

Tesis doctoral

# Escenarios para un sistema eléctrico descarbonizado: el caso de España

Autor: Francisco José Gutiérrez García

Tutor/Director: Dr. Antonio Gómez Expósito

Director: Dr. Ángel Arcos Vargas

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Programa de Doctorado Interuniversitario en Sistemas de  
Energía Eléctrica





Tesis doctoral  
Ingeniería Eléctrica

# **Escenarios para un sistema eléctrico descarbonizado: el caso de España**

Autor:

Francisco José Gutiérrez García

Tutor/Director:

Antonio Gómez Expósito

Catedrático de Universidad

Director:

Ángel Arcos Vargas

Profesor Titular de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Tesis Doctoral: Escenarios para un sistema eléctrico descarbonizado: el caso de España

Autor: Francisco José Gutiérrez García

Tutor/Director: Dr. Antonio Gómez Expósito

Director Dr. Ángel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar la Tesis arriba indicada, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi padre, mi madre, mi  
hermana y mi novia.*

*A mis tutores.*





# Agradecimientos

---

Me gustaría agradecer a mi familia todas las facilidades que me ha dado a lo largo de mi trayectoria académica, ya que, sin ellos, no podría haber habido un desarrollo de manera tan fructífera. Especialmente a mi padre por alentarme en todos los proyectos que he comenzado, y a mi madre por todo el cariño dado.

Quisiera darle las gracias encarecidamente a mis tutores, Ángel y Antonio, por allanarme el camino en los momentos más complicados y por la continua supervisión del trabajo realizado, así como por sus consejos y todo lo que he aprendido de ellos. Ha sido una suerte poder realizar esta investigación junto a ambos.



Una de las principales consecuencias de la economía moderna es el calentamiento global, especialmente producido por actividades relacionadas con el transporte y la energía. Este problema se ha intensificado durante las últimas décadas y las repercusiones ambientales derivadas del mismo están en su máximo exponente, afectando sensiblemente a las condiciones meteorológicas del planeta.

Bajo este contexto medioambiental, el marco energético mundial está dirigido hacia una inminente transformación energética motivada por el continuo desarrollo de las energías renovables y enfocada a la imperiosa necesidad de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, principalmente procedentes de la producción eléctrica.

En la literatura, muchos modelos de sistemas eléctricos sostenibles son propuestos y analizados por diferentes instituciones, empresas e investigadores, ofreciendo una amplia diversidad de estudios asociados a este problema. Estas evaluaciones ofrecen una gran variedad de enfoques, como pueden ser estimaciones y dimensionado de hojas de rutas para la transición efectiva hacia nuevos sistemas de producción eléctrica, análisis de viabilidad técnica y económica, impacto medioambiental y socioeconómico de la integración de las tecnologías renovables, etc.

La presente tesis tiene como objetivo analizar el potencial renovable de España para definir un nuevo sistema eléctrico sostenible, que permita desarrollar óptimamente la transición energética hacia un futuro limpio y descarbonizado, competitivo en costes frente al sistema actual.

Para llevar a cabo esta evaluación, se realiza, en primer lugar, el análisis del potencial renovable de un municipio y se desarrolla un modelo horario de producción sostenible que permita satisfacer las necesidades de demanda. Se analiza la viabilidad técnica del modelo propuesto, en cuestión de potencia instalada y generación eléctrica, y la viabilidad económica, referente a los valores del coste equivalente de la energía, conocido como LCOE (*Levelized Cost of Energy*). Este nuevo sistema energético estará compuesto principalmente por el despliegue masivo de instalaciones fotovoltaicas y por la introducción de un sistema de almacenamiento complementario que permita gestionar la producción eléctrica para adaptarla a las necesidades de consumo, a las que se les agrega aquellas derivadas de la integración del vehículo eléctrico en la localidad.

En particular, la aplicación práctica de este análisis se realiza sobre el caso de estudio de la ciudad de Sevilla.

Tras la definición de un modelo de sistema eléctrico renovable para un único municipio, el siguiente paso es la generalización de este análisis para todas las localidades de la parte peninsular de España. Adicionalmente, se realiza la aplicación del modelo a todo el tejido peninsular como un único sistema eléctrico sobre el que se desarrollará el análisis técnico y económico del sistema de producción propuesto.

El análisis realizado sobre el sistema eléctrico español se particulariza para unos perfiles de producción y demanda determinados y correspondientes a un único año. El dimensionado de este nuevo sistema no asegura el cumplimiento de los requerimientos energéticos asociados a cualquier otro periodo de tiempo, por lo que se lleva a cabo la evaluación de las condiciones particulares de todos los años de la última década. Además, se define el escenario teórico más desfavorable compuesto por los perfiles de producción con un menor aprovechamiento de la potencia desplegada y los perfiles de consumos con una carga energética mayor.

