viviendas del bloque de la instalación en Sevilla. ....	56
Tabla 13. Cálculo de las implicaciones económicas del uso del V2G.....	63
Tabla 14. Sobrecoste de energía eléctrica sin comunidad respecto a con comunidad.	71





## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Antecedentes y motivación

El Sistema Eléctrico de Potencia se encuentra en la actualidad ante tres grandes retos. Estos retos, sin ordenar por su importancia, son: la saturación de las líneas de transporte, el riesgo de estar en manos de la generación renovable, por su dependencia de la meteorología, y la electrificación de la movilidad.

Tanto los nuevos desafíos como sus posibles soluciones presentan sinergias. En primer lugar, la electrificación de la movilidad contribuye a la saturación del sistema de transporte, pero a su vez, permite aumentar la flexibilidad de este al poder operar las baterías de los vehículos mediante la tecnología de carga bidireccional, en inglés “Vehicle-to-Grid” (V2G). Este almacenamiento eléctrico, además de los sistemas de acumulación estacionarios, reduce el riesgo intrínseco de utilizar fuentes de generación renovable.

Siguiendo con la afirmación anterior, al aumentar el almacenamiento y, por lo tanto, reducir el riesgo de operar un sistema estocástico de generación renovable, se puede aumentar el rendimiento y disponibilidad de los sistemas de generación fotovoltaicos y eólicos.

La generación distribuida, al reducir el riesgo de operación y aumentar su producción mejorará su rentabilidad, permitiendo su acogida a gran escala y reduciendo así la potencia consumida de las centrales de potencia tradicionales y, en consecuencia, contribuyendo a la reducción de la saturación del sistema de transporte eléctrico.

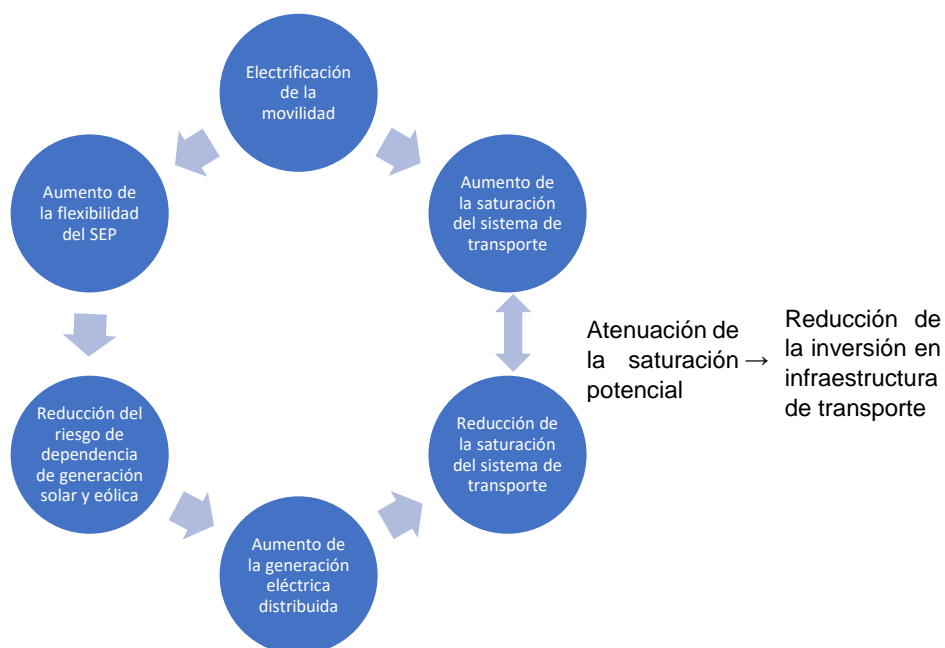


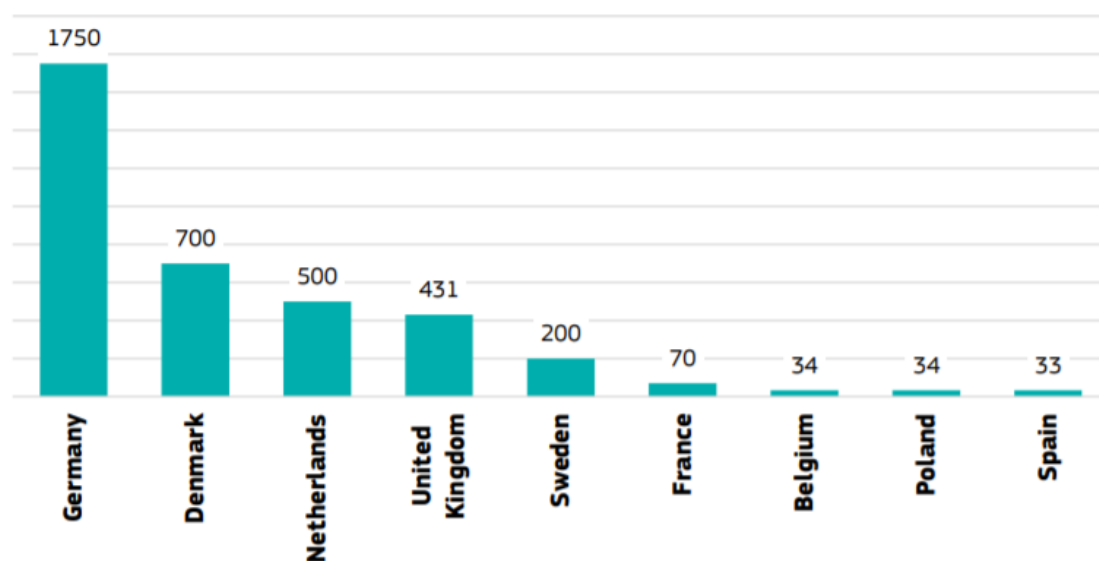
Ilustración 1. Esquema de las sinergias de los retos del SEP.



En 2019 hubo en España un total de 33 proyectos de apoyo a la comunidad energética mientras que en Alemania fueron 1750 el total de proyectos realizados. [1]

Este Trabajo de Fin de Grado nace con el objetivo de contribuir al desarrollo de las comunidades energéticas por el gran potencial que tienen en España y como respuesta a los retos antes mencionados.

Por un lado, se propondrán cambios necesarios para la adopción de la comunidad energética a gran escala y, por otro lado, se propone un modelo de convivencia mercantil energética que contribuya a su expansión, con la viabilidad económica como fin.



*Ilustración 2. Número de iniciativas de comunidades energéticas en la UE.*

Finalmente, la propuesta antes mencionada se aplicará a la ciudad de Sevilla en varios escenarios diferentes, con el fin de estudiar la combinación tecnológica óptima, el impacto en la cantidad de energía renovable consumida por los integrantes de la comunidad, la dependencia de la comunidad de fuentes de generación externas y las implicaciones económicas de la adopción de este sistema.



## 1.2. Estructura del TFG

El presente documento se compone de una introducción en la que, como su nombre indica, se presenta al lector la información y datos que han llevado al desarrollo de este TFG: las motivaciones, objetivos, métodos utilizados y conocimiento que se pretende aportar.

Tras la introducción, se continúa con el marco legislativo actual y los cambios propuestos para maximizar la adopción de las comunidades energéticas.

Tras establecer el marco legal de la comunidad energética, se prosigue con una propuesta de comunidad energética con la empresa privada municipal como núcleo gestor e inversor. Esta propuesta ha sido diseñada, con el objetivo de establecer un escenario interesante a nivel económico y social.

El documento continúa con una breve explicación de la tecnología V2G, ya que es una tecnología desconocida para la mayoría de personas y es uno de los puntos clave del estudio, al modelar su impacto en la comunidad energética. No se incluye la explicación sobre generación fotovoltaica distribuida y sistemas de almacenamiento ion-Litio estacionarios por contar esta con un respaldo informativo mucho mayor.

Con el fin de validar o rechazar la propuesta de comunidad y obtener la configuración óptima en un caso práctico, se aplica la propuesta a la ciudad de Sevilla.

Para acometer esta aplicación, primero se presentará una simplificación de la ciudad mediante modelado, explicándose en este apartado el funcionamiento y las decisiones y simplificaciones tomadas. Al modelo se le aplicará simulación Montecarlo en las variables climáticas, de consumos y movilidad.

Tras la explicación del modelado y los cálculos realizados, se presentarán los resultados obtenidos según distintos escenarios que se explicarán en el apartado correspondiente.

Finalmente, se discutirán estos resultados, presentarán las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización del TFG y las posibles vías de investigación a las que este de pie.



### 1.3. Objetivo principal del TFG

El principal objetivo de este TFG es contribuir a la normalización de las comunidades energéticas como un elemento más del Sistema Eléctrico de Potencia, pasando de un modelo convencional de generación en grandes centrales de potencia a un modelo de generación distribuida comunitaria en la que la mayoría de la energía consumida no hace uso de las líneas de transporte.

Este objetivo se ha tomado por presentar numerosas ventajas respecto al modelo de SEP convencional. Estas contribuyen a mejorar la sostenibilidad de las comunidades energéticas, en el siguiente listado se enumeran las principales:

- Aumento el protagonismo de la generación renovable.
- Adopción de la movilidad eléctrica a un menor coste de inversión.
- Reducción de pérdidas de transporte eléctrico.
- Reducción de la inversión en infraestructura de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Democratización de la generación distribuida y el almacenamiento eléctrico.
- Ahorro en la factura eléctrica de los ciudadanos.
- Reducción de la vulnerabilidad energética

La finalidad que se persigue es permitir a quien lo desee estudiar la conveniencia de este sistema, proponiéndose además una estrategia a seguir si se pretende su adopción a gran escala.



#### 1.4. Objetivos de investigación

La investigación que se llevará a cabo en el presente documento persigue los siguientes objetivos:

- Contextualizar la comunidad energética y la tecnología de carga bidireccional V2G..
- Estudiar la repercusión de implantar macro comunidades energéticas municipales.
- Modelar una ciudad, en este caso Sevilla, con el fin de aplicar el concepto de comunidad energética y evaluar las repercusiones y alcance de su adopción.
- Estudiar la viabilidad de las comunidades energéticas en función de las variables asociadas a los distintos escenarios de evolución de costes técnicos y ambientales, resolviendo las variables estocásticas mediante el método Montecarlo.
- Calcular la combinación de integrantes y de tecnología óptimos dentro de la comunidad.
- Establecer un punto de partida para un diseño más profundo y detallado de una comunidad energética.



### 1.5. Contribución al conocimiento

Con este TFG se espera, por una parte, ofrecer al lector una vista global técnica, económica y legislativa de las comunidades energéticas. Esta vista abarca desde las leyes que actualmente regulan este tipo de asociación, hasta los servicios que se pueden realizar en ellas, pasando por los distintos activos energéticos que la comprenden.

Por otra parte, se pretende contribuir al conocimiento ya existente con el estudio de qué combinación optimiza la inversión realizada, dentro de una comunidad energética, y por tanto su expansión, y qué escenario presenta la mejor opción para su adopción, ya que, por las potenciales ventajas que presenta este nuevo tipo de mercados, hay grandes intereses en que este sistema se estudie e implante a gran escala.

Finalmente, al diseñar una propuesta de comunidad energética y posteriormente estudiar su viabilidad, se busca contribuir al despliegue de este tipo de asociación como respuesta a las necesidades del SEP y los nuevos movimientos sociales que se están produciendo ante la emergencia climática.



### 1.6. Software utilizado y modelos realizados

El software utilizado para el desarrollo del TFG ha sido Microsoft Excel para el modelado y cálculo y Microsoft Word para la escritura de la explicación y resultados obtenidos. Además, también se ha utilizado el software “Mendeley” para la organización de la bibliografía y la realización de citas del presente documento.

En cuanto al modelo, al tratarse del núcleo del presente trabajo, se le ha dedicado un apartado completo para su descripción. Dentro de dicha descripción se encuentra la estructura de cada apartado, la procedencia de los datos manejados y cómo se realizan los cálculos.



## 2. PROPUESTA DE COMUNIDAD ENERGÉTICA

### 2.1. Motivación

La elección de este tema se ha debido, en primer lugar, a mi interés por la transformación que está sufriendo tanto el mercado eléctrico como la transición de la movilidad.

Durante este tiempo, por simple interés y por distintas labores que he realizado en mi actual empleo, he estudiado todo tipo de artículos académicos que abarcan temas como:

- Mercados locales de electricidad
- Riesgo y evolución de la generación fotovoltaica.
- Repercusión de la tecnología V2G en la degradación de las baterías de los vehículos.
- Repercusión económica de la tecnología V2G.
- Degradación de las baterías de segunda vida, aquellas que se recuperan de los vehículos eléctricos, con respecto a las de primera.
- Repercusión de operar generación y almacenamiento eléctrico distribuido como una única planta virtual.
- Servicios de flexibilidad y agregación de demanda.

A todo esto, hay que sumar el interés por el despliegue de esta nueva figura tanto a nivel estatal: “El MITECO lanza una expresión de interés para identificar mecanismos para el impulso de comunidades energéticas locales como herramienta de recuperación económica frente al COVID-19” [2]. Como a nivel europeo: “The European Commission's Clean Energy for All Europeans Package confirms the prominent role prosumers and their collective forms will play in the future energy system.” [1]. Lo que en español significa “La Comisión Europea de Energía Limpia para Todos los Europeos confirma la importancia de los prosumidores y sus formas colectivas en el futuro del sistema eléctrico”.

Además, se pretende estudiar el papel de los vehículos eléctricos como prosumidores dentro de la comunidad, ya que a nivel tecnológico este papel es factible, pero a nivel legislativo no está regulado aún. La suma de la firme apuesta de los gobiernos por las comunidades energéticas locales y del potencial de la carga bidireccional en vehículos eléctricos, logran que este estudio cobre sentido.

En definitiva, la realización de este TFG se debe primordialmente a la búsqueda de resultados en cuanto a la evaluación de la importancia de la tecnología V2G dentro de la viabilidad de la transición a la movilidad eléctrica, los sistemas de almacenamiento estacionarios de Litio como flexibilizadores del





sistema eléctrico y la generación fotovoltaica distribuida como medio de alimentación eléctrica principal dentro de las comunidades.

Además, con este TFG se pretende que la propuesta de comunidad sea lo suficientemente aplicable y atractiva como para que se pueda utilizar de punto de partida para un diseño más exhaustivo y, posteriormente, implantar la comunidad a la que dé pie dicho diseño.

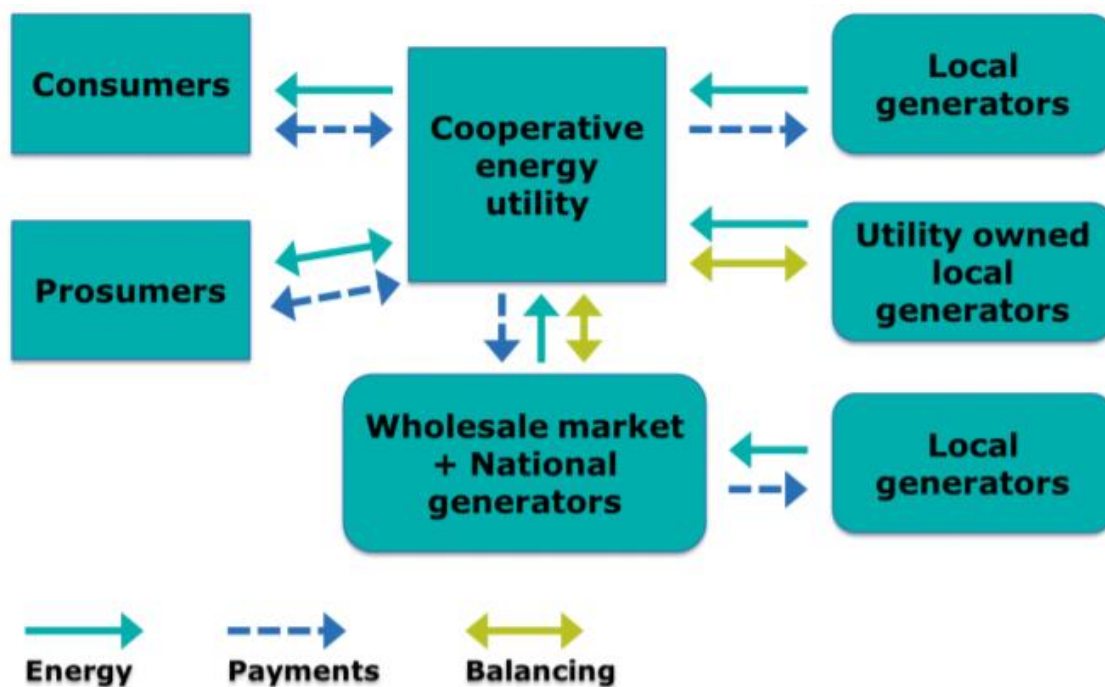


Ilustración 3. Modelo empresarial cooperativo de servicios energéticos. [1]

## 2.2. Regulación legal de los mercados eléctricos locales

### 2.2.1. Actual

#### *Marco normativo*

##### Normativa Europea:

- REGLAMENTO (UE) 2017/2195 DE LA COMISIÓN de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. [3]
- 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. [4]

##### Normativa Española:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. [5]
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [6]
- Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español. [7]
- 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. [8]

Las implicaciones directas de esta normativa en las comunidades energéticas, es decir, la regulación del autoconsumo colectivo, se puede ver en los anexos I, II y III. Dichos anexos han sido extraídos del documento “Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo” elaborado por el IDAE y ofrecen una explicación completa y concisa de la regulación del autoconsumo colectivo.



### 2.2.2. Cambios propuestos

Las comunidades energéticas disfrutan de la conciencia política de la necesidad de su adopción general como mecanismo de sostenibilidad y ahorro, pero aún requiere cambios significativos para que esta adopción sea más temprana y sencilla. A continuación, se enumeran los cambios principales:

- Autoconsumo colectivo dinámico: actualmente el autoconsumo colectivo está regulado de forma que se necesita fijar por contrato el porcentaje fijo que obtendrán los participantes de este, en lugar de esto se propone un modelo de suscripción por el que se obtiene  $1/n$  donde  $n$  es el número de integrantes de la comunidad y es variable.
- Límite del autoconsumo colectivo: actualmente el autoconsumo colectivo se puede realizar solo si se cumple una de las siguientes condiciones:
  - “Que la conexión se realice a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
  - Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en BT y a una distancia entre ellos menor de 500 m, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida.
  - Que la instalación generadora y los consumidores asociados se ubiquen en la misma referencia catastral, tomada como tal si coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).”[9]

En lugar de estas condiciones se propone que el límite esté en la pertenencia al mismo municipio siempre que el punto de evacuación de energía asegure que no tendrá un impacto negativo en el sistema eléctrico de potencia.

- Peajes por uso de red: actualmente al usar la red de distribución, aunque sea para alimentar un edificio a 10 metros, el coste que se imputa por peajes al kWh es el mismo que si esa energía proviniera de una central eléctrica a kilómetros de distancia. Se propone que, cuando el autoconsumo colectivo que sienta las bases de la comunidad energética colabora en reducir la saturación del sistema de transporte y distribución, dichos peajes no se paguen o, al menos, sean proporcionales al uso que se le da a la red de distribución.



## 2.3. Propuesta diseñada

### 2.3.1. Definición de comunidad energética y resumen de la propuesta.

#### *Definición de comunidad energética según la UE*

En el siguiente párrafo se muestra la definición que se da en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio para añadir a nuestra legislación la definición europea, incluida en el documento Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [2016/0380(COD)].

Las comunidades energéticas son: “entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.” [8]

Como se puede ver, la propuesta de la comunidad energética con la empresa privada municipal como núcleo gestor encaja a la perfección con la definición, ya que se trataría de “una entidad jurídica de participación voluntaria (...), controlada por entidades locales, (...) cuyo objetivo principal es ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros”.

#### *Resumen de la propuesta*

La propuesta de comunidad energética que se expone en este Trabajo de Fin de Grado se trata de una comunidad que tiene como núcleo una empresa privada de capital público. Esta empresa se encarga de todas las acciones necesarias para la conformación y gestión de la comunidad, además de realizar la inversión de la totalidad de la infraestructura de generación fotovoltaica.

En cuando a la comunidad, esta parte de todos los consumos de los lugares y administración pública y de toda la infraestructura de generación que sea posible instalar en estos lugares, asegurando así que la comunidad ya nace con un primer objetivo cubierto y un volumen de generación y consumos inicial que permita la agregación de nuevos usuarios.



### 2.3.2. Estructura de la comunidad y justificación

#### *Estructura de la comunidad*

En el diseño propuesto de comunidad energética, se parte de la empresa privada municipal como núcleo al que se adhieren los ciudadanos. En este planteamiento la comunidad partirá del aprovechamiento de todas las instalaciones y emplazamientos municipales susceptibles de instalar una planta de generación fotovoltaica y/o almacenamiento.

Los nuevos usuarios que se adhieran a la comunidad podrán ser ciudadanos, bloques de viviendas o entes privados. La adhesión de estos a la comunidad se hará bajo distintos criterios de entrada según su papel dentro de la comunidad:

- Entrada directa como prosumidor: Para aquellos usuarios en cuyo espacio se instale una infraestructura de generación. Siempre que el consumo y la generación estén equilibrados se dará entrada directa a todo espacio en el que se instale una planta de generación fotovoltaica con el criterio de instalar la máxima potencia pico que sea posible.
- Entrada con almacenamiento: Para aquellos espacios que no cuenten con la posibilidad de albergar una instalación de autoconsumo. Esta entrada solo se realizará en el futuro si el coste de los sistemas de almacenamiento baja lo suficiente como para obtener un beneficio suficiente.
- Entrada de consumidores: se permitirá la entrada de consumidores siempre que la generación sea suficiente para ello. Con el fin de optimizar la viabilidad de la comunidad, se estudiará en cada municipio la ratio entre potencia pico instalada y número de consumidores. Esto varía entre municipios por:
  - Variación del clima y en consecuencia generación total de kWh por kWp.
  - Variación del consumo de las viviendas
  - Variación de las costumbres y, por tanto, la curva de carga

En cada caso se tendrán que cambiar los parámetros de entrada para estudiar esta ratio y, una vez implantada la comunidad energética, hacer un seguimiento con el fin de administrar las nuevas incorporaciones de los agentes de la comunidad según conveniencia.

- Bolsa de consumidores: Son consumidores que solo podrán recibir la energía generada cuando los integrantes de la comunidad solo estén auto consumiendo energía eléctrica y siga habiendo excedentes. Estos consumidores se beneficiarán de los excedentes de generación a la vez que se familiarizan con el sistema de comunidad energética. La entrada



de consumidores se realiza desde esta bolsa bajo criterios económicos y de antigüedad.

En definitiva, el número de participantes de la comunidad estará limitado por la cantidad de usuarios que cuenten con generación instalada, asegurando así que se mantenga una ratio atractiva entre generación y consumo ya que, si el consumo fuera mucho mayor que la generación, los beneficios individuales de pertenecer a la comunidad energética se verían muy reducidos y, en consecuencia, se vería afectado el crecimiento de la comunidad.

### *Justificación*

Además de lo expuesto en el apartado anterior, donde se justificaba cómo la propuesta encaja con la definición de comunidad energética dada por la Unión Europea, en el presente apartado se expondrá el resto de motivos por el que se ha realizado esta propuesta.

En la Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales desarrollada por el IDAE se muestran las siguientes barreras para el desarrollo de las comunidades:

- “Cambios en las normativas o reducción de incentivos
- Falta del marco normativo y/o de un grado suficiente de su desarrollo
- Complejidad de procedimientos administrativos
- Dificultad en acceso a la financiación: falta de confianza de los inversores, alto riesgo real o en cuanto a la percepción del inversor
- Aplicación del principio del monopolio natural sobre las redes de distribución
- Poco interés por parte de la ciudadanía
- Falta del tiempo de dedicación voluntaria
- Desmotivación de los miembros de la comunidad
- Dificultad a la hora de acceder al conocimiento experto” [9]

Una vez vistas las dificultades detectadas, se exponen a continuación las soluciones y ventajas de la presente propuesta:

- Al tratarse de una empresa privada de capital 100% público, esta tendrá una fuerte conexión con los organismos públicos, lo que ayudará a la creación de nuevos mecanismos de agilización y simplificación de trámites administrativos.
- Una empresa de capital público tiene grandes facilidades para financiarse con condiciones ventajosas.



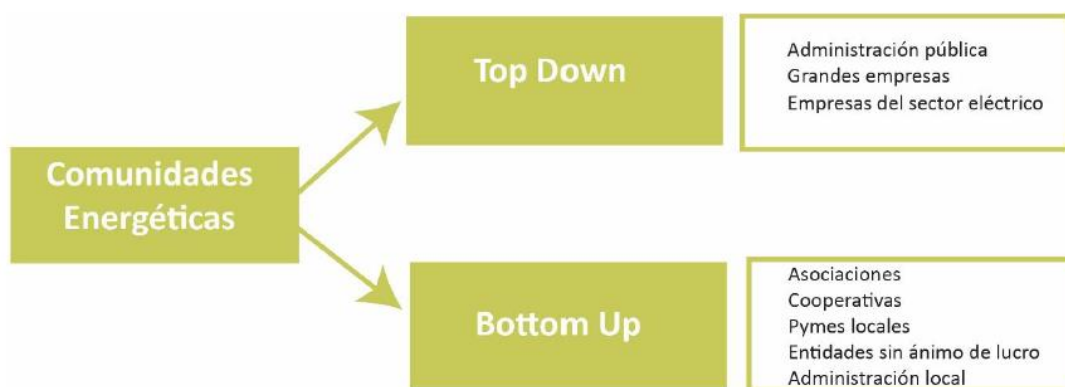
- La comunidad alberga todo el consumo de los lugares y administración pública y de la máxima instalación fotovoltaica que se pueda instalar en estos lugares, por lo que nace directamente con una base sólida.
- Al ser una empresa privada de capital público, como pueden ser las empresas de gestión de aguas o de residuos, la ciudadanía parte de una confianza mayor.
- En esta propuesta todas las instalaciones de generación las realiza la empresa privada de capital público por lo que, por economía de escala y especialización, la inversión estará mucho más optimizada que si cada bloque de vecinos invierte en su propia infraestructura.
- La empresa realiza todas las actividades necesarias para el funcionamiento de la comunidad, desde la proyección e instalación hasta la gestión integral de esta, por lo que la ciudadanía no necesita involucrarse ni conocer la materia. El interés de los ciudadanos de ingresar en la comunidad será puramente económico, con los añadidos de contribuir a la sostenibilidad del sistema.



### 2.3.3. Núcleo

Como ya se ha dicho en repetidas ocasiones, el núcleo de la comunidad propuesta será una empresa privada de capital 100% público. Esta empresa será el primer peldaño de la comunidad y sentará la base para que desde el primer momento la comunidad cuente con una base que, desde el principio, asegure su viabilidad.

Este modo de despliegue de la comunidad es un modelo de arriba hacia abajo o top-down, según los dos modelos que se presentan en la guía presentada por el IDAE.



*Ilustración 4. Tipos de despliegue típico en comunidades energéticas.[9]*

En cuanto al papel que cumple la empresa núcleo en esta propuesta, se describe a continuación el alcance de las distintas actuaciones de esta:

- Actuar como promotor de las instalaciones de generación: la empresa núcleo es la propietaria de todas las instalaciones de generación fotovoltaica. El espacio de la instalación se cede a esta mediante contrato y en cada caso, se garantiza una cantidad de potencia dedicada a cada comunidad al menos igual a la que se obtendría en un dimensionamiento con criterios económicos. Recuérdese que el criterio de proyección de las plantas de generación fotovoltaica es de máximo aprovechamiento del espacio.
- Realizar la ingeniería, construcción y mantenimiento de todas las instalaciones: el fin de este punto es que la inversión en €/Wp sea la menor posible, al igual que el coste de mantenimiento. No es un requisito fundamental, sino que, si hay una empresa privada suficientemente competitiva que obtenga los mismos resultados a un coste igual o inferior, estas tareas se podrían subcontratar.
- Gestionar la operación y reparto energético: este punto se verá con mayor detalle en el apartado 2.4.5.



- Gestionar las altas y bajas de la comunidad energética: la empresa núcleo se encargará de tramitar las bajas de los propietarios que deseen dejar de formar parte de la comunidad. De igual manera, también será la encargada de administrar los nuevos usuarios que se incorporan.

Además, si el tamaño de la comunidad alcanza un tamaño de al menos 1 MWp de generación distribuida, al concentrar la generación y el almacenamiento en un solo gestor se posibilita que éste pueda realizar servicios de agregación de demanda y flexibilidad mediante VPP o DERMs.

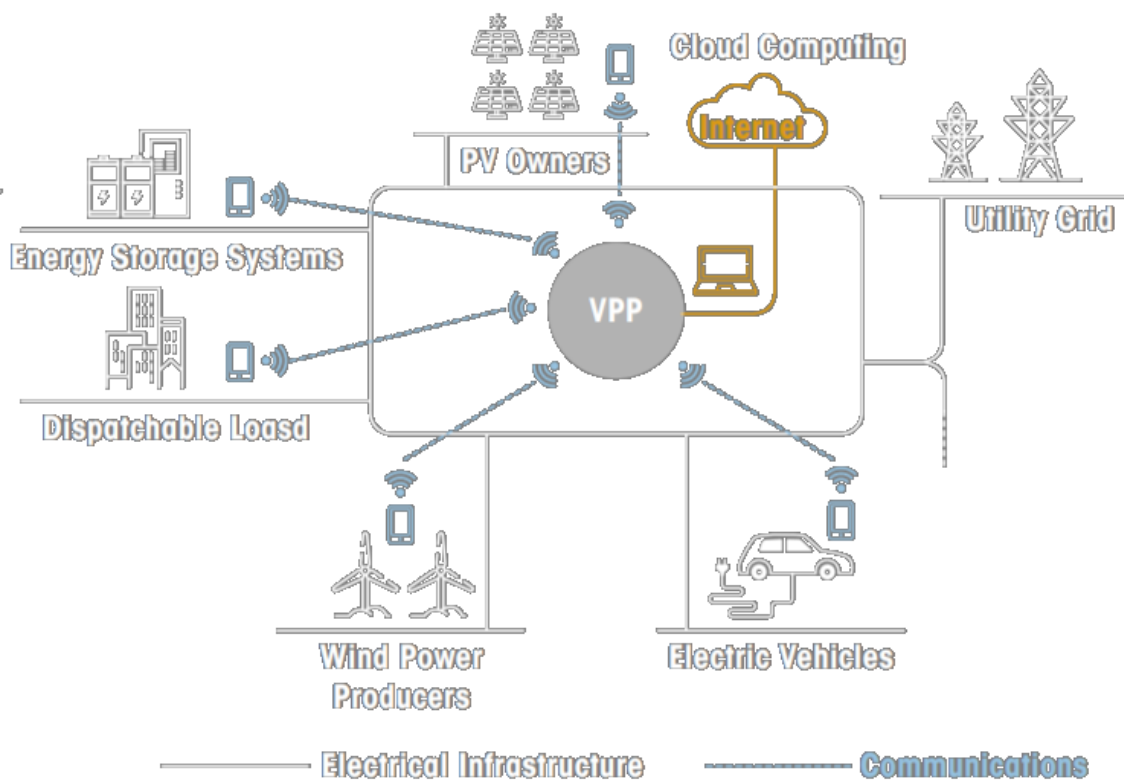


Ilustración 5. Gestión mediante VPP para realizar servicios de agregación.[10]

### 2.3.4. Nuevas incorporaciones y requisitos de adhesión

Como ya se ha adelantado, las nuevas incorporaciones se realizarán bajo criterios tecno-económicos.

Las nuevas incorporaciones estarán diferenciadas según el tipo de integrante. Se distinguen los siguientes tipos:

- Consumidores con potencia fotovoltaica instalada en su edificio: La entrada de este tipo de consumidores será directa y será la que marque el tamaño de la comunidad. Cuantos más consumidores con potencia instalada haya más consumidores se podrán unir a la comunidad
- Consumidores con sistema de almacenamiento ESS instalado o vehículo V2G: Tendrán preferencia de entrada como consumidores con el objetivo de llegar a una ratio entre almacenamiento e instalación fotovoltaica que dependerá de cada municipio. Esta opción solo se tomará cuando el almacenamiento ion-Litio de energía sea rentable.
- Consumidores sin almacenamiento ni instalación de generación instalados: Entrarán en la comunidad según la instalación de generación fotovoltaica instalada. En cada municipio o caso se tendrá que realizar este cálculo. En este TFG se encuentra el ejemplo de aplicación a Sevilla.

TIPO DE INTEGRANTE	REQUISITO
Consumidor con instalación fotovoltaica instalada en su vivienda.	Entrada directa
Consumidor con almacenamiento eléctrico.	Entrada en proporción al autoconsumo con ratio calculada según características de la comunidad. Solo aplicable cuando sea rentable su uso.
Consumidor sin instalación fotovoltaica ni almacenamiento eléctrico.	Entrada en función de la potencia instalada con ratio calculada según características de la comunidad.

*Tabla 1. Resumen de requisitos de ingreso en la comunidad*



### 2.3.5. Gestión de la comunidad

#### *Sistema de reparto*

En este apartado se describirá cómo se hace el reparto energético y con qué tecnología se puede realizar esta gestión, aunque esto último, al no ser objeto del Trabajo de fin de Grado, se explicará superficialmente.

En la comunidad propuesta el reparto se podrá realizar de dos formas, en función del tipo de edificios mayoritarios que comprendan el municipio:

- 1- Reparto por potencias dedicadas: Este reparto se realizará cuando la mayoría de los edificios del municipio sean esbeltos y las viviendas estén organizadas en bloques. Esto es así porque en este tipo de edificios es frecuente que la máxima potencia instalada que cabe en cubierta es menor que la potencia óptima que se instalaría bajo términos económicos y de consumo.

El reparto por potencias dedicadas consiste en que cada bloque de viviendas tiene reservada un porcentaje de la generación igual al porcentaje que supone la instalación que se realizaría bajo términos económicos y de consumo respecto a la instalación ejecutada. Si este porcentaje es mayor que 100% significa que toda la potencia generada estará reservada al edificio donde se localiza la instalación, lo que no quita que los excedentes sí se comparta. Si el porcentaje antes mencionado es menor al 100% será ese porcentaje el de la energía generada reservada con respecto a la total.

- 2- Reparto a partes iguales: en este caso el reparto se separa entre la instalación en espacios y edificios públicos, a los que se les aplica en conjunto el reparto de potencia dedicada, y el de las instalaciones ubicadas en espacios residenciales, en el que se realiza el reparto a partes iguales.

El reparto a partes iguales consiste en que el sistema suma la generación de todas las instalaciones y divide es esta generación entre el total de consumidores. En el caso de que existan consumidores que consuman menos energía que la que se está repartiendo, esta energía será repartida entre el resto.

En cuanto a los excedentes, en ambos sistemas de reparto, primero se utilizarán para alimentar los sistemas de almacenamiento si los hubiera y, si esto no es así, se verterían a la red con pago por inyección.

#### *Tecnología de gestión*

En la actualidad hay numerosas herramientas para llevar a cabo la gestión que se requiere en una comunidad energética.

El sistema más versátil que existe en la actualidad es el sistema de control en la nube. Existen numerosas compañías que se han especializado en software



en la nube EMS, VPP y DERMs. Estos distintos sistemas de control se podrían entender como un control por capas.

En primer lugar, estaría el EMS o sistema de control inteligente de flujos de eléctricos. Estos sistemas incorporan algoritmos inteligentes que optimizan los flujos de potencia, para ello toman datos climáticos, predicción de consumos y disponibilidad y datos de activos eléctricos y según estos datos operan la carga y descarga de baterías y dispositivos controlables mediante IoT para optimizar el rendimiento energético y económico de la instalación.

La capa superior de control es la VPP o DERMs. Estos sistemas operan virtualmente el conjunto de activos de generación y almacenamiento como si fuera un único activo para aumentar el peso en el sistema que tendrían las distintas instalaciones por separado o para ofrecer servicios de red.

La diferencia entre VPP y DERMs es que este último tiene en cuenta la posición de los distintos activos en la red eléctrica, permitiendo así que pueda realizar servicios de red adicionales que no puede el sistema VPP.

Los servicios que puede ofrecer una VPP son:

- Respuesta de la demanda.
- Regulación de frecuencia.
- Reservas operativas.
- Trading energético.
- Gestión del pico de demanda.

Los servicios que puede ofrecer un sistema DERMs son los servicios ofrecidos por una VPP más:

- Regulación de tensión.
- Optimización del flujo de potencia en el transporte.
- Optimización del Factor de Potencia.



## 2.4. Tecnología de carga bidireccional “V2G” como motor del cambio

La tecnología vehicle-to-grid, en español vehículo-a-red, permite que el suministro de energía entre un automóvil y la red de carga pueda ser bidireccional, es decir, el vehículo puede ceder energía a la red además de poder realizar la carga convencional.

Se estima que, de media, los vehículos se encuentran estacionados más de un 95% del tiempo [11], por lo que durante este tiempo podrían estar conectados a la red y, mediante la tecnología V2G, ser un recurso de almacenamiento de energía eléctrica del sistema. Gracias a esto se puede almacenar energía eléctrica en las horas de menor consumo y esta energía puede ser suministrada por el automóvil en las horas de mayor consumo o cuando sea de interés.

La principal ventaja de poder contar con las baterías de los vehículos eléctricos como recurso de almacenamiento es la reducción del consumo en horas punta. En las horas en las que la demanda es más alta la energía es más cara y la red más inestable. Al disponer de las baterías de los vehículos para alimentar al sistema se importa menos energía, lo que por una parte permite que la generación en ese momento sea menor y por otra permite aliviar al sistema eléctrico reduciendo la potencia que tiene que ser transportada.

Además, el V2G también cuenta con la ventaja de utilizar las baterías de los vehículos eléctricos, que son las que más han reducido su coste.

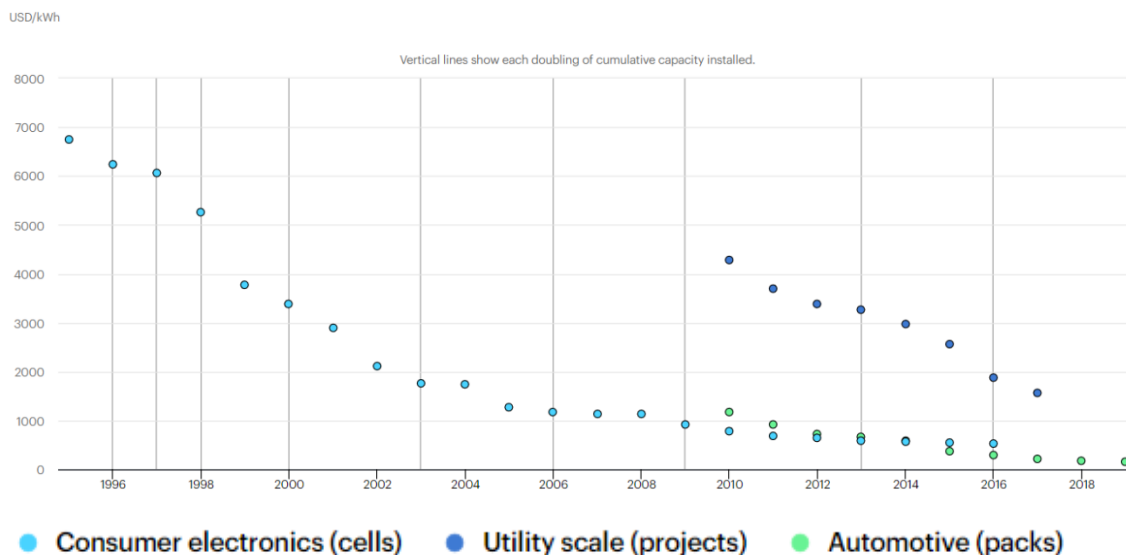


Ilustración 6. Evolución del precio de las celdas y los sistemas de almacenamiento ion-Litio [12]



### Limitaciones

Actualmente la tecnología V2G se encuentra limitada por dos motivos, su falta de regulación y de protocolo de control.

En la actualidad no está permitido operar el V2G, ya que no puede hacer uso de la red, en su lugar la operación que se está haciendo es V2B, “Vehículo-to-Building”, pero esto limita considerablemente las posibilidades del V2G.

Igualmente, la falta de un protocolo estandarizado también dificulta mucho su adopción, ya que al no existir dicho protocolo cada fabricante tiene su adaptación propia del protocolo OCPP, el protocolo de comunicación de los puntos de recarga, obteniendo como resultado que los costes de implementación y la dificultad de acceso a esta tecnología se incrementen cuantiosamente.

### Oportunidades

El V2G tiene un gran potencial. Como valor principal tiene el balanceo de cargas, pudiendo aumentar el autoconsumo en instalaciones fotovoltaicas considerablemente o hacer trading de energía.

También, con una gestión coordinada, se pueden realizar servicios de red. A continuación, se muestra una gráfica sobre la aplicabilidad del V2G y una tabla en la que se evalúa su idoneidad para acometer diferentes servicios del SEP, ambas traducidas y adaptadas del documento “Understanding the True Value of V2G”, elaborado por CENEX [13]:

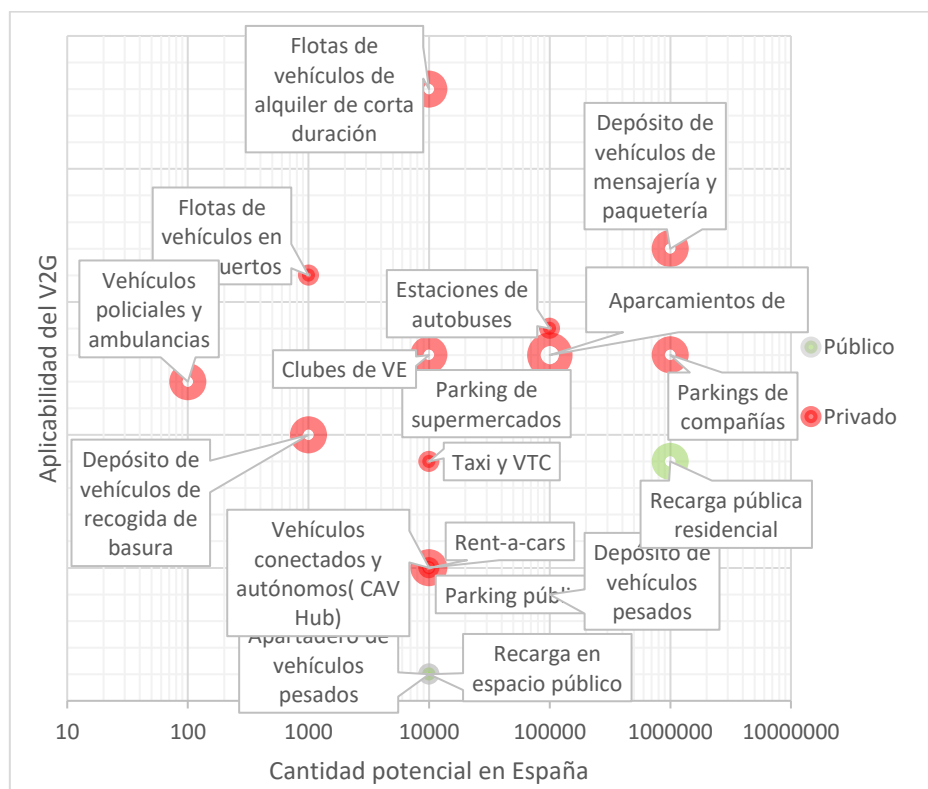


Ilustración 7. Oportunidades de negocio en operación de flotas V2G (CENEX)



	Criterio					Idoneidad
	1. Preparación para DSR	2. Requisitos técnicos	3. Capacidad mínima	4. Compatibilidad del servicio	5. Valor	
Control de frecuencia primario (MFR)	Red	Red	Red	Amarillo	Verde	Red
Control de frecuencia secundario y terciario	Verde	Amarillo	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Reserva de potencia	Amarillo	Amarillo	Red	Red	Verde	Amarillo
Aumento de la demanda (DTU)	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Servicio de Potencia Reactiva	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Red	Amarillo	Amarillo
Arranque tras un cero en la red	Amarillo	Amarillo	Red	Verde	Verde	Amarillo
Mercados de capacidad (CM)	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Optimización de la generación de autoconsumo	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Red	Amarillo
Soporte a SEP insulares	Verde	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Cargos por uso del Sistema de transporte y distribución	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Gestión de desvíos	Verde	Amarillo	Verde	Verde	Verde	Verde
Gestión de almacenamiento individualizado	Verde	Verde	Verde	Amarillo	Red	Amarillo
Trading de energía	Verde	Amarillo	Verde	Amarillo	Amarillo	Amarillo
Trading de Derechos de Emisión de la Unión Europea	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Amarillo

Tabla 2. Evaluación de los servicios potenciales del V2G. (CENEX)



	Preparación para DSR	Requisitos técnicos	Capacidad mínima	Compatibilidad del servicio	Valor
	El servicio de respuesta de la demanda está participando en este servicio o está todo listo para que pueda hacerlo	El V2G no tiene ninguna barrera técnica para proveer este servicio	Una sola unidad o un pequeño número de unidades distribuidas pueden proveer este servicio	El servicio se puede prestar por el V2G con un impacto mínimo en el resto de servicios	El V2G tiene una buena rentabilidad (>600€/unidad al año)
	el servicio de respuesta a la demanda está siendo impulsado para este servicio o no presenta barreras	El V2G va a necesitar nuevo hardware, pruebas o herramientas para proveer este servicio	Se necesita un gran número de unidades para proveer el servicio o las unidades no pueden estar distribuidas	El servicio se puede prestar por el V2G junto a otros servicios, pero tendrá impacto en el resto	El V2G tiene una rentabilidad media
	El servicio de respuesta de la demanda no puede participar en este servicio	No está previsto que el V2G vaya a reunir los requisitos técnicos necesarios para proveer este servicio	Se necesita un gran número de unidades (>100) para proveer el servicio y las unidades no pueden estar distribuidas	El V2G no se puede utilizar con otros servicios al ser utilizado para este	El V2G tiene una rentabilidad baja (<150€/unidad al año)

Tabla 3. Leyenda - Evaluación de los servicios potenciales del V2G. (CENEX)





### 3. CASO PRÁCTICO: SEVILLA COMO COMUNIDAD ENERGÉTICA

#### 3.1. Motivación

La aplicación de este diseño a Sevilla y el estudio de su resultado se ha realizado, en primer lugar, por la facilidad y el conocimiento que tengo sobre esta ciudad y en segundo lugar por los lazos afectivos que me unen a ella.