La aplicación del modelo a todos los años definidos permite estimar los valores del LCOE resultante del sistema renovable propuesto en cada caso. Además, al considerar el caso del escenario más desfavorable se define un sistema eléctrico resiliente y robusto capaz de satisfacer todas las necesidades del sistema español.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de los resultados obtenidos para todos los escenarios evaluados y se definen una serie de variables que permitan ejecutar un análisis de sensibilidad del LCOE frente a las mismas.

El modelo propuesto y su aplicación al caso de estudio de la parte peninsular de España ofrece unos resultados muy interesantes respecto a los valores del LCOE conseguidos y estima la potencia instalada necesaria para poder llevar a cabo una transición energética hacia un sistema de producción de energía eléctrica sostenible.



One of the main consequences caused by the modern economy is the global warming, essentially produced by energy and transport related activities. This problem has been increased during the last decades and the environmental impact are in the peak level, affecting to the weather condition perceptibly.

In this context, the world energy framework is heading towards an upcoming transformation lead by the continuous development of the renewable technologies and focused on the absolute necessity of CO<sub>2</sub> reduction, mainly from the electric energy production.

The literature about this issue is replete of contribution from institutions, companies and researchers, existing diverse nature publications. Estimations and sizing of transition roadmap to new sustainable energy system can be found among the researches as well as economical and technical feasibility analysis of the proposed systems, socioeconomic and environmental impact assessment of the renewable technology integrations, etc.

This thesis is aimed to analyse the renewable potential of Spain in order to define a new cost-competitive sustainable electric energy system, drawing an efficient way for achieving the transition to a decarbonised and clean future.

The first step consists of analysing the renewable potential of a single Spanish municipality, developing an hourly basis model of sustainable energy production for meeting the electric consumption needs, including the demand associated to the electric vehicle integration. The proposed model is composed by renewable generation power, mainly rooftop PV, and an additional storage system which can dispatch the produced energy to the consumption requirements. As result, the model provides technical information, about the installed power and electric generation, and economic values, related to the resultant LCOE.

Particularly, the practical application of this model is performed in the study case of the Spanish city of Seville.

Once the analysis of Seville is carried out, the seconds step is the enlargement of the model application to all the municipality of the continental Spain. Moreover, application of the model is performed considering all the municipality as a single energy system, assessing the technical and economic feasibility of this new scenario.

It is worth noting that the Spanish energy system generalized analysis is performed considering the generation and consumption profile for a certain year. The model sizing of the installed power and storage system capacity does not necessarily ensure the supply of the electric energy required by the consumption needs for every period. For this reason, the analysis is repeated for all the years of the last decade and for the worst-case theoretical scenario, defined considering the worst condition both generation and consumption.

Specifically, the worst-case scenario simulation defines a reliable and resilient renewable energy system which satisfy all the possible demand requirement for the continental Spanish case.

Finally, several key parameters which may have a significant influence on the LCOE are selected, and a sensitivity analysis is carried out to determine their real impact, significance and potential trends.

In conclusion, the application of the proposed model to the study case of the continental Spain provides interesting results related to the LCOE and estimates the installed power and storage capacity necessary for carrying out a proper transition to a new sustainable and renewable energy system.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Contexto y motivaciones	1
1.2 Antecedentes.	7
1.3 Objetivos y contribución.	10
<b>2 Métodos</b>	<b>13</b>
2.1 Evaluación del potencial renovable en zonas urbanas.	13
2.1.1 Análisis del potencial renovable sobre un municipio.	13
2.1.2 Análisis del potencial renovable conjunto de todos los municipios.	17
2.2 Caracterización de la demanda de energía eléctrica.	20
2.2.1 Determinación de la demanda eléctrica de un municipio.	20
2.2.2 Determinación de la demanda eléctrica de todos los municipios.	21
2.3 Determinación del escenario renovable óptimo de mínimo coste.	23
2.3.1 Escenario renovable óptimo sobre un municipio.	23
2.3.2 Escenario renovable óptimo peninsular.	25
2.4 Evaluación del sistema eléctrico español durante la última década.	29
2.4.1 Análisis temporal del escenario energético renovable español.	29
2.4.2 Escenario más desfavorable.	30
2.4.3 Análisis de sensibilidad.	31
<b>3 Resultados sobre el caso de estudio español</b>	<b>34</b>
3.1 Potencial de generación eléctrica renovable.	34
3.1.1 Potencial energético de origen renovable: caso de estudio de Sevilla.	34
3.1.2 Potencial energético de origen renovable: caso de estudio peninsular.	38
3.2 Demanda eléctrica.	43
3.2.1 Demanda eléctrica de un municipio: caso de estudio de Sevilla.	43
3.2.2 Demanda eléctrica general: caso de estudio peninsular.	44
3.3 Balance eléctrico descarbonizado de España.	47
3.3.1 Escenario renovable óptimo sobre un municipio.	47
3.3.2 Escenario renovable óptimo general.	51
3.4 Evaluación temporal y escenario más desfavorable.	58
3.4.1 Definición del sistema eléctrico español durante la última década.	58
3.4.2 Análisis del sistema eléctrico durante la última década y escenario más desfavorable.	64
3.4.3 Análisis de sensibilidad.	67
3.5 Análisis de la inclusión del vehículo eléctrico.	77
3.5.1 Estimación e impacto de la demanda del vehículo eléctrico.	77
3.5.2 Conclusiones.	80