Anteriormente se han explicado las ventajas socio-económicas de esta nueva entidad, entre las que destaca la componente social que permite democratizar la generación distribuida en ciudades.

Por todo esto, y para que el presente Trabajo de Fin de Grado cuente con un valor añadido. Se ha incluido este caso práctico en el que se estudian las repercusiones económicas de la aplicación mi propuesta de asociación energética.

En el modelo se persigue obtener, además de un estudio económico, la combinación óptima de generación, consumo y almacenamiento para garantizar la viabilidad de este tipo de asociación en Sevilla.

Otro punto muy importante del presente trabajo es la inclusión en el modelo del caso práctico de almacenamiento estacionario y V2G. Con la inclusión del V2G se persigue estudiar qué tecnología de almacenamiento de Litio es más interesante y, además, las implicaciones que tiene el uso del V2G, tanto en la degradación de las baterías, como económicamente para la comunidad.

Además, para finalizar, se presenta también el caso extremo en el que todo vecino de Sevilla pertenece a la comunidad energética y se ha instalado generación fotovoltaica en todo lugar donde sea posible y tenga un sentido económico, tomando para este fin los datos del artículo “Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville” de los profesores de la Universidad de Sevilla Ángel Arcos-Vargas, Antonio Gómez Expósito y Francisco Gutiérrez García.



### 3.2. Modelado y recopilación de datos

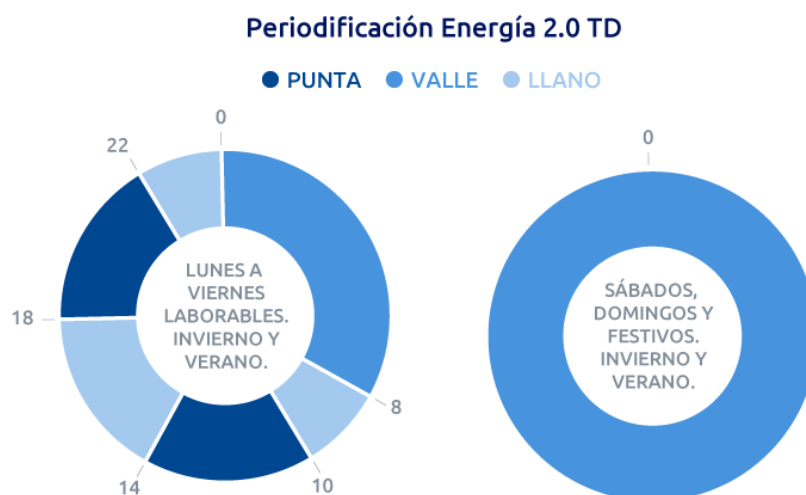
El modelo de la ciudad se ha realizado de forma que, cambiando los datos de entrada, permita estudiar el comportamiento de una comunidad energética en cualquier localización.

Incluye datos demográficos, climáticos, histórico de consumos e histórico de los precios horarios de cada tarifa PVPC.

La decisión de realizar el estudio con las tarifas PVPC se ha realizado porque estas tarifas, al ser reguladas, parten del caso más favorable para el consumidor residencial. Otro punto para decantarse por esta opción ha sido la facilidad de consulta y descarga de los datos históricos.

En unos meses entrarán en vigor las tarifas 2.0 TD que, en resumidas cuentas, es una tarifa a tres periodos horarios: pico, llano y valle. Esta tarifa permite contratar dos potencias diferentes:

- P1: de lunes a viernes en horario de 00:00 a 08:00 y los fines de semana al completo
- P2: de lunes a viernes en horario de 8:00 a 00:00



*Ilustración 8. Periodos de tarifa 2.0 TD. Fuente BOE. Ilustración realizada por Selectra.*

Gracias a esta tarifa se abren nuevas puertas de investigación para optimizar los consumos en función del periodo y la potencia del tramo horario.

Para el desarrollo del modelo, se ha dividido en pestañas las distintas áreas que comprende. En los siguientes apartados se explica el cálculo y/o la procedencia de los datos de las distintas hojas del libro de cálculo y su papel en el modelo.



### Hoja "Inputs"

En esta hoja se encuentran los datos de partida, con los que se puede modificar el comportamiento y estudio de la comunidad, así como el procesado de estos cálculos. Además, recoge los distintos escenarios de estudio utilizando la herramienta de validación de datos para que el modelo siempre cuente con unos datos estandarizados.

En esta hoja se parte del histórico de datos hasta 2020 y, con estos y su tendencia, se pronostican los datos que se tendrán a 10 años, es decir, en 2030

A continuación, se muestran los distintos datos con los que se puede trabajar el modelo y un ejemplo de los posibles parámetros de entrada:

ESCENARIO	Escenario 1	
Precio a comunidad (€/MWh)	65	
O&M anual (€/MWp)	1000	
Año	10	
Tarifa	DHS	
% de bloques con ESS	50%	
Capacidad de instalación por bloque de viviendas (MWp)	0,015	
N.º de viviendas por bloque	8	
Rango de operación de las baterías	Min	Max
ESS	10%	95%
V2G	45%	95%
Potencia V2G	0,01	MWh/Vehícul o
Capacidad de baterías de los VE (MWh)	0,065	MWh/Vehícul o
Trading Alm. compra en precios < el	15%	
Trading Alm. venta en precios > el	80%	

Tabla 4. Datos de cálculo iniciales

Escenarios predefinidos para estudiar el comportamiento de la comunidad:

Escenario 1	Sin almacenamiento
Escenario 2.1	ESS 1C
Escenario 2.2	ESS 0,5C
Escenario 2.3	ESS 0,1C
Escenario 3.1	V2G 25%
Escenario 3.2	V2G 50%
Escenario 3.3	V2G 75%



Escenario 3.4	V2G 100%
Escenario 4.11	Mixto: 1C, 50%
Escenario 4.12	Mixto: 1C, 100%
Escenario 4.21	Mixto: 0,5C, 50%
Escenario 4.22	Mixto: 0,5C, 100%
Escenario 4.31	Mixto: 0,1C, 25%
Escenario 4.32	Mixto: 0,1C, 50%
Escenario 4.33	Mixto: 0,1C, 75%
Escenario 4.34	Mixto: 0,1C, 100%

Tabla 5. Escenarios de estudio

Datos relativos a las instalaciones de generación fotovoltaica y almacenamiento:

<b>Evolución precios FV</b>			
Año	1	5	10
Precio (€/Wp)	0,50	0,45	0,40
<b>Evolución precios ESS</b>			
Año	1	5	10
Precio 1C (€/MWh)	592.592,59	452.220,80	382.625,72
Precio 2C (€/MWh)	444.444,44	339.165,60	286.969,29
Precio 10C (€/MWh)	370.370,37	282.638,00	239.141,08
<b>Evolución VE - Sevilla</b>			
Año	1	5	10
N.º vehículos	579	4773	39230
Precio batería VE (€/MWh)	142.092,1946	103.657,7013	86.194,59848

Tabla 6. Evolución de precios FV, ESS y V2G.

Esta estimación de precios se ha realizado con los datos de la Internacional Energy Agency, que anualmente realiza el seguimiento del despliegue y el precio de los distintos activos energéticos, en el caso que nos ocupa de módulos fotovoltaicos y baterías para sistemas ESS y vehículos eléctricos.[14]



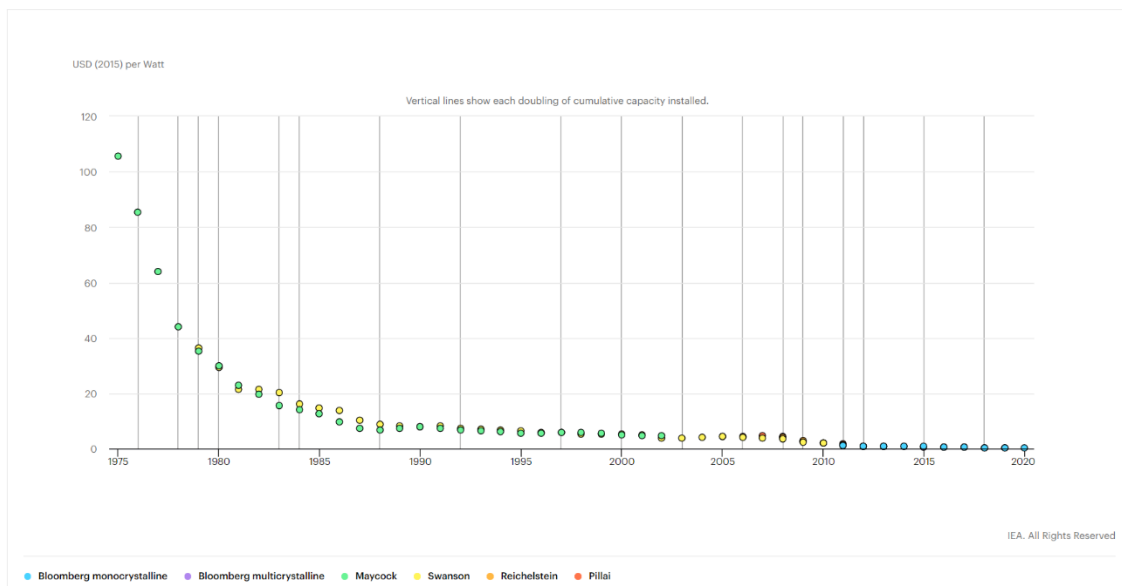


Ilustración 9. Evolución de los precios de módulos FV. [14]

Con estos datos, se ha estudiado el comportamiento. En todos los casos la curva de evolución tiene un comportamiento exponencial. Para realizar el pronóstico de los valores futuros se ha obtenido la línea de tendencia y, posteriormente, se ha aplicado la fórmula de la línea de tendencia para obtener los precios estimados que se tendrá en 2030.

Para la estimación del número de vehículos que habrá en 2030 se ha realizado la misma operación, aunque en este caso la incertidumbre es mucho mayor al ser un mercado que cuenta con una vida muy corta y que en este momento está expandiéndose muy rápidamente. Pudiendo esta tendencia aumentar aún más o disminuir. La explicación de cómo se ha obtenido el pronóstico de vehículos eléctricos se realiza en el apartado Hoja “V2G”.



## Hoja "Demografía"

Esta hoja únicamente cuenta con los datos demográficos de Sevilla, que se han utilizado para estimar los consumos según el tipo de hogar. En la tabla aparece la población dividida por número de integrantes de la unidad familiar. A continuación, se muestran los datos:

DISTRITOS	N.º de hijos							TOTAL
	0	1	2	3	4	5	>5	
CASCO ANTIGUO	21628	2760	2038	499	69	14	8	27016
MACARENA	24.622	4.084	2.596	493	84	18	8	31.905
NERVIÓN	15.859	2.458	2.049	547	86	15	3	21.017
CERRO-AMATE	24.961	5.594	3.906	750	124	23	5	35.363
SUR	20.112	3.516	2.779	903	226	52	30	27.618
TRIANA	16.141	2.445	1.813	313	35	3	6	20.756
NORTE	19.299	4.927	3.287	430	53	10	6	28.012
SAN PABLO								
SANTA JUSTA	18.845	3.198	2.239	446	63	9	6	24.806
ESTE	23.895	7.375	5.877	895	125	31	14	38.212
BELLAVISTA								
LA PALMERA	10.096	2.399	2.292	616	100	20	11	15.534
LOS REMEDIOS	7.391	1.084	1.089	359	47	18	4	9.992

Tabla 7. Número de núcleos familiares por composición.[15]



## Hoja "V2G"

En esta hoja se incluyen dos partes. Por un lado, tenemos los datos con los que se estima la evolución del parque de vehículos eléctricos, y por otro el comportamiento de estos vehículos en caso de utilizarse la tecnología V2G.

Los datos de la evolución del parque de vehículos eléctricos se han obtenido del Observatorio de Movilidad Eléctrica de la Universidad Pontificia de Comillas que, a su vez, los ha obtenido año a año de la DGT. Estos datos se pueden ver representados en la siguiente gráfica:

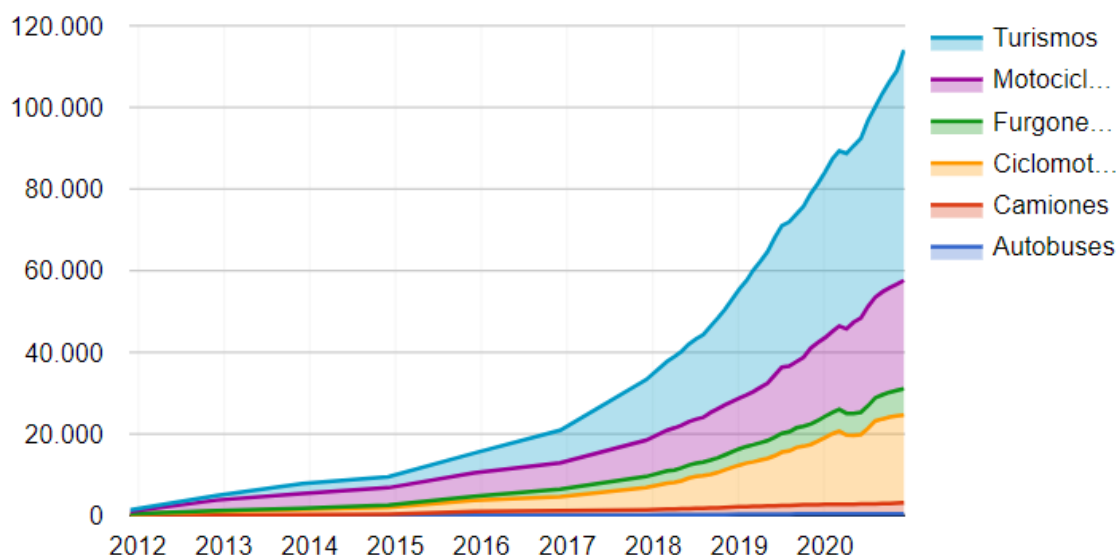
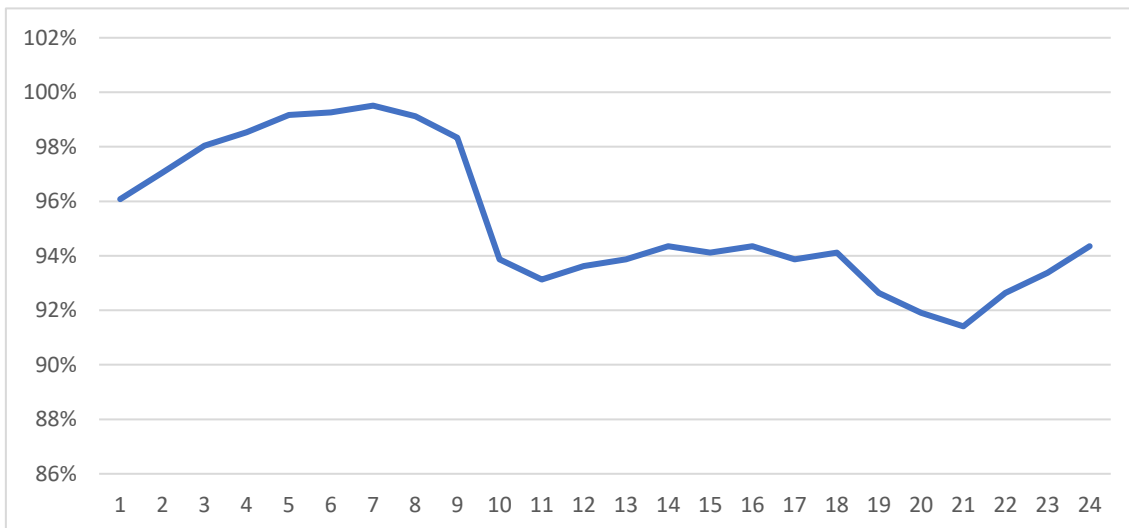


Ilustración 10. Evolución del parque de vehículos eléctricos en España. [16]

Para modelar el comportamiento del V2G, se han tomado varias simplificaciones. Por un lado, no se hace distinción entre días, ya sea fines de semana o festivos. Esta simplificación se ha tomado porque son días de bajo consumo, por lo que la bajada de la disponibilidad de baterías V2G se compensa con esta. Además, carece de sentido realizar un modelo exhaustivo, ya que la tecnología V2G actualmente se ha incorporado en pocos modelos de vehículos y su alcance es muy limitado. La finalidad de incluir este apartado en el modelo es evaluar preliminarmente su aplicación en las comunidades energéticas.

El modelado de la disponibilidad de las baterías V2G se ha realizado tomando los datos del profesor Arcos-Vargas, en el que se representa el uso medio de los vehículos [17]. Con estos datos se ha estimado inversamente la disponibilidad de los vehículos, es decir, el tiempo que podrán estar conectados según la hora del día. La disponibilidad estimada se puede ver en la siguiente gráfica:





*Ilustración 11. Disponibilidad V2G.*

Para añadir flexibilidad al modelo, se puede seleccionar el rango de operación de las baterías, el tamaño de la batería, la potencia de los cargadores bidireccionales y el porcentaje del parque eléctrico que cuenta con tecnología V2G.





Hoja "Clima"

Los datos climáticos se descargaron, en bruto, de la Agencia Estatal de Meteorología. Tras el procesado, los datos iniciales se muestran en la siguiente tabla:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>1 N.º de días cubiertos en el mes/año</b>	10	6	1	5	1	5	9	2	6	3
<b>1 N.º de días despejados en el mes/año</b>	5	2	2	9	4	1	3	1	8	1
<b>1 N.º de días nubosos en el mes/año</b>	16	23	9	17	15	12	9	13	17	13
<b>1 Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)</b>	42	40	82	63	53	79	53	84	61	77
<b>2 N.º de días cubiertos en el mes/año</b>	9	3	0	4	1	6	7	1	2	1
<b>2 N.º de días despejados en el mes/año</b>	2	1	2	1	1	6	6	2	1	1
<b>2 N.º de días nubosos en el mes/año</b>	17	13	4	11	14	6	6	5	6	1
<b>2 Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)</b>	43	74	92	67	45	67	57	48	77	85
<b>3 N.º de días cubiertos en el mes/año</b>	12	8	3	1	3	8	3	7	1	0
<b>3 N.º de días despejados en el mes/año</b>	1	8	1	5	3	9	1	2	7	6
<b>3 N.º de días nubosos en el mes/año</b>	18	14	1	1	5	9	2	6	7	5
<b>3 Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)</b>	44	54	76	44	72	69	78	68	52	82
<b>4 N.º de días cubiertos en el mes/año</b>	3	8	7	4	4	3	8	3	3	4
<b>4 N.º de días despejados en el mes/año</b>	3	1	5	7	1	2	9	1	4	9
<b>4 N.º de días nubosos en el mes/año</b>	24	10	18	11	16	5	3	7	3	7
<b>4 Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)</b>	57	55	60	77	66	66	63	77	69	66
<b>5 N.º de días cubiertos en el mes/año</b>	1	2	2	0	0	2	8	5	3	1
<b>5 N.º de días despejados en el mes/año</b>	1	9	1	6	1	1	1	9	5	1
<b>5 N.º de días nubosos en el mes/año</b>	18	20	18	25	15	19	3	7	3	2



5	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	7 8	6 7	7 8	7 6	8 7	8 3	6 8	7 5	6 7	8 6
6	N.º de días cubiertos en el mes/año	2	0	2	0	1	3	0	0	1	0
6	N.º de días despejados en el mes/año	1 0	1 8	1 6	2 0	1 4	1 8	1 6	1 9	1 1	1 7
6	N.º de días nubosos en el mes/año	1 8	1 2	1 2	1 0	1 5	9	1 4	1 1	1 8	1 3
6	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	6 6	8 0	8 5	8 5	8 4	8 2	8 9	9 0	7 6	9 1
7	N.º de días cubiertos en el mes/año	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
7	N.º de días despejados en el mes/año	2 4	2 3	2 8	2 1	1 6	2 5	2 4	2 6	2 2	1 6
7	N.º de días nubosos en el mes/año	7	8	3	1 0	1 5	6	6	5	9	1 4
7	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	8 1	8 2	9 2	8 6	8 3	9 2	8 8	8 9	8 8	8 2
8	N.º de días cubiertos en el mes/año	1	0	0	0	0	3	0	0	0	0
8	N.º de días despejados en el mes/año	2 4	2 1	2 4	2 2	2 7	1 1	2 8	2 1	2 2	2 4
8	N.º de días nubosos en el mes/año	6	1 0	7	9	4	1 7	3	1 0	9	7
8	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	7 6	7 9	8 9	8 9	9 2	7 8	9 2	8 6	8 6	9 1
9	N.º de días cubiertos en el mes/año	1	3	4	2	3	2	0	0	0	2
9	N.º de días despejados en el mes/año	8	1 8	1 3	1 2	5	6	1 8	1 6	1 5	1 4
9	N.º de días nubosos en el mes/año	2 1	9	1 3	1 6	2 2	2 2	1 2	1 4	1 5	1 4
9	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	7 0	8 1	7 4	7 4	7 1	7 8	8 8	8 8	8 4	7 7
10	N.º de días cubiertos en el mes/año	4	1	7	4	3	8	6	1	3	2
10	N.º de días despejados en el mes/año	7	1 9	7	8	7	4	9	1 9	9	1 3
10	N.º de días nubosos en el mes/año	2 0	1 1	1 7	1 9	2 1	1 9	1 6	1 1	1 9	1 6
10	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	6 9	8 6	6 6	7 1	7 7	5 7	7 0	8 3	6 8	8 1
11	N.º de días cubiertos en el mes/año	9	8	1 1	3	9	2	8	3	7	8
11	N.º de días despejados en el mes/año	8	8	5	1 4	3	1 8	1 0	1 7	1	4
11	N.º de días nubosos en el mes/año	1 3	1 4	1 4	1 3	1 8	1 0	1 2	1 0	2 2	1 8



1 1	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	5 0	6 5	4 9	7 8	6 1	8 7	6 5	8 0	5 3	5 2
1 2	N.º de días cubiertos en el mes/año	9	6	7	5	4	6	3	4	1	6
1 2	N.º de días despejados en el mes/año	3	1 4	7	1 6	1 4	7	1 3	1 9	1 0	6
1 2	N.º de días nubosos en el mes/año	1 9	1 1	1 7	1 0	1 3	1 8	1 5	8	2 0	1 9
1 2	Porcentaje medio mensual de la insolación diaria frente a la insolación teórica, (%)	2 9	7 3	6 0	7 3	7 5	6 9	7 5	7 2	8 3	6 4

Tabla 8. Histórico de días nubosos (AEMET) [18]

En esta hoja se incluye el componente aleatorio para obtener los resultados mediante Montecarlo. Para ello, se han descargado los datos mensuales de diez años en los que viene el número de días despejados, número de días nubosos y número de días cubiertos.

Con estos datos se ha calculado el valor promedio y desviación estándar de cada variable en cada mes, con el fin de obtener la curva normal.

Una vez obtenida la curva normal de cada tipo de día en cada mes. Se calcula aleatoriamente el número de días nubosos y cubiertos siguiendo la curva normal y se distribuyen, también aleatoriamente, en cada mes.

A los días nubosos y cubiertos se les aplica un factor de reducción, de nuevo un número aleatorio, siguiendo una distribución normal según los siguientes parámetros:

Factor de reducción		
	Promedio	Desv. Est.
Cubierto	0,7	0,1
Nuboso	0,4	0,3

Los días despejados son aquellos que no son nubosos, es decir, la opción por defecto. Esto se hace así para que la distribución aleatoria en el mes nunca tenga días en exceso o defecto.



### Hoja “Generación”

En esta hoja se ha partido de los datos recopilados de PVGIS [19], con la base de datos PVGIS-CMSAF. Los datos iniciales para la descarga de estos datos han sido: paneles monocristalinos, con inclinación de 10° y orientación sur. Se ha elegido esta configuración para que sea un caso estándar que nos permita hacer simulaciones sin que sea un supuesto demasiado favorable o desfavorable.

Para realizar el modelado, se han descargado los datos horarios de 2007 a 2016. Estos datos se han colocado en paralelo, omitiendo los 29 de febrero en el caso de los años bisiestos, y finalmente seleccionado el máximo histórico de cada hora.

Fecha	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Wh/kW máx.
01/01/2010 0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 7:00	9	16	14	13	15	6	2	6	3	0	16
01/01/2010 8:00	295	293	116	182	59	293	245	0	335	57	335
01/01/2010 9:00	492	485	80	359	38	488	127	54	547	83	547
01/01/2010 10:00	627	328	330	624	195	606	151	210	674	218	674
01/01/2010 11:00	679	353	211	325	275	655	177	128	735	164	735
01/01/2010 12:00	604	173	462	488	402	644	682	51	728	18	728
01/01/2010 13:00	513	330	382	389	242	593	624	65	653	71	653
01/01/2010 14:00	389	341	91	497	399	479	499	34	521	260	521
01/01/2010 15:00	303	299	1	302	122	296	184	0	324	36	324
01/01/2010 16:00	46	35	27	43	28	50	57	2	49	0	57
01/01/2010 17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01/01/2010 18:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 9. Ejemplo de cálculo de generación máxima

Una vez obtenida la máxima potencia que se puede obtener por cada kWp se ha aplicado el factor de reducción a cada hora, calculado en la pestaña “Clima”. Como el resultado anterior es la potencia por unidad, se multiplica este por la potencia instalada, obteniéndose así, la energía generada en cada hora.

La finalidad de haber realizado así este modelado es, de nuevo, aplicar el método Montecarlo para la resolución de los distintos escenarios.



### Hoja “Consumos”

Los datos de consumo se han estimado con el uso del Anuario Estadístico de la Provincia de Sevilla 2019, del que se han obtenido los datos del consumo eléctrico anual por sectores y el porcentaje de consumo que corresponde a la ciudad con respecto a la provincia [15].

También se han obtenido datos de la herramienta web info-Energía, de la que se han obtenido los consumos de las provincias andaluzas, por meses, para una mayor aproximación.

	<b>Sector residencial (MWh)</b>	<b>Administración y servicios públicos (MWh)</b>
Enero	<b>120351,4754</b>	<b>39436,9657</b>
Febrero	<b>103328,1937</b>	<b>33858,74928</b>
Marzo	<b>103422,8665</b>	<b>33889,77182</b>
Abril	<b>94014,90475</b>	<b>30806,95572</b>
Mayo	<b>101311,3031</b>	<b>33197,85131</b>
Junio	<b>101053,05</b>	<b>33113,22652</b>
Julio	<b>114990,4771</b>	<b>37680,26513</b>
Agosto	<b>117517,8819</b>	<b>38508,44922</b>
Septiembre	<b>102746,0757</b>	<b>33667,99991</b>
Octubre	<b>94407,07792</b>	<b>30935,46366</b>
Noviembre	<b>94115,12012</b>	<b>30839,79446</b>
Diciembre	<b>96293,9432</b>	<b>31553,75472</b>

Tabla 10. Consumos mensuales de sectores residencial y público. Sevilla. [20]

Para el uso de estos datos en el modelo se han estimado los consumos mensuales por sector de la ciudad de Sevilla. Estudiando el caso del consumo de servicios públicos y el consumo residencial.

En el caso concreto del sector residencial, se han utilizado los datos antes mencionados y los datos de la hoja “Demografía”. Con la combinación de los tres, se ha estimado el consumo mensual de las viviendas según el tamaño del núcleo familiar.

El resultado de esta hoja es la curva de carga de la comunidad. Para su obtención se suman los consumos públicos, que son fijos, y residenciales, que dependen del número de bloques de viviendas que pertenezca a la comunidad. Esta suma da el consumo global, para su distribución horaria se multiplica por la curva de carga que se puede obtener de Red Eléctrica de España.



### Hoja "Potencialnicial"

Esta hoja solo se ha utilizado para estimar la potencia máxima que se podría instalar en las propiedades del ayuntamiento de Sevilla. Es una estimación muy aproximada, ya que no tiene demasiada importancia dentro del modelo, más allá de la limitación, y estudiar cada una de las localizaciones es un trabajo que, para este fin, no está justificado.

Los datos se han obtenido de la relación de bienes e inmuebles que presenta anualmente el Ayuntamiento de Sevilla [21]

Las distintas propiedades se han recogido en una tabla dividiéndose según su tipología. Una vez hecho esto se ha multiplicado por una potencia máxima estimada, según el tipo de edificio. El resultado se puede ver en la siguiente tabla:

	N.º en propied ad	MWp / propiedad	
EDIFICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE OFICINAS	43	0,05	2,15
EDIFICIOS CULTURALES	23	0,05	1,15
EDIFICIOS DEPORTIVOS E INSTALACIONES DEPORTIVAS	4	0,5	2
EDIFICIOS EDUCATIVOS Y FORMATIVOS	150	0,2	30
EDIFICIOS HISTÓRICO-ARTÍSTICOS	34	0	0
EDIFICIOS INDUSTRIALES Y TALLERES	61	1	61
EDIFICIOS RELIGIOSOS Y FUNERARIOS	1	0	0
EDIFICIOS SOCIALES	60	0,05	3
PEQUEÑAS CONSTRUCCIONES	29	0,2	5,8
			105,1 MWp

Tabla 11. Potencia máxima estimada a instalar en las propiedades del Ayto. de Sevilla



### Hoja “Balance de Potencia”

Esta hoja es la hoja principal de cálculo. Recibe los datos y cálculos previos del resto de hojas y, además, incluye los datos del precio de las distintas tarifas descargados de ESIOS [22]. Esta hoja, para cada hora, compara la generación eléctrica con el consumo, de aquí obtiene el autoconsumo directo y los excedentes.

En función del escenario este excedente se usará para alimentar las baterías estacionarias y de los vehículos eléctricos si no están llenas o se verterán a la red al precio de compensación. De igual manera, cuando el consumo sea mayor que la generación, se usará la energía de las baterías para alimentar a la comunidad.

En esta hoja también se calcula el ahorro según la tarifa PVPC de los consumidores. Obteniéndose con esta comparativa la mejor tarifa para el consumidor.

Otros parámetros que se valoran son el ahorro por el uso de baterías estacionarias y el ahorro por el uso de las baterías de los vehículos eléctricos. Además, también se cuentan los ciclos y fija un coste en función de estos, consiguiéndose así para ambas tecnologías la relación entre ahorro e inversión.

En la operación de las baterías también se realiza trading de energía para maximizar la inversión. La operación de esta función es sencilla, en primer lugar, se divide el precio de la comunidad entre el precio de la tarifa, si esta ratio es menor que 60% la batería se descarga y si es mayor que el 100% se carga. Estos dos parámetros son variables y se han escogido así para realizar la carga durante las horas valle, que suelen encontrarse entre 110 y 140%, y las horas pico, que suele encontrarse el valor en sobre el 50%.

ESCENARIO	Escenario 4.34 - Mixto: 0,1C, 100%		Tarifa:	DHS											
Fecha	Capacidad útil Alm. ESS (MWh)		% Alm. ESS Disponible	Ratio Comunidad / Tarifa	CARGA RED /DESCARGA COMUNIDAD (1/-)		Flujo Energ. ESS (MWh)		Flujo acotado por potencia capacidad		Flujo Energ. ESS ACOTADO(MWh)		Si flujo positivo (coste)	Si flujo negativo (Ahorro)	Generación - Consumo tras ESS
	P	Max ESS (MW)			AUTOCONSUM (2)	Flujo Energ. ESS (MWh)	Flujo acotado por potencia	capacidad	Flujo Energ. ESS ACOTADO(MWh)	Flujo Energ. ESS ACOTADO(MWh)					
01/01/2010 8:00	38,25	4,500	100%	126%	1	4,50	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	-2,30
01/01/2010 9:00	38,25	4,500	100%	126%	2	28,16	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	28,16
01/01/2010 10:00	38,25	4,500	100%	133%	2	42,80	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	42,80
01/01/2010 11:00	38,25	4,500	100%	135%	2	48,30	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	48,30
01/01/2010 12:00	38,25	4,500	100%	135%	2	45,86	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	45,86
01/01/2010 13:00	38,25	4,500	100%	58%	2	33,24	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	33,24
01/01/2010 14:00	38,25	4,500	100%	58%	2	13,44	4,50	0,00	0	0	0	0	0	0	13,44
01/01/2010 15:00	38,25	4,500	100%	57%	-1	-12,99	-4,50	-12,99	-4,49955	0	514,5235425	-8,49	0	514,5235425	-8,49
01/01/2010 16:00	38,25	4,500	88%	55%	-1	-51,44	-4,50	-33,75	-4,49955	0	535,626432	-46,94	0	535,626432	-46,94
01/01/2010 17:00	38,25	4,500	76%	52%	-1	-60,77	-4,50	-29,25	-4,49955	0	560,5989345	-56,27	0	560,5989345	-56,27
01/01/2010 18:00	38,25	4,500	65%	51%	-1	-67,48	-4,50	-24,75	-4,49955	0	569,4180525	-62,98	0	569,4180525	-62,98
01/01/2010 19:00	38,25	4,500	53%	51%	-1	-71,79	-4,50	-20,25	-4,49955	0	578,7771165	-67,29	0	578,7771165	-67,29
01/01/2010 20:00	38,25	4,500	41%	52%	-1	-74,73	-4,50	-15,75	-4,49955	0	567,123282	-70,23	0	567,123282	-70,23
01/01/2010 21:00	38,25	4,500	29%	51%	-1	-76,01	-4,50	-11,25	-4,49955	0	576,212373	-71,52	0	576,212373	-71,52
01/01/2010 22:00	38,25	4,500	18%	52%	-1	-73,72	-4,50	-6,75	-4,49955	0	564,063588	-69,22	0	564,063588	-69,22
01/01/2010 23:00	38,25	4,500	6%	117%	1	4,50	4,50	4,50	4,49955	250,7599215	-73,14	0	250,7599215	-73,14	
02/01/2010 0:00	38,25	4,500	18%	116%	1	4,50	4,50	4,50	4,49955	252,5597415	-66,77	0	252,5597415	-66,77	
02/01/2010 1:00	38,25	4,500	29%	140%	1	4,50	4,50	4,50	4,49955	208,959102	-61,61	0	208,959102	-61,61	

Ilustración 12. Visualización de la operación de las baterías en el modelo.

Esta operación de las baterías es un modelado simple. En un caso real de baterías a gran escala estas tendrían que tener un control inteligente que les



permitiera cargar por las noches en función del pronóstico de consumos en hora punta y se adecuaría el flujo de potencia para maximizar la vida de las baterías.

Esta hoja también calcula el consumo de la comunidad con los flujos de potencia perteneciente a las instalaciones fotovoltaicas y los pertenecientes a las baterías. Habilitándose así la comparación entre el antes y el después.





## Hoja “Resultados”

En esta hoja aparecen ordenados los resultados más importantes para la aplicación del método Montecarlo. Los resultados de las distintas celdas son:

- **“Pinstalada (MWp)”**: Potencia pico instalada de la generación fotovoltaica distribuida.
- **“N.º viviendas”**: número de viviendas de consumidores de la comunidad.
- **“Generación total”**: Total de MWh generados en el año de estudio.
- **“Consumo inicial”**: Total de MWh consumidos por los integrantes de la comunidad, previo a trading de energía con baterías.
- **“% Autoconsumo directo”**: Porcentaje de los MWh generados que se han auto consumido sin hacer uso de almacenamiento.
- **“Ingresos por autoconsumo directo”**: Ingresos por la venta de la energía directamente auto consumida con el precio comunitario.
- **“Coste de infraestructura generación”**: Inversión a realizar para el despliegue de la infraestructura fotovoltaica. Es el resultado de multiplicar la potencia instalada por su coste unitario.
- **“Coste O&M FV a 20 años”**: Resultado de multiplicar la potencia instalada por los costes de operación y mantenimiento unitarios.
- **“Ratio ingresos / Coste FV”**: Relación entre el ingreso anual y la inversión total a 20 años. Es un parámetro que se utiliza para la comparativa entre escenarios a fin de analizar la mejor estrategia.
- **“Ahorro respecto a tarifa”**: ahorro por autoconsumo a precio comunitario respecto a consumir toda la energía al precio de la tarifa seleccionada
- **“Excedentes (MWh)”**: MWh generados que no pueden ser auto consumidos por ser la generación mayor que el consumo.
- **“Ingresos por compensación previo a almacenamiento”**: Ingresos que se obtendrían si todos los excedentes se vendieran al precio de compensación.
- **“Capacidad ESS (MWh)”**: Capacidad total instalada de las baterías estacionarias.
- **“Potencia ESS (MW)”**: Potencia máxima del sistema de baterías estacionarias si actuaran en conjunto como una planta de potencia virtual.
- **“Uso ESS (ciclos)”**: Cantidad de ciclos contados en el balance de potencia.



- **“Fracción coste ESS por uso”**: Coste que se obtiene como resultado de aplicar al total de la inversión la fracción de sus ciclos de vida respecto al total de la vida útil del sistema de baterías estacionarias.
- **“Ahorro por ESS”**: Resultado de la suma de la diferencia entre la tarifa y el precio comunitario multiplicada por la energía suministrada y la resta a esta de la energía proveniente de la instalación fotovoltaica, al precio comunitario, o de la red, al precio de la tarifa, según corresponda.
- **“Ratio ahorro / Coste ESS”**: Relación entre el ahorro y el coste ESS ya mencionados.
- **“N.º vehículos parque V2G”**: Número de vehículos eléctricos con tecnología V2G y los parámetros asignados en la hoja “Inputs”.
- **“Potencia máx. V2G”**: Potencia máxima que se daría con todos los vehículos V2G conectados suministrando la máxima potencia de los cargadores V2G.
- **“Uso V2G (%)”**: Relación entre los MWh suministrados, multiplicados por dos, y divididos entre el total de MWh que el conjunto de vehículos V2G podrá cargar y descargar.
- **“Coste V2G”**: Suma del coste anualizado de la infraestructura de recarga y la degradación de la batería de los vehículos eléctricos.
- **“Ahorro por V2G”**: Suma del ahorro al operar las baterías V2G y los MWh consumidos por los vehículos al precio comunitario.
- **“Ratio ahorro/coste V2G”**: Relación entre el ahorro producido por el V2G y su coste.

En esta hoja también se encuentran los botones para lanzar las “Macros”. Estas se detallarán en el siguiente apartado, “Cálculos y resultados”.



### 3.3. Cálculos y resultados

Parte de los cálculos del modelo, en concreto los relativos a la interacción entre las distintas hojas de cálculo, ya han sido explicados en el apartado anterior. En este apartado se explicarán los cálculos relativos a la comparación de escenarios y de la implantación tecnológica óptima a nivel económico.

Los cálculos del modelo siguen un orden lógico para obtener la mejor estrategia de expansión de la comunidad energética, cálculos del 1 al 5, los cálculos de los puntos 6 y 7 se realizan para conocer los escenarios límite de una macro comunidad energética con V2G y sin V2G. A continuación, se detallan los pasos diseñados para este fin:

- 1- Generación óptima para un consumo dado.
- 2- Cálculo de la relación óptima entre ingresos con generación e ingreso de consumidores en la comunidad.
- 3- Cálculo de almacenamiento estacionario óptimo en función de la potencia instalada y la curva de descarga de las baterías.
- 4- Cálculo de almacenamiento óptimo con modelo optimizado y número de vehículos eléctricos con V2G estimado a 2030 con datos reales.
- 5- Cálculo comparativo entre movilidad eléctrica con tecnología V2G y sin V2G.
- 6- Cálculo en el que se aplican los resultados anteriormente obtenidos a la totalidad de la ciudad y estudio de los resultados.
- 7- Cálculo final en el que se aplican las condiciones límite con V2G.

En los siguientes subapartados, se explica el cálculo de los distintos pasos y se muestra el resultado obtenido.



### Cálculo de la generación fotovoltaica óptima para un consumo dado

Para realizar este cálculo se ha programado una macro de doble bucle, el primer bucle aumenta la generación a razón de 1 MWp hasta la cantidad “x” según avanza el bucle exterior. El bucle interior es el que realiza las distintas iteraciones a fin de aplicar el método Montecarlo.

De esta forma, el parámetro de estudio “Ratio ingresos / Coste FV” aparecerá representado con tantas columnas como aumento de potencia instalada haya y tantas filas como iteraciones se realicen.

En cuanto a los parámetros de entrada, el caso de estudio se ha realizado con un consumo relativamente elevado, ya que cuanto mayor sea este más realista será la aproximación de la curva de carga a la distribución de consumos horarios español. Este consumo es dependiente del número de integrantes de las viviendas de la comunidad, que cambia aleatoriamente según la distribución de estas en Sevilla, pero siempre comprenderá el consumo público total (fijo) y 53.328 viviendas (variable según combinación de tipo de vivienda).

La generación, como ya se ha mencionado, es variable con la ejecución de la macro.

Enero	62355,37423
Febrero	53535,43166
Marzo	53584,48265
Abril	48710,118
Mayo	52490,45927
Junio	52356,65562
Julio	59577,78424
Agosto	60887,25944
Septiembre	53233,83015
Octubre	48913,30707
Noviembre	48762,04065
Diciembre	49890,91196

*Ilustración 13. Ejemplo de consumo mensual utilizado en la simulación (MWh)*

Código de la macro:

*Sub Macro1()*

*' Montecarlo Macro Poptima*

*Dim i As Long, x As Long, c As Long, b As Long, PInicial As Long, Potencia As Long*

*c = Val(InputBox("iteraciones?", , 100))*

*PInicial = Val(InputBox("P-Inicial(-1)?", , 70))*

*b = Val(InputBox("incremento-de-P?", , 100))*



```

Columns("AE:BZ").Clear
Range("J3").Select
For x = 1 To b
Potencia = PInicial + x
Cells(6, "D") = Potencia
For i = 1 To c
    Range("J3").Select
    Selection.Copy
    Cells(i, x + 30).Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
        :=False, Transpose:=False
Next i
Next x
End Sub
    
```

Resultado obtenido:

Como era de esperar la ratio entre ingresos e inversión es máxima cuando el autoconsumo es del 99-100% y a partir de ese punto el incremento de potencia instalada reduce este porcentaje de autoconsumo directo:

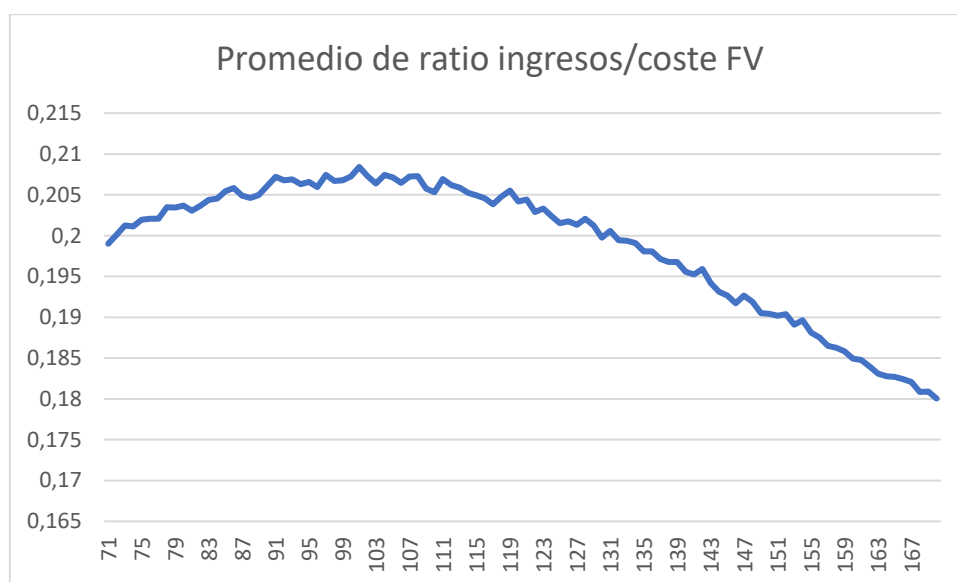
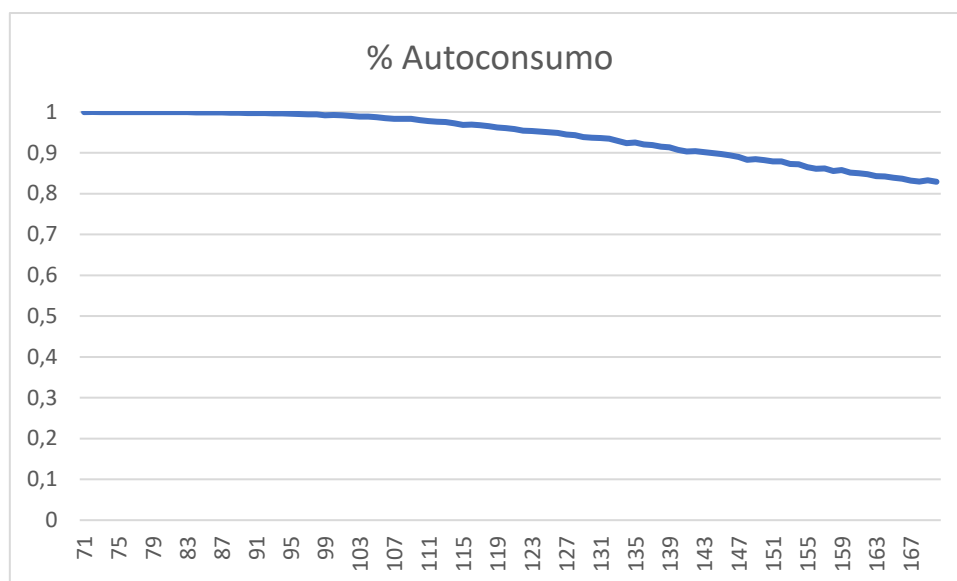


Ilustración 14. Promedio de ratio ingresos/coste de la instalación fotovoltaica respecto a la potencia instalada





*Ilustración 15. Porcentaje de energía directamente auto consumida respecto a la potencia instalada.*

Como se puede ver en las gráficas anteriores mientras el porcentaje de autoconsumo se mantiene en 1, la ratio ingresos/coste FV se incrementa. Una vez este porcentaje comienza a reducirse, la ratio también lo hace.

Este estudio, está simplificado, ya que supone que el coste de instalación para todas las instalaciones es de 0,4€/Wp. En un caso real se tendrá que tener en cuenta la reducción de este coste con el incremento de la potencia instalada. Aun así, ofrece resultados muy claros y aunque la ratio ingresos/coste no fuera máxima con un autoconsumo del 100% lo sería en un porcentaje muy cercano a este.

Por tanto, en criterio de expansión de la comunidad será que en todo momento se alcance un % de autoconsumo del 100%.



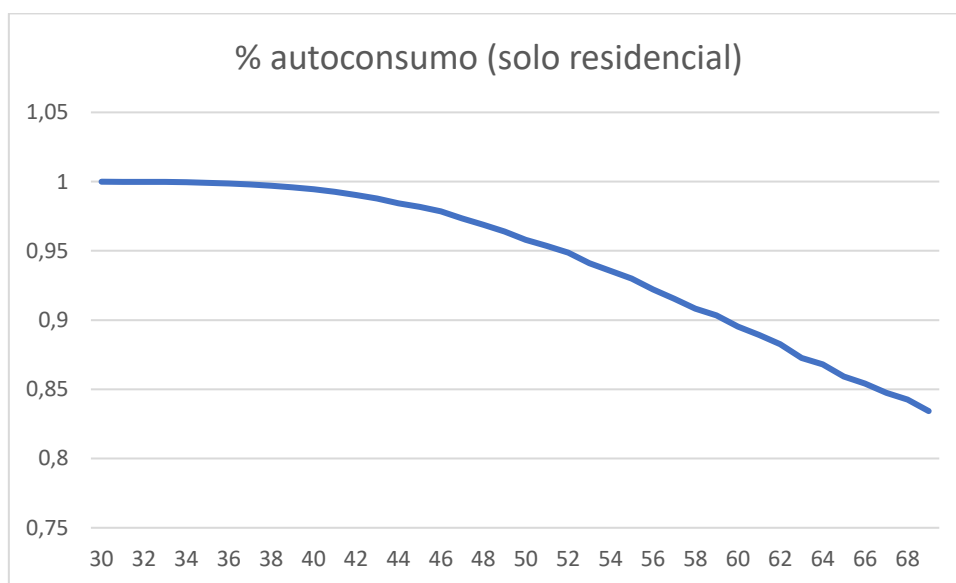
### Cálculo de la relación óptima entre ingresos con generación e ingreso de consumidores en la comunidad

Este cálculo se realiza para estudiar la cantidad de consumidores no generadores que pueden ingresar en la comunidad energética respecto a los consumidores con generación.

Las instalaciones fotovoltaicas se ejecutan con el máximo espacio disponible aprovechado. Si la instalación fotovoltaica óptima a instalar en los bloques de viviendas es menor que la que se podría instalar aprovechando todo el espacio podremos compensar esto realizando la instalación por máximo aprovechamiento y añadiendo más consumidores que no tengan la posibilidad de recibir una instalación fotovoltaica en sus viviendas.

Para hacer este cálculo se ha supuesto un bloque tipo de 8 viviendas unifamiliares en el que se tiene disponible una superficie de 100 metros cuadrados. Con esta superficie disponible se podrían instalar, siendo conservadores, una potencia de 15 kWp.

Como el consumo residencial guarda una relación distinta al público este cálculo se realiza únicamente con el consumo residencial. En este caso el estudio se realiza además con 60.000 viviendas.



*Ilustración 16. Porcentaje de autoconsumo directo respecto a potencia instalada. Consumo de 60.000 viviendas*

Como se puede observar, el porcentaje de autoconsumo comienza a reducirse a los 43 MWp aproximadamente, por lo que cada vivienda requerirá  $43.000 \text{ kWp} / 60.000 \text{ viviendas} = 0,71 \text{ kWp}$ .

Esta relación permite calcular la potencia de cálculo por bloque de viviendas, y de esta el número de consumidores que podrá ingresar en la comunidad energética por cada instalación fotovoltaica realizada. Para este



cálculo se ha supuesto una superficie disponible por bloque de viviendas de 100 metros cuadrados, donde se podría instalar sin problemas 15 kWp

Cantidad de viviendas por bloque	Potencia por cálculo	Consumidores adicionales
2 viviendas por bloque	1,43 kWp	19 viviendas
4 viviendas por bloque	2,86 kWp	17 viviendas
6 viviendas por bloque	4,30 kW	15 viviendas
8 viviendas por bloque	5,73 kWp	13 viviendas
10 viviendas por bloque	7,14 kWp	11 viviendas
12 viviendas por bloque	8,60 kWp	9 viviendas

Tabla 12. Consumidores adicionales según la cantidad de viviendas del bloque de la instalación en Sevilla.

Tenemos entonces como resultado que la incorporación de nuevos consumidores, en Sevilla, seguirá la siguiente relación:  $N_C = 21 - C_B$ . Donde  $N_C$  es el número de nuevos consumidores admitidos y  $C_B$  es el número de consumidores del bloque donde se realiza la instalación.

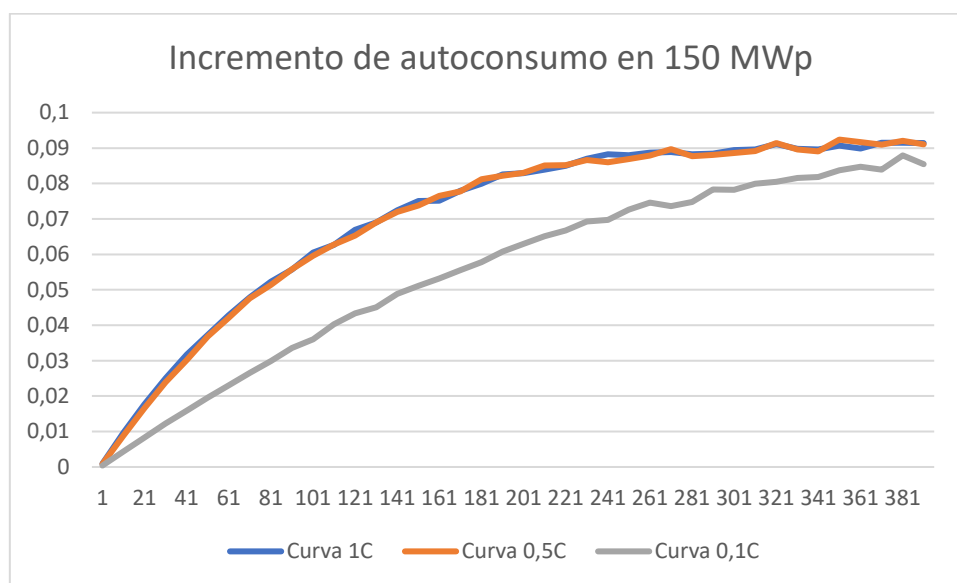




### Cálculo de almacenamiento estacionario óptimo en función de la potencia instalada y la curva de descarga de las baterías

Para realizar este cálculo se ha programado una macro de doble bucle, el primer bucle. El bucle exterior incrementa desde la capacidad inicial del sistema ESS hasta la cantidad que se indique de 10 MWp en 10 MWp. El bucle interior es el encargado de realizar las iteraciones con el fin de aplicar la metodología Montecarlo.

En primer lugar, se ha estudiado el impacto en el incremento del autoconsumo. Para ello, se ha realizado una simulación en la que se ha establecido como entrada 150 MWp de potencia y 53.328 viviendas (un 88% de autoconsumo directo promedio).



*Ilustración 17. Incremento de autoconsumo respecto a capacidad del sistema ESS según curva de descarga.*

Gracias a esta primera simulación se obtiene como conclusión el descarte de las baterías con curva de descarga 0,1C por arrojar unos resultados inferiores al de las otras dos, y también de las baterías con curva de descarga 1C por presentar el mismo comportamiento que la curva de descarga 0,5C a un mayor coste de inversión.

Tras esta primera simulación, se ha estudiado el impacto del incremento de la capacidad de las baterías en el número de ciclos que se realizan anualmente. En este caso los parámetros de entrada son los mismos que en la simulación anterior. El comportamiento que se le ha dado a la batería en el modelo es:

- Absorber los excedentes de generación fotovoltaica.
- Ceder energía en horas punta cuando el consumo sea mayor que la producción fotovoltaica.



- Realizar trading de energía, absorbiendo energía de la red en horas valle y cediendo esta energía a la comunidad en horas punta.

Como la energía que puede ceder la batería depende del consumo de la comunidad, se espera que conforme se incrementa el tamaño del sistema ESS, el número de ciclos se reduzca. Por este motivo se ha realizado la simulación.

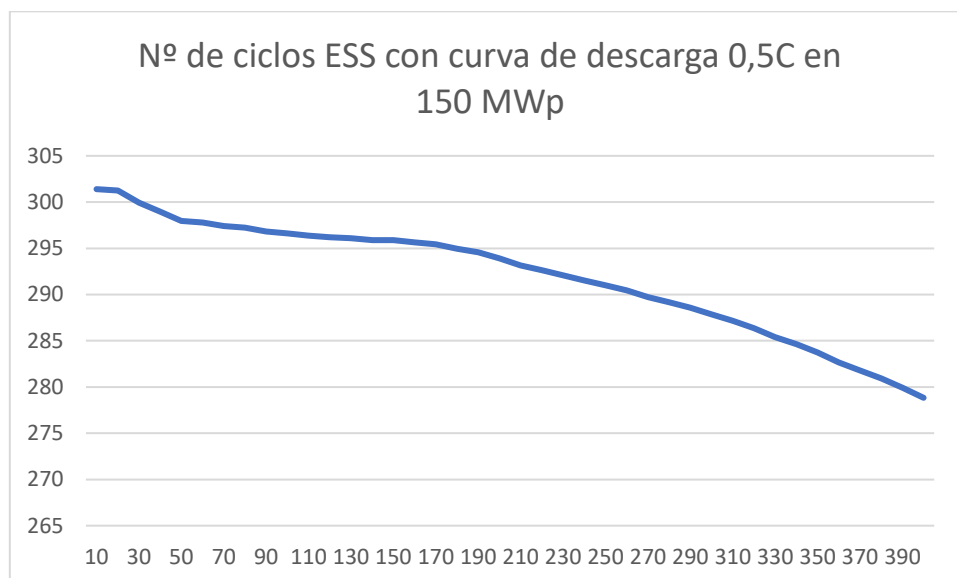


Ilustración 18. Reducción del número de ciclos con el incremento de la capacidad instalada con curva de descarga 0,5C

Como era de esperar, conforme se incrementa la capacidad instalada se reduce el número de ciclos realizados. Para tener un estudio más preciso del comportamiento, se repetirá la misma simulación, pero incrementando la potencia y se compararán los resultados.

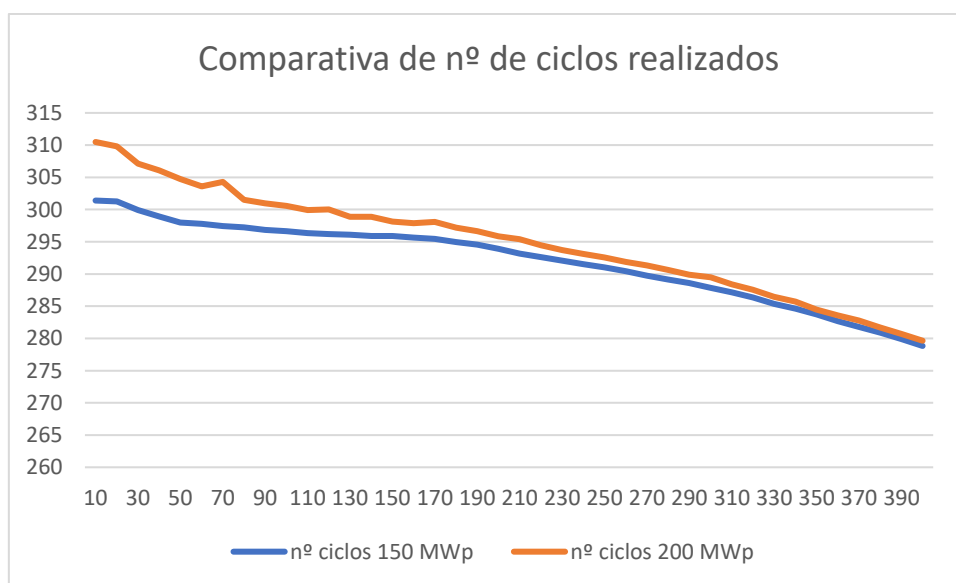


Ilustración 19. Comparativa de nº de ciclos realizados según potencia instalada a igual consumo.



Como se puede observar en los resultados, en capacidades bajas el número de ciclos cuando la potencia instalada es de 200 MWp es mayor, pero a medida que la capacidad aumenta esta diferencia se reduce hasta tener el mismo comportamiento.

Esto se debe a que, al haber fijado el consumo, las horas pico en las que se puede ceder energía a la comunidad se van saturando y los excedentes de producción no pueden ser absorbidos por el sistema ESS por lo que el almacenamiento también requerirá de aumento de consumidores para que su número de ciclos no se vea menguado.

Teniendo en cuenta que para este consumo la simulación arrojó un resultado de 100 MWp para tener un autoconsumo del 100%, y que en ambas situaciones una capacidad de 200 MWh permite que la batería opere con una saturación baja, se establece una ratio de 2:1 entre la capacidad máxima a instalar y la potencia de cálculo máxima que permita un autoconsumo del 100%.

Por último, en este apartado de cálculo, recordar que, aunque este cálculo se haya realizado con excedentes, el criterio de ampliación de la comunidad es de admitir a tantos consumidores como sea necesario para garantizar un autoconsumo directo del 100%. Esto ha sido así para mostrar el resultado de una situación hipotética en la que no hubiera ciudadanos interesados en ingresar en la comunidad. En ese caso, como se ha mostrado, se podría obtener un autoconsumo final del 95% desde el 85% inicial instalando un sistema ESS dimensionado con ratio 2:1.



### Cálculo comparativo entre sistema ESS y sistema V2G

Para realizar este cálculo se ha partido de los valores iniciales del apartado anterior, sustituyendo el almacenamiento ESS por almacenamiento V2G.

En este caso el dimensionamiento de la capacidad V2G se ha realizado en función de la previsión de vehículos eléctricos que habrá en Sevilla en 2030. El estudio se ha realizado considerando que todos los vehículos incluyen esta tecnología.

Para evaluar las implicaciones económicas se compara:

- En V2G: El ahorro respecto al coste proporcional de la degradación de la batería en un año, suponiendo una vida útil de 6000 ciclos, más el coste de instalar tres cargadores por cada dos vehículos.

El ahorro considerado es la suma de ahorros por energía inyectada a la comunidad menos el coste de la energía proveniente de la red más el ahorro de los MWh consumidos por los vehículos tomando el precio de la comunidad.

- En ESS: El ahorro respecto al coste proporcional de la degradación de la batería en un año, suponiendo una vida útil de 6000 ciclos.

El ahorro considerado es la suma de ahorros por energía inyectada a la comunidad menos el coste de la energía proveniente de la red.

En la operación del V2G la disponibilidad de los vehículos conectados va cambiando. Para realizar la simulación se ha supuesto, a fin de estar en un caso desfavorable, que los vehículos salientes se retiran con la potencia de operación (que suele ser la máxima) y a su vuelta se conectan con el 45% de la batería, que es el porcentaje mínimo de operación.

Esto da como resultado que se arrojen dos resultados, por un lado, el ahorro que se obtiene por el consumo de la energía de los vehículos V2G en horas pico menos el coste de la compra de esa energía a la red en horas valle, y por otro lado, la cantidad de energía que se podría consumir por los vehículos por la conducción.

La operación de las baterías en este caso es igual, la energía cedida siempre será a la comunidad y la absorbida podrá ser de los excedentes o de la red eléctrica en las horas valle.

En un primer tanteo, se ha comprobado que la operación de la flota V2G da como resultado un incremento del autoconsumo de un 4,6%. Observando los resultados del estudio anterior, vemos que ese es el incremento de autoconsumo máximo por saturación del consumo.



De aquí se puede obtener como conclusión que el V2G estará limitado por el consumo de la comunidad y también requerirá de un incremento del número de consumidores por cada vehículo operado.

Para obtener el mismo incremento del autoconsumo se necesita una instalación ESS con 230 MWh de capacidad instalada según los cálculos anteriores. A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

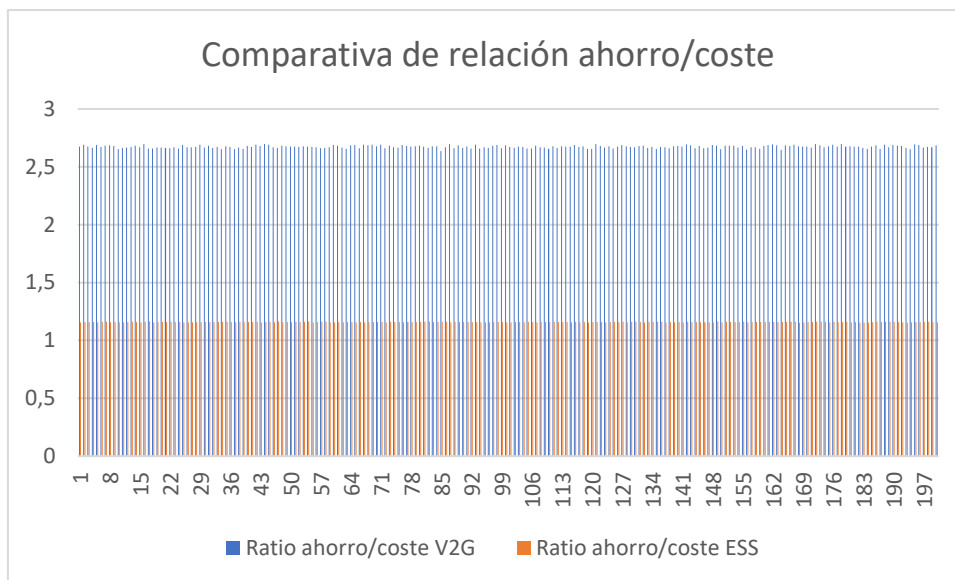


Ilustración 20. Comparativa de ahorro/coste entre V2G y ESS

Como se puede observar, la ratio entre ahorro y coste de la tecnología V2G es de 2,7, mientras que la de la tecnología ESS es de 1,6. Siendo una diferencia del 233%.



### Cálculo comparativo entre movilidad eléctrica con tecnología V2G y sin V2G

En esta simulación se calculará la implicación del uso del V2G si todo el parque de turismos fuera eléctrico.

Para ello se han tomado los datos del artículo académico, ya citado, “Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville”. En este artículo se estima el consumo eléctrico diario si toda la movilidad de Sevilla fuera eléctrica y también se da el dato del número de coches eléctricos, 320.571 vehículos en 2018. Se utilizarán estos datos.

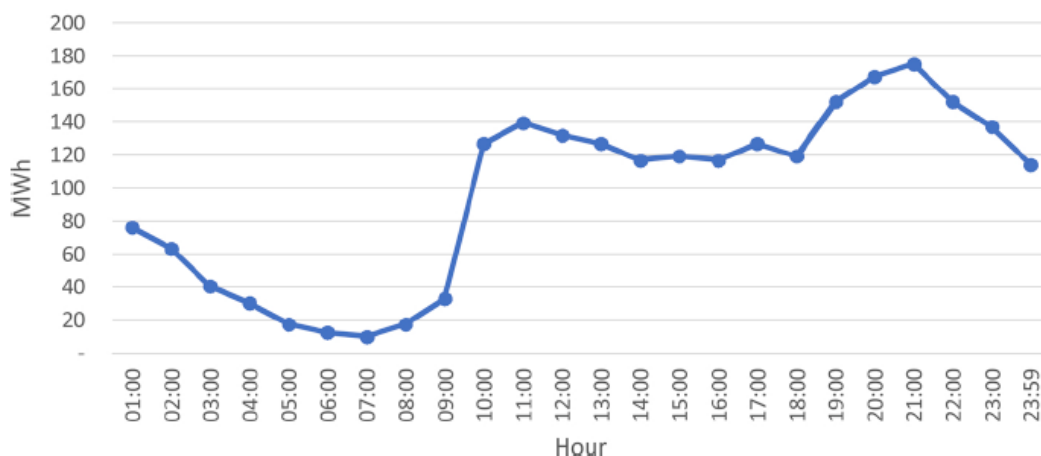


Ilustración 21. Consumo diario de los vehículos eléctricos.[17]

La simulación en este caso se ha realizado sin generación fotovoltaica y sin almacenamiento ESS, tomando el consumo total de Sevilla. A continuación, se muestran los resultados obtenidos de la simulación.

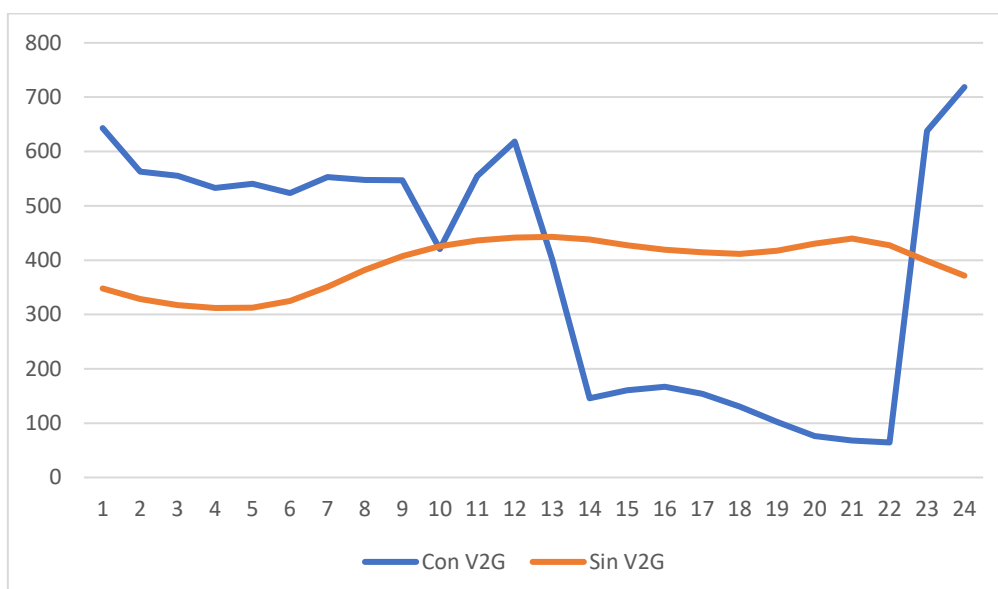


Ilustración 22. Comparativa entre los promedios de la curva de carga horaria anual.



Realizando una operación inteligente del sistema y gestionando la carga y descarga con previsión de datos de consumo se podría conseguir una curva prácticamente cuadrada. Además, también analizando el resultado se puede comprobar que si toda la flota del municipio fuera V2G el consumo de la red eléctrica podría ser constante, con las implicaciones que esto tiene en el ahorro por potencia instalada, infraestructura de transporte y operación del sistema.

En cuanto a las implicaciones económicas, se tiene que tener en cuenta que la operación del V2G permite modificar totalmente la curva de consumos del municipio, reduciendo casi a cero el consumo de energía proveniente de la red en horas pico y desplazando este consumo a las horas valle. Si esto se aplicara a gran escala los tramos horarios cambiarían y, por lo tanto, el siguiente estudio económico también.

Ho ra	Coste prome dio de la energí a	MWh anuales con V2G	MWh anuales sin V2G	Coste energía eléctrica con V2G	Coste energía eléctrica sin V2G	Diferencia
1	49,9	234819	126933	11.710.983,15 €	6.330.461,90 €	- 5.380.521,26 €
2	44,5	205432	119971	9.145.930,13 €	5.341.158,10 €	- 3.804.772,03 €
3	43,2	202613	115808	8.747.289,75 €	4.999.709,92 €	- 3.747.579,82 €
4	42,5	194512	113880	8.269.227,43 €	4.841.362,08 €	- 3.427.865,35 €
5	42,8	197413	114000	8.458.958,95 €	4.884.780,10 €	- 3.574.178,85 €
6	45,3	191123	118636	8.650.574,10 €	5.369.665,15 €	- 3.280.908,95 €
7	51,2	201852	128008	10.339.623,75 €	6.557.071,84 €	- 3.782.551,91 €
8	55,9	199835	139437	11.170.871,16 €	7.794.570,40 €	- 3.376.300,76 €
9	55,8	199574	148777	11.126.682,35 €	8.294.637,33 €	- 2.832.045,01 €
10	54,8	153451	155356	8.408.269,04 €	8.512.626,87 €	104.357,84 €
11	53,9	202520	159177	10.925.481,09 €	8.587.222,96 €	- 2.338.258,13 €
12	53,7	225629	161181	12.116.336,05 €	8.655.492,66 €	- 3.460.843,39 €
13	92,8	146562	161655	13.601.461,64 €	15.002.188,48 €	1.400.726,83 €
14	121,4	53178	159988	6.455.894,46 €	19.422.702,38 €	12.966.807,92 €
15	119,8	58500	155979	7.009.591,79 €	18.689.659,07 €	11.680.067,28 €
16	119,2	61034	152979	7.273.445,40 €	18.230.600,92 €	10.957.155,52 €
17	120,4	56166	151317	6.760.523,13 €	18.213.751,38 €	11.453.228,25 €
18	123,3	47614	150277	5.870.280,56 €	18.527.564,64 €	12.657.284,08 €
19	126,9	37198	152336	4.721.420,85 €	19.335.314,84 €	14.613.893,98 €
20	129,5	27831	157032	3.604.626,80 €	20.338.796,90 €	16.734.170,09 €
21	130,4	24825	160628	3.237.972,87 €	20.950.760,13 €	17.712.787,25 €
22	128,9	23513	155972	3.030.630,23 €	20.103.125,45 €	17.072.495,21 €
23	86,3	232785	145466	20.089.827,50 €	12.554.069,40 €	- 7.535.758,10 €
24	55,2	262296	135490	14.485.711,23 €	7.482.636,24 €	- 7.003.074,99 €
Total:				212.543.649,48 €	289.019.929,12 €	76.476.279,64 €

Tabla 13. Cálculo de las implicaciones económicas del uso del V2G.



En cuanto al coste de operación del V2G, se ha considerado para este cálculo el porcentaje de uso de las baterías respecto al total de sus respectivas vidas útiles multiplicado por el coste de estas más el coste de la infraestructura de recarga considerando una operación de esta infraestructura de 20 años.

Al realizar la simulación tenemos como resultado un promedio de 3,7% de la vida útil de la batería utilizada por la operación del V2G que junto a la fracción de un año respecto a veinte de la infraestructura de recarga nos da un coste de 35 millones de euros.

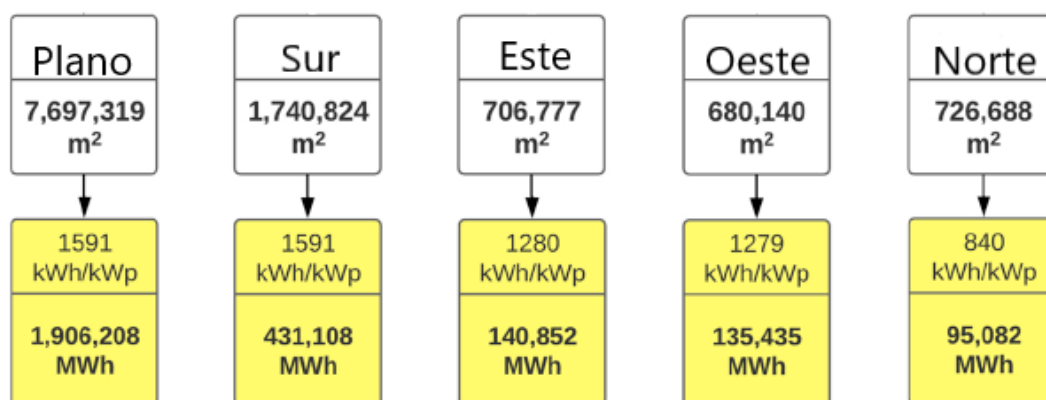




Cálculo en el que se aplican los resultados anteriormente obtenidos a la totalidad de la ciudad y estudio de los resultados

*En este cálculo final se presentan los datos de toda Sevilla como comunidad energética aplicando la propuesta diseñada.*

*Para saber el límite de la instalación, se han tomado los datos de la potencia pico fotovoltaica que se podría instalar en Sevilla de los datos, nuevamente, del artículo “Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville” [17].*



*Ilustración 23. Superficie disponible y potencia pico potencial.[17]*

Se ha considerado que únicamente se instalarán paneles en zonas planas, y de orientación sur, este y oeste, prescindiendo así de los paneles orientados al norte por su baja producción energética respecto a la potencia instalada. De esta forma, la potencia total que se podría instalar es:

- 1.198,12 MWp en plano.
- 270,97 MWp con orientación sur.
- 110,04 MWp con orientación este.
- 105,89 MWp con orientación oeste.

Como las instalaciones con orientación este y oeste tienen una producción menor, para adaptar esta instalación al modelo se divide su generación entre las horas equivalentes de la configuración óptima, 1591 kWh/kWp.

Tenemos como resultado que la potencia límite que se podrá utilizar en el modelo es: 1642,75 MWp.

Para la realización de la simulación, se ha partido de los datos de consumo total del municipio, distribuyendo estos según la curva de carga horaria estatal. Con este consumo, nuevamente, se ha realizado una simulación en la

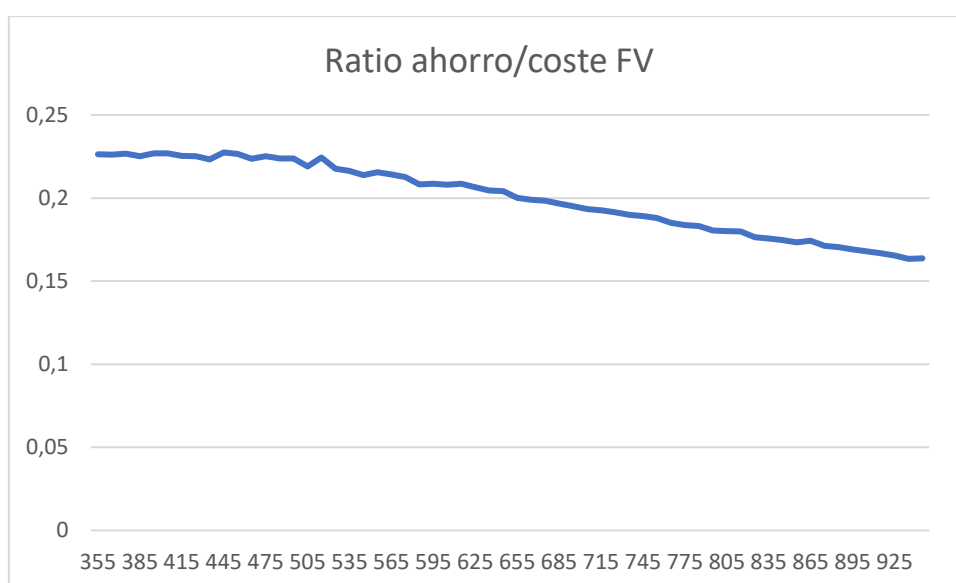


que se ha estudiado la potencia máxima que se puede instalar sin reducir el autoconsumo.

Finalmente, también se ha contado con una instalación ESS dimensionada también a razón de la ratio calculada. El sistema ESS se utilizará para compensar valles y picos en el consumo de la red eléctrica, no para aumentar el autoconsumo, ya que al utilizar la ratio potencia/consumo calculada la potencia auto consumida será del 100%.

En cuanto al V2G, se ha decidido no incluirlo para presentar una simulación factible a día de hoy, ya que en la actualidad pocos fabricantes están apostando por esta tecnología, en el siguiente apartado sí se realizará el estudio con V2G para comprobar las implicaciones de este en el caso límite.

A continuación, se presentan los resultados:



*Ilustración 24. Ratio ahorro vs coste con todo el consumo de Sevilla.*

Según el resultado obtenido en la simulación, la potencia óptima es 470 MWp, menor que la potencia límite mostrada anteriormente, por lo que se procede a realizar la simulación Montecarlo completa con este resultado.

El sistema ESS tendrá una capacidad de 940 MWh, contando con una potencia de carga y descarga de 470 MW.

Al realizar la simulación arroja un resultado promedio de 45.293.266,70 € de beneficio anual por venta de energía a los integrantes de la comunidad. El coste de la infraestructura es de 193.000.000,00 € a 0,40€/Wp y la operación y mantenimiento de aproximadamente 1.000.000,00 € tomando 2000€/MWp. Con estos resultados la inversión realizada se recuperaría antes de 5 años.

En cuanto a lo que supondría para los integrantes de la comunidad, el ahorro calculado sería de 12.392.315,23 €. Para llegar a este resultado se ha realizado



la simplificación de considerar que todos los integrantes tienen una tarifa PVPC DHS. Esta simplificación se ha tomado por contar con un histórico y por ser el caso más favorable para los integrantes, realmente muchos contarían con tarifas privadas y el ahorro sería mayor.

En cuanto a la operación de la batería, esta realizaría un promedio de 292 ciclos anuales, lo que supondría un coste por ese uso respecto al total de 13.134.838,66 € y con su operación comprando la energía en horas valle y cediéndola en horas punta se conseguiría un ahorro promedio de 15.042.845,47 €, obteniendo así un ahorro real de 1.908.006,81 €, un 15% respecto a su coste.



### Cálculo final en el que se aplican las condiciones límite con V2G

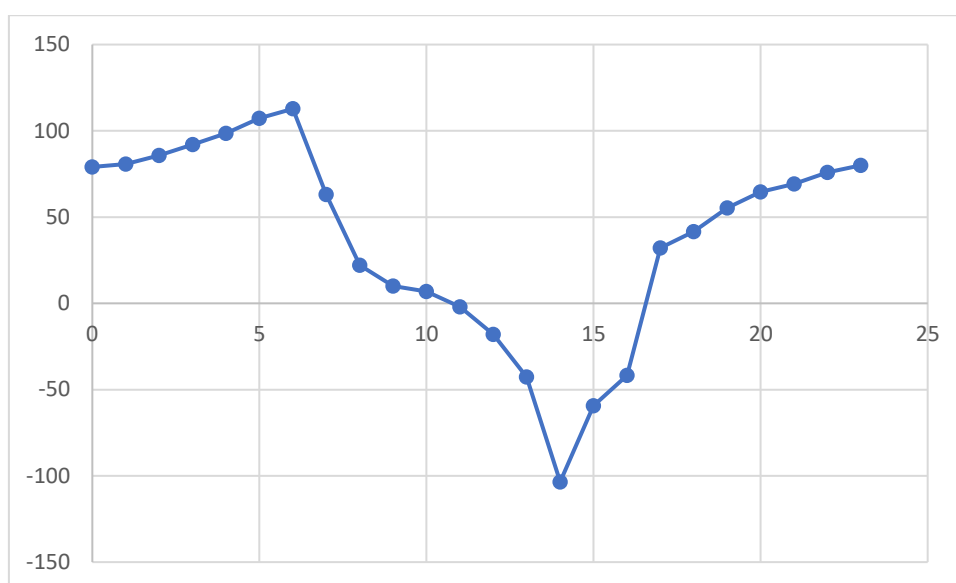
En este último caso, se estudia las implicaciones de operar V2G con el máximo de generación FV posible, la vista en el apartado anterior, y el consumo del conjunto del municipio, el número de vehículos, al ser el caso límite, volverá a ser 320.571.

El resultado que se persigue es el estudio de la autosuficiencia, por ese motivo el V2G operará de forma que absorba los excedentes y los ceda cuando no haya generación, sin realizar trading en la red.

El resultado económico que se obtendrá será la diferencia entre este escenario y un escenario de consumo común.

#### *Implicaciones en la energía importada de la red eléctrica*

Al operar la planta V2G únicamente para almacenar los excedentes de la producción fotovoltaica y ceder estos cuando la planta no esté funcionando obtenemos la siguiente curva de carga promedio:



*Ilustración 25. Consumo horario con máxima instalación fotovoltaica y operación de flota V2G.*

En este primer cálculo no se ha sumado el consumo por movilidad eléctrica, un total de 1789,5 MWh [17]. Al distribuir este consumo por horas podemos obtener una curva de carga plana:



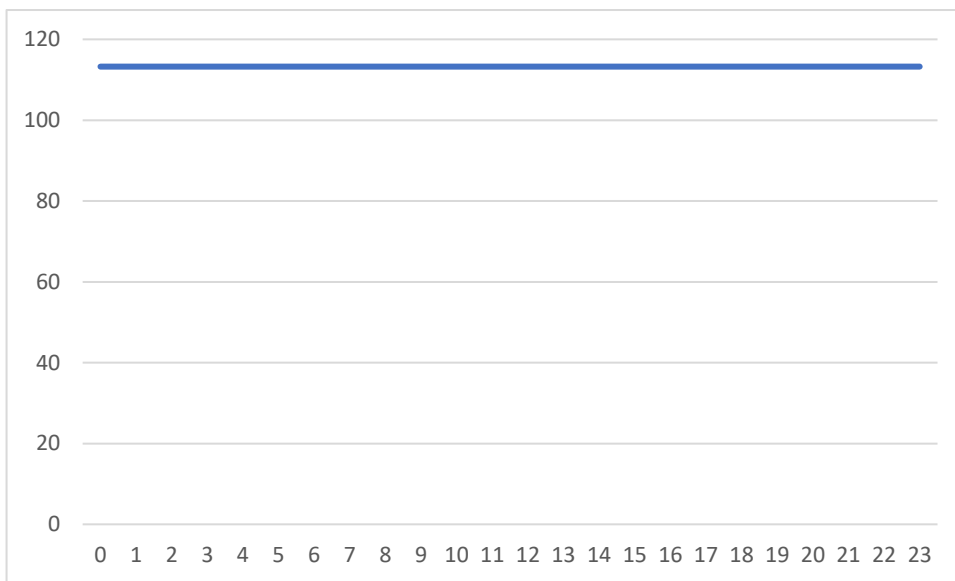


Ilustración 26. Curva de carga horaria con operación V2G y recarga inteligente.

La distribución de los consumos sería la siguiente:

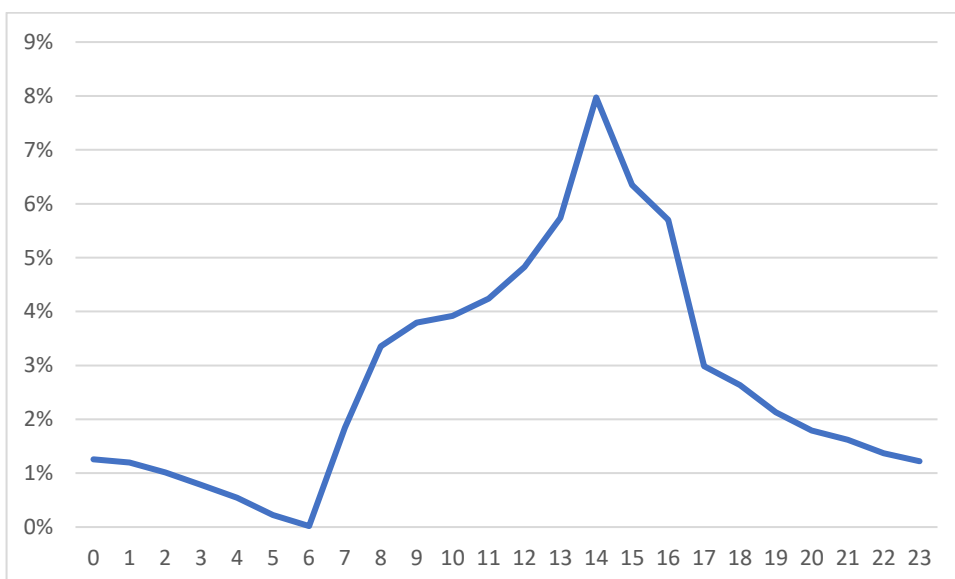


Ilustración 27. Reparto de consumo por recarga de vehículos eléctricos

Si esta solución se desplegara a gran escala los distintos tramos de tarifa dejarían de tener sentido, es por ello que se ha estudiado la posibilidad de obtener un consumo constante.

La diferencia con el consumo que tendría el municipio sin este sistema se presenta en la siguiente gráfica:



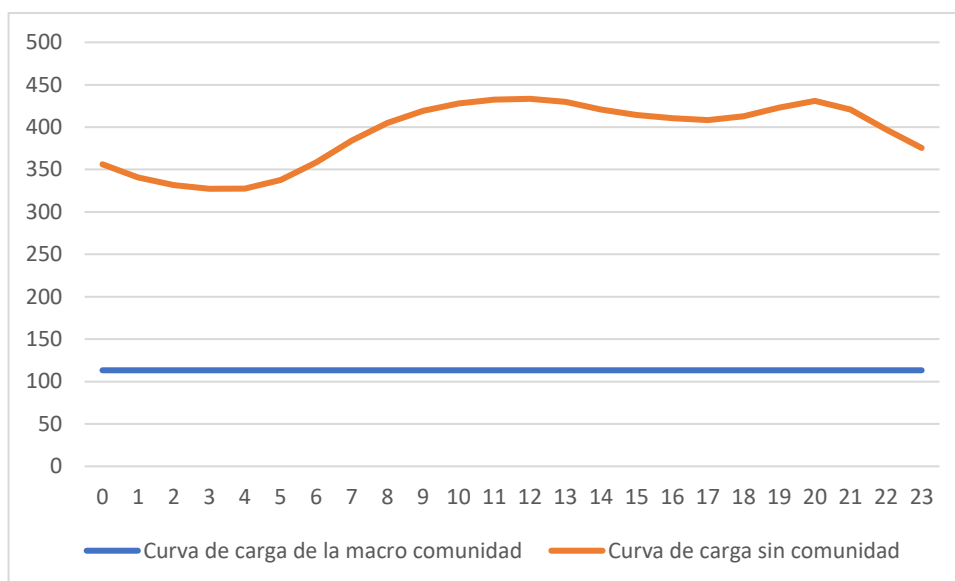


Ilustración 28. Diferencia entre consumos de la red eléctrica.

**Resultado económico**

En cuanto a la comparación de costes, se compara el coste de la inversión en esta solución con el coste de la energía importada de más frente a la simulación de la comunidad:

Hora	Coste promedio de la energía	Incremento de MWh anuales sin comunidad respecto a con comunidad	Coste energía eléctrica
1	49,87	90728,302	4.524.830,96 €
2	44,52	85083,7405	3.787.966,40 €
3	43,17	81709,428	3.527.588,64 €
4	42,51	80145,4033	3.407.195,80 €
5	42,85	80239,5211	3.438.187,93 €
6	45,26	83989,4137	3.801.505,66 €
7	51,22	91563,4956	4.690.235,23 €
8	55,90	100821,137	5.635.944,15 €
9	55,75	108402,639	6.043.672,34 €
10	54,79	113739,321	6.232.283,87 €
11	53,95	116844,754	6.303.498,38 €
12	53,70	118477,721	6.362.293,49 €
13	92,80	118867,74	11.031.375,87 €
14	121,40	117522,874	14.267.437,96 €
15	119,82	114277,751	13.692.939,72 €
16	119,17	111850,741	13.329.303,52 €



17	120,37	110504,862	13.301.237,83 €
18	123,29	109656,464	13.519.474,35 €
19	126,93	111308,793	14.127.927,71 €
20	129,52	115095,601	14.907.145,00 €
21	130,43	118003,861	15.391.283,53 €
22	128,89	114250,326	14.725.631,09 €
23	86,30	105744,446	9.125.982,65 €
24	55,23	97662,7519	5.393.577,43 €
		Total:	210.568.519,49 €

*Tabla 14. Sobrecoste de energía eléctrica sin comunidad respecto a con comunidad.*

La inversión realizada a 0,4€/Wp es de 662.100.00,00 €, el coste de operación y mantenimiento a 2000€/MWp es de 3.285.500,00 €, y el coste imputable al uso del V2G teniendo en cuenta la fracción del coste de la infraestructura de recarga y la degradación de las baterías es de 32.789.668,30 €.

Es decir, si se dedicara el sobre coste de la energía en el escenario sin comunidad a el escenario con comunidad, la infraestructura de generación se pagaría en 5 años y a partir de ese momento se obtendría un ahorro de aproximadamente 174 millones de euros.



### 3.4. Discusión de resultados

Los resultados obtenidos son muy prometedores a nivel social, energético, sostenible y económico.

En primer lugar, destacar la rápida recuperación de la inversión realizada en todas las simulaciones, esto es debido a dos puntos principalmente, que la simulación se ha realizado a 2030 y que la instalación se concentra en un gran promotor.

Como la simulación se ha realizado con datos estimados a 2030 los precios de los equipos fotovoltaicos son mejores que los actuales, a esto hay que sumarle que, en la propuesta realizada, toda la ejecución de las instalaciones está centralizada por lo que el precio de 0,4€/Wp es un valor que podría darse fácilmente y, por tanto, el retorno de inversión de 5 años es perfectamente viable.

El siguiente punto que merece atención es el de los sistemas de almacenamiento ion-Litio, tanto fijo como móvil.

En el caso de los sistemas ESS se ha obtenido que, en promedio, se obtendrían ahorros del 15% por el ahorro de la compra de energía en horas valle respecto al coste de inversión de la batería. Este resultado es interesante porque parte de precios de mercado minorista y, para obtener un resultado que podría aplicarse al sector residencial sin pertenecer a una comunidad energética, no se han aplicado condiciones de economía de escala por lo que el ahorro podría ser aún mayor.

En cuanto al V2G, con estos resultados queda probado su potencial. Aunque los cargadores considerados son de 10 kW solo, la batería considerada ha sido de 65 kWh y el rango de operación de la batería se ha limitado del 45% al 95%, la cantidad de vehículos que podría haber en operación compensa estas limitaciones.

En los resultados el ahorro obtenido por uso del V2G es entre 2 y 3 veces mayor que el obtenido por almacenamiento estacionario, esta diferencia se debe a que las baterías de los vehículos eléctricos son el sistema de almacenamiento ion-Litio de menor coste, sin contar las baterías de segunda vida, por el grado de optimización que tienen las fábricas de automóviles.

Este resultado también se ve influido por el coste que se le ha dado a la infraestructura de recarga, 2000€ por cada vehículo, actualmente el precio de estos cargadores va desde los 4.000 hasta los 6.000€, la reducción de este precio se ha realizado valorando los componentes y suponiendo que estos cargadores se produjeran en masa con la correspondiente reducción del precio de fabricación.

En cuanto a la degradación de las baterías, el resultado obtenido ha sido de 300 ciclos para los sistemas ESS, un 5% tomando una vida útil de 6.000 ciclos, y en el caso de los vehículos eléctricos de un 0,7% operando el parque móvil





completo a un 3,3 % en los resultados obtenidos con el número de vehículos estimados a 2030.

En el caso del V2G estos datos son especialmente relevantes porque se puede comprobar que la utilización de esta tecnología apenas tiene impacto en el vehículo de utilizarse en grandes flotas.



#### 4. CONCLUSIONES

Con este TFG se ha pretendido, de una forma imparcial, estudiar la figura de las comunidades energéticas, sus implicaciones sociales, económicas y tecnológicas y la influencia del V2G en estas.

El estudio se ha realizado a través de una propuesta de macro comunidad, estudiando el comportamiento de esta en un modelo de la ciudad de Sevilla.

Con los resultados obtenidos en las distintas simulaciones por una parte se ha calculado y expuesto la implicación que tienen las distintas tecnologías de generación y almacenamiento en la comunidad y por otro se ha valorado la mejor estrategia a seguir para obtener una rápida expansión. De estos resultados podemos obtener las siguientes conclusiones.

La primera conclusión es que este modelo de asociación es totalmente viable, en el estudio realizado con línea temporal 2030 se ha obtenido un retorno de inversión de la instalación fotovoltaica de 5 años en todas las simulaciones, para esto es fundamental centralizar las distintas instalaciones distribuidas en una sola empresa que pueda obtener mejores precios de los equipos por economía de escala y se especialice con el fin de reducir el coste de instalación lo máximo posible.

La segunda conclusión que se puede obtener de este estudio es sobre los sistemas ESS, estos sistemas con los precios estimados de 2030 obtienen un 15% de ahorro sobre su coste. Con los resultados obtenidos se prevé que estos sistemas tendrán un mayor despliegue en caso de cumplirse la estimación de costes.

La tercera conclusión que podemos obtener es que el uso del V2G a gran escala resulta prácticamente indispensable tanto si se quisiera actualizar todo el parque móvil de combustión a eléctrico como si se quiere obtener el máximo provecho de las instalaciones fotovoltaicas.

Es especialmente llamativo el último estudio realizado, en el que gracias a la incorporación del V2G se reduce la energía eléctrica importada más de dos tercios y el coste un 50% aproximadamente, además, permite que esta energía importada sea constante en el tiempo.

El presente TFG es un pre-estudio del que pueden partir nuevos proyectos de investigación como:

- Diseño de un control inteligente de los flujos de potencia y estudio de su implicación tecno-económica.
- Estudio detallado de aplicación teniendo en cuenta zonas catastrales, distancias y pertenencia a la misma red de baja.
- Diseño real de una comunidad con el conjunto de tecnologías de generación, almacenamiento y sistemas de control a implementar.



## 5. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] A. Caramizaru and A. Uihlein, *Energy communities : an overview of energy and social innovation*. 2019.
- [2] MITECO, “El MITECO lanza una expresión de interés para identificar mecanismos para el impulso de comunidades energéticas locales como herramienta de recuperación económica frente al COVID-19,” 2021, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/El-MITECO-lanza-una-expresion-de-interes-para-identificar-mecanismos-para-el-impulso-de-comunidades-energeticas-locales-como-herramienta-de-recuperacion-economica-frente-al-COVID-19/tcm:30-521970>.
- [3] European Commission, “REGLAMENTO (UE) 2017/ 2195 DE LA COMISIÓN - de 23 de noviembre de 2017 - por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico,” vol. 2017, no. 3, pp. 6–53, 2017, [Online]. Available: <https://www.boe.es/doue/2017/312/L00006-00053.pdf>.
- [4] E. L. P. Europeo, E. L. Consejo, D. E. L. A. Uni, P. Europeo, D. Oficial, and P. Europeo, “DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019,” vol. 2019, 2019.
- [5] Jefatura del Estado, “Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.,” *Boletín Of. Del Estado*, p. 97430, 2018, [Online]. Available: <http://www.boe.es>.
- [6] E. Blasco Hedro, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 90, pp. 68–71, 2019.
- [7] BOE-A-2019-18423, “Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance.” 2019.
- [8] BOE-175/2020, “Boletín Oficial del Estado,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 61561–61567, 2020.
- [9] I. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “Guía para el desarrollo de instrumentos de fomento de comunidades energéticas locales,” *Tep. Apx.*, vol. 60, no. 8, pp. 27–30, 2019.
- [10] H. Heinrich, “Aggregators,” *E-Journal Invasion*, pp. 101–125, 2007, doi: 10.1016/b978-1-84334-144-4.50003-3.
- [11] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan, “V2G electric power capacity estimation and ancillary service market evaluation,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039703.
- [12] IEA, “Evolution of Li-ion battery price, 1995-2019,” *IEA Paris*, 2019. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-li-ion-battery-price-1995-2019>.
- [13] Cenex, “Understanding the True Value of V2G,” p. 62 pages, 2019, [Online]. Available: <https://www.cenex.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/True-Value-of-V2G-Report.pdf>.
- [14] IEA, “Evolution of solar PV module cost by data source,” *IEA Paris*.



- <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>.
- [15] Diputación de Sevilla, “ANUARIO ESTADÍSTICO DE LA PROVINCIA DE SEVILLA 2019,” 2019.
- [16] O.-U. P. de Comillas, “Evolución del parque de vehículos eléctricos en España,” 2020, [Online]. Available: <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>.
- [17] A. Arcos-Vargas, A. Gomez-Exposito, and F. Gutierrez-Garcia, “Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 46, no. January, p. 101450, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101450.
- [18] “AEMET OpenData.”  
<https://opendata.aemet.es/centrodedescargas/productosAEMET?>
- [19] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, “A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 1803–1815, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.03.006.
- [20] Agencia Andaluza de la Energía, “info-Energía,” 2019, [Online]. Available: <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/info-web/principalController#>.
- [21] Exmo. Ayuntamiento de Sevilla, “Relación de bienes inmueble 2019,” 2019, [Online]. Available: <https://books.google.es/books?id=yhaiAAAACAAJ>.
- [22] ESIOS - Sistema de información del operador del Sistema, “www.esios.ree.es,” [Online]. Available: [https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?compare\\_indicators=1013,705&start\\_date=06-12-2020T00:00&geoids=](https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?compare_indicators=1013,705&start_date=06-12-2020T00:00&geoids=).



## 6. GLOSARIO

Comunidad energética: Mercado local eléctrico de carácter social y sostenible.

Prosumidor: Usuario que, además de consumir energía eléctrica importada, puede producir y compartir energía eléctrica.

Sociedad Anónima Municipal: Empresa privada de capital 100% público.

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Proyecto IREMEL: Integración de Recursos Energéticos a través de MErcados Locales de electricidad.

ESS: Sistema de almacenamiento eléctrico, “Electric Storage System” en inglés.

V2G: Tecnología de carga bidireccional de vehículo eléctrico “vehículo-a-red” en inglés “Vehicle-to-grid”.

CENEX: “Low Carbon and Fuel Cells Centre of Excellence”. Fundación sin ánimo de lucro que provee servicios de investigación y consultoría a entes privados y públicos en proyectos de reducción de emisiones.

EMS: Sistema de control eléctrico o “Electric Management System” en inglés. Se trata de un sistema de control y gestión inteligente de flujos de potencia.

VPP: Central de potencia virtual o “Virtual Power Plant” en inglés. Gestión centralizada de activos eléctricos distribuidos.

DERMS: Sistema de gestión de recursos energéticos distribuidos o “Distributed Electric Resources Management System” en inglés. Gestión centralizada de activos eléctricos distribuidos localizados. Se diferencia de la VPP en que este sistema de gestión sí parametriza la localización de los activos gestionados para posibilitar más servicios de regulación.



## 7. ANEXOS

Anexo I: Autoconsumo colectivo.

Anexo II: Compensación simplificada.

Anexo III: Modos de conexión.



# A Anexo I: Autoconsumo colectivo

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece que *“un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proviene de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.”*

Es decir, un autoconsumo colectivo estará formado por una o varias instalaciones generadoras de energía eléctrica y varios consumidores que se asocian a ellas.

La conexión de las instalaciones de autoconsumo colectivo podrá realizarse en red interior, mediante líneas directas, o a través de red, siempre que en este último caso se cumplan los requisitos que establece el RD 244/2019, es decir se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Que la conexión se realice a la red de BT que se deriva del mismo centro de transformación al que pertenece el consumidor.
- Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en BT y a una distancia entre ellos menor de 500 m, medidos en proyección ortogonal en planta entre los equipos de medida.
- Que la instalación generadora y los consumidores asociados se ubiquen en la misma referencia catastral, tomada como tal si coinciden los 14 primeros dígitos (con la excepción de las comunidades autónomas con normativa catastral propia).

En el caso de instalaciones de autoconsumo colectivo en edificios sujetos a la Ley de Propiedad Horizontal (LPH), debe tenerse en cuenta que la instalación de producción no podrá conectarse directamente a la instalación interior de ninguno de los consumidores asociados, según dispone la modificación introducida en la ITC-BT-40 a través de la Disposición Final Segunda del RD 244/2019.

Los autoconsumos colectivos además podrán pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo que contempla el RD 244/2019 en su artículo 4, siempre que cumplan con los requisitos aplicables a cada modalidad, de manera que podrán existir:

## 1. Autoconsumo colectivo SIN excedentes.

Existirán varios consumidores asociados y se dispondrá de un sistema antivertido que impida la cesión de energía a la red.

En este caso, la titularidad de la instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados.

Sin perjuicio de los acuerdos que puedan firmar las partes, en estas instalaciones los consumidores serán responsables de los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.

En esta opción, aunque posible, no se aprovecha la ventaja de compensar los excedentes individualizados, resultando más recomendable la siguiente opción.

## 2. **Autoconsumo colectivo SIN o CON excedentes acogido a compensación.**

Las **instalaciones colectivas SIN excedentes** acogidas a compensación son un caso particular exclusivo de los autoconsumos colectivos.

La instalación estará dotada de un sistema antivertido de manera que nunca se pueda ceder energía a la red. Sin embargo, los consumidores se pueden acoger al mecanismo de compensación de excedentes.

La titularidad de la instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados. Sin perjuicio de los acuerdos que puedan firmar las partes, en las instalaciones colectivas SIN excedentes, los consumidores serán responsables de los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.

Las **instalaciones colectivas CON excedentes** acogidas a compensación deberán estar conectadas en red interior de tal manera que, en los edificios sujetos a la LPH no se conecte **directamente** a la red interior de ninguno de los consumidores.

Las instalaciones colectivas CON excedentes a través de red, para poder acogerse a la compensación, deberán asegurar que al menos uno de los consumidores asociados está conectado a la instalación en red interior

En estos casos, la titularidad de la instalación de generación será del productor. En aquellos casos en que las instalaciones de producción compartan infraestructuras de conexión a la red o se conecten en la red interior de un consumidor, los consumidores y productores responderán solidariamente por el incumplimiento ante el sistema eléctrico, aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía.

## 3. **Autoconsumo colectivo CON excedentes no acogido a compensación.**

En este caso, la titularidad de la instalación de generación recae en el productor.

Existirán varios consumidores asociados y los excedentes no autoconsumidos se venderán al mercado. Estos excedentes, que estarán asociados a la instalación (o instalaciones) de generación, se calculan como la diferencia entre la generación horaria neta y la suma de los autoconsumos horarios individualizados.

Sin embargo, cuando las instalaciones de producción se conecten a la red interior de un consumidor o cuando compartan infraestructuras de conexión con los consumidores asociados, ambos (los consumidores y el productor) responderán solidariamente por los posibles incumplimientos ante el sistema eléctrico.



*Todos los consumidores deben enviar el mismo criterio de reparto firmado.*



En un autoconsumo colectivo todos los consumidores asociados deberán pertenecer a la **misma modalidad** de autoconsumo.

Es necesario que los intervinientes firmen un **acuerdo con los criterios de reparto de la energía generada**. Este acuerdo deberá ser firmado por todos los consumidores asociados y remitido de forma individual por cada consumidor asociado a la compañía distribuidora (directamente o a través de su comercializadora).

Las activaciones de la modalidad de autoconsumo se irán realizando a medida que se activen las solicitudes que realicen los distintos comercializadores, excepto en el caso de modificaciones de autoconsumos existentes, en cuyo caso todas las modificaciones se realizarán con la misma fecha, coincidente con la activación de la última solicitud recibida.

Este reparto de la energía podrá realizarse con los criterios que más se acomoden a las necesidades de los consumidores, con la única restricción de que deben utilizarse coeficientes de reparto fijos, y que la suma de esos coeficientes debe ser 1.<sup>52</sup>

El RD 244/2019 de 5 de abril en su Anexo II describe un posible criterio de reparto de la energía que puede ser usado por los consumidores en el acuerdo, si bien es admisible cualquier otro firmado por todos los consumidores asociados.

En cualquier caso, para cada consumidor asociado a la instalación de autoconsumo se calculará la *“energía horaria neta individualizada”* como:

$$ENG_{h,i} = \beta_i * ENG_h$$

donde:

$ENG_h$  = energía horaria neta total producida por la instalación.

$\beta_i$  = coeficiente de reparto de la energía generada para el consumidor “i”.

Este coeficiente es el que debe figurar en el acuerdo de reparto entre los consumidores y deberá cumplir las siguientes limitaciones:

- Deberá ser constante para cada consumidor en todas las horas del periodo de facturación (mes).
- La suma de las  $\beta_i$  de todos los consumidores asociados a la misma instalación de autoconsumo deberá ser 1.
- $\beta$  tomará el valor 1 cuando exista un único consumidor asociado.

Para el cálculo de las  $\beta_i$ , podrá utilizarse cualquier criterio que se acuerde entre los consumidores asociados. No obstante, el Anexo II del RD 244/2019 propone una fórmula de cálculo de los coeficientes en función de la potencia contratada de cada uno de los consumidores.

$$\beta_i = \frac{\text{Potencia máxima contratada (consumidor i)}}{\sum \text{Potencias máximas contratadas (todos los consumidores asociados)}}$$

<sup>52</sup> La disposición final 5 del RD 244/2019 habilita a la Ministra para la Transición Ecológica para, mediante Orden, modificar estas restricciones habilitando la existencia de coeficientes dinámicos en determinadas condiciones.

Debe tenerse en cuenta que el acuerdo de reparto estará vigente mientras no se comunique otro acuerdo firmado por todos los consumidores asociados.

Por tanto, si un consumidor da de baja su contrato de suministro o abandona el autoconsumo colectivo por otra causa, deberá comunicarse un nuevo acuerdo de reparto que tenga en cuenta esta circunstancia.

Del mismo modo, si se desea añadir un nuevo consumidor al autoconsumo colectivo, la incorporación obliga a redefinir coeficientes modificando los acuerdos de reparto y a comunicarlos nuevamente.

En el caso de autoconsumos colectivos CON excedentes en los que existan varias instalaciones de generación con un único equipo de medida, el RD244/2019 en su Anexo II contiene la fórmula aplicable para realizar el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida por cada una de las instalaciones de dicho autoconsumo colectivo (coeficientes  $\alpha$ ).

Por último, en caso de que sea preciso realizar un contrato para los servicios auxiliares de la instalación, este contrato deberá estar suscrito en el mismo momento en que se modifiquen los contratos de los consumidores asociados ya que todos los contratos llevarán la misma fecha de alta o modificación.

# B Anexo II: Compensación simplificada

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece el mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de los consumidores y los excedentes de sus instalaciones de producción asociadas. En este anexo se describe el funcionamiento de dicho mecanismo.

Los consumidores asociados a instalaciones de producción en autoconsumo pueden acogerse de forma voluntaria al mecanismo de compensación simplificada en

- instalaciones de autoconsumo **individual CON excedentes**,
- instalaciones de autoconsumo **colectivo SIN excedentes**,
- instalaciones de autoconsumo **colectivo CON excedentes**,

siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones:<sup>53</sup>

- La instalación generadora sea de **fuentes renovables**.
- La **potencia** de la instalación de producción sea **igual o inferior a 100 kW**.
- La instalación **no tenga otorgado un régimen retributivo adicional** específico.
- Se haya firmado un **contrato de compensación de excedentes** de autoconsumo entre productor y consumidor, aun en el caso de que productor y consumidor sean la misma persona física o jurídica.
- Si se ha suscrito un **contrato de suministro para los servicios auxiliares**, ese contrato debe ser único para el consumo y para los servicios auxiliares con una empresa comercializadora.

Para que los contratos de consumo y de servicios auxiliares puedan unificarse y cumplir la condición necesaria para acogerse a compensación, es necesario que<sup>54</sup>:

- Las instalaciones de producción estén conectadas en la **red interior** del consumidor.
- El **consumidor** y el **titular** de las instalaciones de producción sean la **misma persona física o jurídica**.

---

<sup>53</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 4.2

<sup>54</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 8.4

Si no es necesario suscribir este contrato de servicios auxiliares, la condición anterior se da por cumplida.

No será necesario suscribir contrato para los servicios auxiliares si se cumple:<sup>55</sup>

- i. Se trata de instalaciones próximas en **red interior**.
- ii. Se trata de instalaciones de generación renovable, y la potencia instalada es **menor de 100kW**.
- iii. La energía consumida por los servicios auxiliares de producción es, en cómputo anual, **menos del 1% de la energía neta generada** por la instalación. Inicialmente esto se acreditará por la empresa instaladora habilitada en el Proyecto o Memoria Técnica.

En el caso en que alguna de las condiciones anteriores (i-iii) no se cumpla, entonces si se debe realizar un contrato para los servicios auxiliares.

Por tanto, como se aprecia del análisis de estas condiciones para cumplir con el requisito de este punto, las instalaciones que quieran acogerse al mecanismo de compensación deben estar **conectadas en red interior**, ya que, tanto para unificar los contratos de consumo y de servicios auxiliares, como para estar exento de formalizar dicho contrato de servicios auxiliares, ésta es la condición común.

En el caso de las **instalaciones colectivas CON excedentes a través de red**, los servicios auxiliares de producción no están conectados en red interior, de modo que no es posible unificar su contrato de suministro con el del consumo. Únicamente cuando los servicios auxiliares de producción puedan considerarse despreciables, será posible interpretar que se cumplen las condiciones de la compensación simplificada.

Por tanto, en las instalaciones colectivas CON excedentes a través de red, si la generación se conecta a la red interior de **al menos uno de los consumidores asociados** (incluidas las instalaciones de enlace) se entenderá cumplido el primero de los requisitos para considerar despreciables los servicios auxiliares de producción, y si se cumple el resto de requisitos podrán acogerse a la compensación.

Además de las instalaciones CON excedentes que cumplan las condiciones anteriores, los consumidores asociados a una **instalación de autoconsumo colectivo SIN excedentes** podrán acogerse también al mecanismo de compensación.

En este caso, no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir productor, y bastará con un acuerdo entre todos los consumidores utilizando los criterios de reparto firmado entre todos los consumidores.<sup>56</sup>

---

<sup>55</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 3j)

<sup>56</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 14.2

## B.1 El contrato/acuerdo de compensación de excedentes

El contrato de compensación de excedentes se firma entre el productor y el consumidor asociado (con modalidad de autoconsumo CON excedentes acogida a compensación). En él se establece el mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas.<sup>57</sup>

Esta modalidad de contrato estará excluida del sistema de ofertas<sup>58</sup>.

El **contrato** de compensación de excedentes es obligatorio en los casos de **instalaciones CON excedentes acogidas a compensación**, tanto autoconsumos individuales como colectivos, de manera que será necesario firmarlo aunque el productor y el consumidor sean la misma persona física o jurídica.

En el caso de autoconsumos **colectivos SIN excedentes acogidas a compensación**, no será necesario un contrato ya que no existe productor, pero sí un **acuerdo firmado** entre los consumidores asociados.<sup>59</sup>

El contrato o acuerdo firmados (según el caso) deberá identificar a los intervinientes y ser firmado por todos ellos. En él se reflejará la voluntad de los consumidores de participar en el autoconsumo (individual o colectivo) y de acogerse al mecanismo de compensación simplificada. Deberá remitirse a la compañía distribuidora, bien directamente o través de la comercializadora, solicitando su aplicación.

Cada consumidor deberá remitir el contrato o el acuerdo (según proceda) de forma individual. El alta efectiva del autoconsumo colectivo, con la modificación de los contratos de acceso de los consumidores asociados para recoger la existencia del autoconsumo, se realizará a medida que se activen las solicitudes que han de enviar los comercializadores al distribuidor, salvo que se trate de modificaciones de autoconsumos ya existentes, en cuyo caso se activarán simultáneamente para todos los consumidores asociados.

En el caso de los autoconsumos colectivos, el contrato o el acuerdo (según proceda) incluirá el criterio de reparto de la energía que se haya acordado entre los consumidores asociados y que será coincidente con el que se comunique a la compañía distribuidora.

## B.2 El mecanismo de compensación simplificada

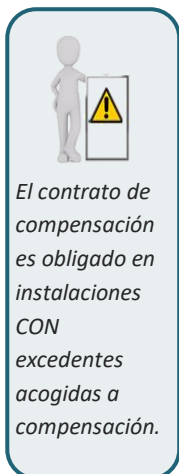
El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía excedentaria horaria de cada consumidor en el periodo de facturación.

La energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados, se inyecta a la red; cuando los consumidores precisen más energía de la que les proporciona la instalación de autoconsumo, comprarán la

<sup>57</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, artículo 9.5 y 24.4 y Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 14.1.

<sup>58</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, artículo 25.4 y Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 14.1..

<sup>59</sup> Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, artículo 14.2



energía a la red al precio que marque su contrato de suministro (PVPC o de mercado libre pactado con la comercializadora).

En el caso particular de las instalaciones de autoconsumo colectivo SIN excedentes, la energía excedentaria de cada consumidor no llega a verse a la red al tener instalado un sistema anti-vertido.

Todos los excedentes horarios de cada consumidor serán asignados a su empresa comercializadora por el Operador del Sistema (OS), a partir de la información que el encargado de la lectura comunique al OS. La comercializadora obtendrá el precio medio horario del mercado eléctrico para todos los excedentes que se le asignen<sup>60</sup>, y compensará al consumidor según se establece en el RD 244/2019.

Sin embargo, el máximo importe que puede compensarse será el importe de la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento el resultado de la compensación podrá ser negativo ni podrá compensar los pagos por peajes de acceso.

Al final del periodo de facturación (que no podrá ser superior a un mes) se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada de la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la red.

Esa energía excedentaria, se valora a un cierto precio y ese importe se resta del importe de la energía adquirida en la red de la siguiente manera:

- Si el consumidor tiene un **contrato de suministro con una comercializadora libre**:
  - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario que figure en el contrato de suministro acordado con la comercializadora.
  - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario que se acuerde entre la comercializadora y el consumidor.
- Si el consumidor tiene un **contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una comercializadora de referencia**:
  - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) en cada hora.
  - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario ( $P_{m_h}$ ) que se obtendrá a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en cada hora, menos el coste de los desvíos ( $CDSV_h$ ) en esa hora.

En este caso, cuando los consumidores tienen contrato de suministro con una comercializadora de referencia (CoR) y se acogen al mecanismo de compensación

---

<sup>60</sup> En realidad, la comercializadora no llegará a vender esos excedentes en el mercado ya que los procedimientos de operación aprobados por REE (y en particular el P.O. 14.8), determinan que los excedentes se tratarán como una disminución en la orden de compra de la comercializadora. Así, el efecto será el mismo que si esa energía se vendiera en el mercado diario pero no llegará a entrar en él.

simplificada, el comercializador de referencia deberá realizar la facturación de la siguiente forma:

- I. Deberá facturar según lo previsto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- II. Sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria, valorada de acuerdo con lo descrito anteriormente.  
La cuantía a descontar será tal que, en ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de horaria consumida de la red en el periodo de facturación.
- III. A los consumidores vulnerables acogidos al bono social, a la diferencia entre las dos cantidades anteriores se le aplicará lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.
- IV. Una vez obtenida la cuantía final, se le aplicarán los correspondientes impuestos.



### A tener en cuenta

Deben tenerse considerarse las siguientes limitaciones del mecanismo de compensación simplificada:

- El valor económico de la energía horaria excedentaria nunca podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación.
- La compensación se realiza siempre dentro del periodo de facturación (máximo un mes).
- Si los consumidores y productores asociados optan por acogerse a este mecanismo de compensación, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.
- La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre.
- Para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo.

En el caso de autoconsumo colectivo SIN excedentes, se deberá remitir un mismo acuerdo de reparto de energía entre todos los consumidores afectados.

# C Anexo III: Modos de conexión

El RD 244/2019, de 5 de abril, contempla la posibilidad de que las instalaciones se conecten a la red interior de los consumidores asociados, mediante líneas directas o a través de la red de distribución/transporte, siempre que se cumplan, en este último caso, las restricciones de distancia del artículo 3g).

En el caso de instalaciones conectadas a la red de baja tensión, son de aplicación las directrices contenidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).<sup>61</sup>

En aplicación del artículo 29 del REBT, el Ministerio mantiene actualizada la [Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión](#), que aunque tiene carácter no vinculante, tiene por objeto facilitar la aplicación práctica de las exigencias que establece el Reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

En este anexo C se presentan algunos ejemplos de conexión para instalaciones de autoconsumo que se contemplan en el REBT y en su Guía técnica de aplicación junto a lo descrito en el RD 244/2019.

## C.1 Instalaciones con conexión en RED INTERIOR

Este tipo de conexiones permite que la instalación de generación se conecte a la red interior del consumidor o consumidores asociados, que pueden pertenecer a cualquier modalidad de autoconsumo.

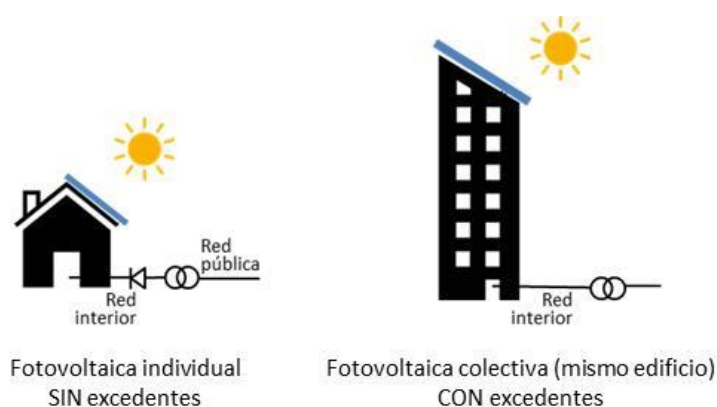


Figura 10: Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión en RED INTERIOR

<sup>61</sup> Actualmente se está revisando el REBT, en particular lo referente a las ITC-BT-12 e ITC-BT-40 para adaptarlo a los requisitos de autoconsumo. Los ejemplos que se muestran en esta Guía se realizan únicamente a efectos demostrativos sin perjuicio de los esquemas que finalmente sean aprobados.



Así, las instalaciones de cualquier modalidad podrán conectarse a la red interior de los usuarios siguiendo cualquiera de los siguientes ejemplos de conexión<sup>62</sup>:

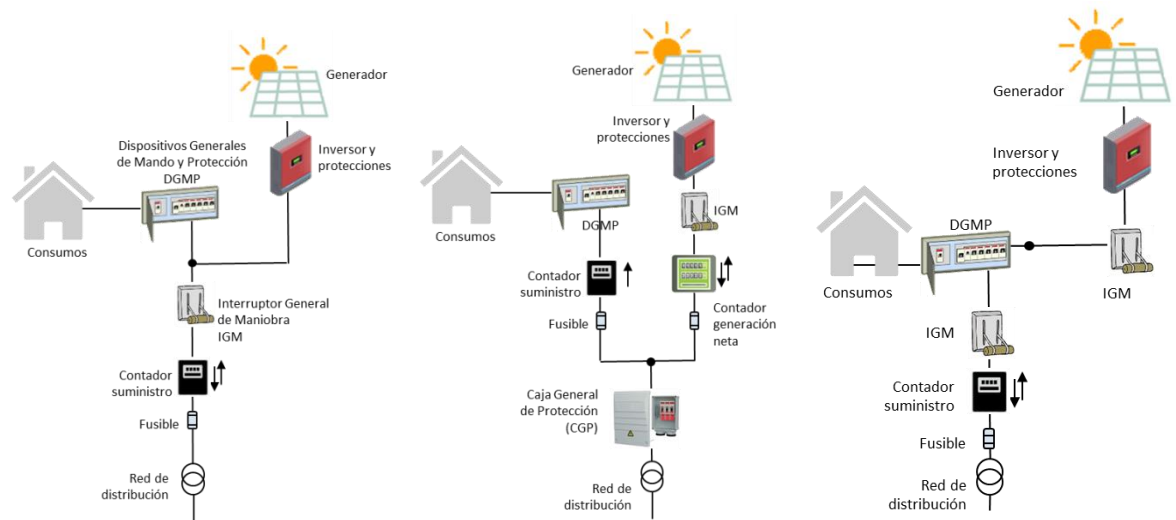


Figura 11: Conexión a la Derivación Individual (DI).  $P < 800 \text{ VA}$

Figura 12: Conexión a la Línea General de Alimentación (LGA)

Figura 13: Conexión con circuito dedicado

Las figuras anteriores reflejan los esquemas de conexión contemplados en el REBT para las conexiones a la red interior de los consumidores. En el caso de instalaciones SIN excedentes, será necesario instalar un sistema antivertido, aguas arriba del punto de conexión de la instalación a la red interior, que evite la cesión de energía excedentaria a la red.

El RD 244/2019 permite que en la misma instalación de autoconsumo existan varios sistemas generadores.

## C.2 Instalaciones con conexión A TRAVÉS DE RED

Este tipo de conexiones permite que la instalación de generación se conecte a la red próxima del consumidor o consumidores asociados, siempre que se cumplan los criterios del artículo 3g).

En los ejemplos, por sencillez en la representación gráfica, se representan los consumos y la generación en la misma red de BT derivada del mismo centro de transformación.

Sin embargo, recordemos que la conexión en red próxima también se da en los casos en que consumidores y generación se encuentran en la misma referencia catastral, o conectados en BT a una distancia inferior de 500 m (entre los contadores de consumo y generación); en este último caso podrían existir diferentes transformadores.

<sup>62</sup> Estos ejemplos se presentan sin perjuicio de otras configuraciones de conexión que pueda permitir la normativa vigente y/o las modificaciones a futuro. Puede consultar estos y otros esquemas en la Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

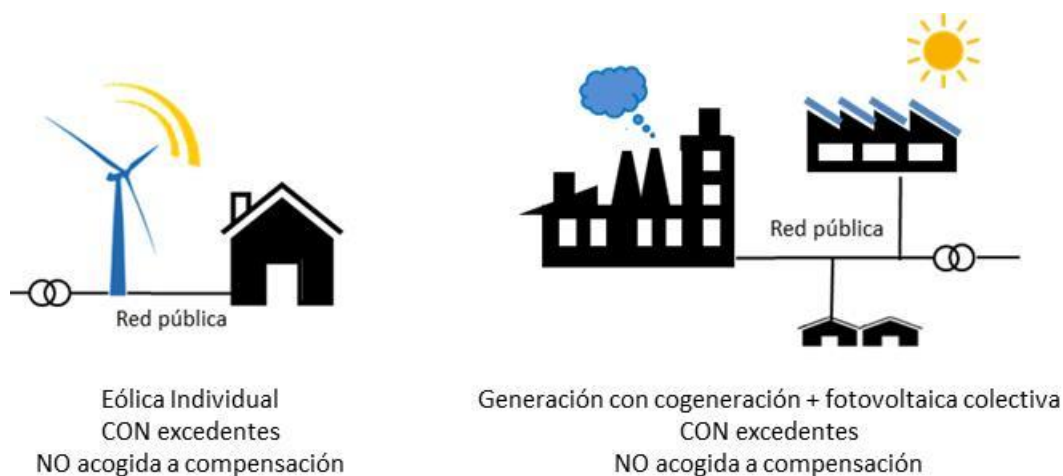


Figura 14: Diferentes instalaciones en autoconsumo con conexión A TRAVÉS DE RED

Así, las instalaciones podrán conectarse a la red próxima de los usuarios, utilizando la red de distribución, siguiendo cualquiera de los siguientes ejemplos de conexión <sup>63</sup>

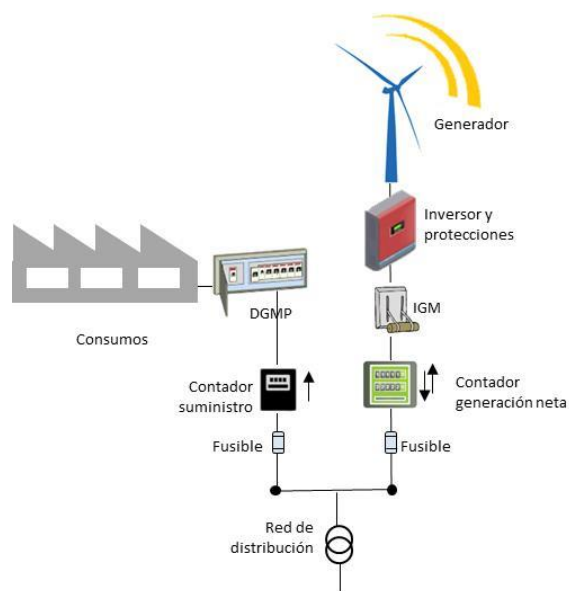


Figura 15: Conexión a RED PRÓXIMA (red de distribución)

<sup>63</sup> Al igual que en el punto anterior, estos ejemplos se presentan sin perjuicio de otras configuraciones de conexión que pueda permitir la normativa vigente y/o las modificaciones a futuro.

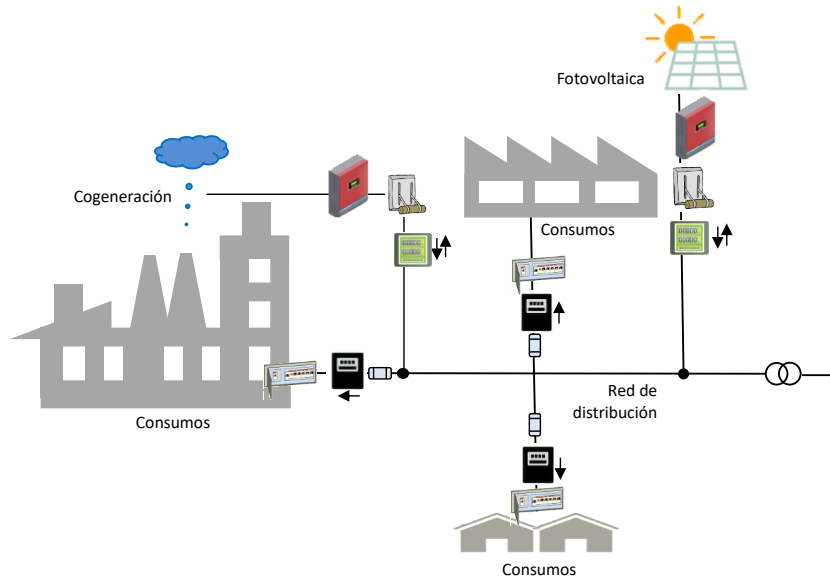


Figura 16: Conexión a RED PRÓXIMA (red de distribución) con dos instalaciones generadoras.

### C.3 Instalaciones con SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

El RD244/2019 contempla la presencia de sistema de acumulación en las instalaciones de autoconsumo de cualquier modalidad y únicamente obliga a que los sistemas de almacenamiento dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.

Se instalarán de forma que compartan el equipo que registre la generación neta, el equipo de medida en punto frontera o el equipo de medida del consumidor asociado.

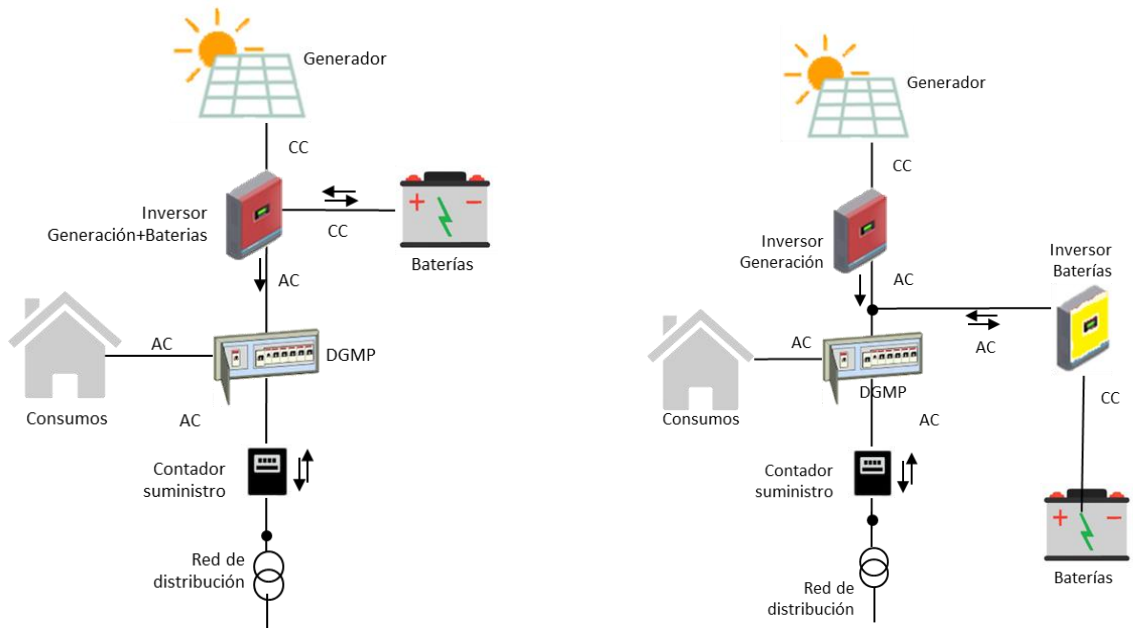


Figura 17: Instalación individual conectada en red interior con sistemas de acumulación