<b>4 Conclusiones</b>	<b>81</b>
4.1. Hipótesis.	81
4.2. Principales conclusiones	82
4.3. Futuras líneas de investigación.	83
<b>5 Publicaciones derivadas de la presente tesis</b>	<b>84</b>
5.1. <i>Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville.</i>	84
5.1.1 Indicadores de calidad.	84
5.1.2 Abstract.	85
5.2. <i>On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain.</i>	86
5.2.1 Indicadores de calidad.	86
5.2.2 Abstract.	87
5.3. <i>Forecast of EV derived electrical demand. The spanish case.</i>	88
5.3.1 Indicadores de calidad.	88
5.3.2 Abstract.	89
5.4. <i>Robustness of electricity systems with nearly 100% share of renewables: a worst-case study.</i>	90
<b>Anexos</b>	<b>91</b>
A. <i>Códigos de programación.</i>	91
A.1. Código de cálculo de irradiación diaria (MATLAB).	91
A.2. Código de optimización de layout (MATLAB).	94
A.3. Código de dimensionamiento del sistema de almacenamiento (MATLAB).	99
A.4. Código de <i>data_scrapping</i> (Python3).	101
B. <i>Modelo econométrico de estimación de demanda local.</i>	103
<b>Referencias</b>	<b>104</b>
<b>Referencias adicionales incluidas en las publicaciones</b>	<b>108</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Resumen bibliográfico.	9
Tabla 2. Superficie disponible (Sevilla).	35
Tabla 3. Energía producida por potencia pico instalada (Sevilla).	36
Tabla 4. Producción anual de energía eléctrica fotovoltaica (Sevilla).	37
Tabla 5. Superficie edificada por comunidad autónoma.	39
Tabla 6. Superficie plana e inclinada por tipo de municipio.	40
Tabla 7. Superficie total disponible.	40
Tabla 8. Producción fotovoltaica por provincia.	42
Tabla 9. Consumo del vehículo eléctrico (Sevilla).	43
Tabla 10. Análisis económico del escenario renovable óptimo (Sevilla).	50
Tabla 11. Potencia instalada y producción anual asumida para el escenario <i>brownfield</i> .	55
Tabla 12. Producción del sistema eléctrico español.	59
Tabla 13. Potencia instalada en el sistema eléctrico español.	59
Tabla 14. Generación renovable con potencia futura.	60
Tabla 15. Parámetros económicos.	62
Tabla 16. Factor de capacidad por tecnología y año.	63
Tabla 17. Escenario más desfavorable.	63
Tabla 18. Potencia fotovoltaica adicional, capacidad de almacenamiento y LCOE resultante (análisis temporal).	64
Tabla 19. Contribución energética óptima en el sistema eléctrico español durante la década 2010-2019.	68
Tabla 20: Elasticidades del LCOE.	76
Tabla 21. Parque de vehículos por comunidad autónoma.	77
Tabla 22. Flota de vehículos equivalentes.	78
Tabla 23. Ahorro en emisiones derivadas del vehículo eléctrico.	79
Tabla 24. Número de citas (Arcos, A. <i>et al</i> [30]).	84
Tabla 25. Clasificación JCR (Arcos, A. <i>et al</i> [30]).	84
Tabla 26. Clasificación SJR (Arcos, A. <i>et al</i> [30]).	85
Tabla 27. Número de citas Gómez A. <i>et al.</i> [33]).	86
Tabla 28. Clasificación JCR (Gómez A. <i>et al.</i> [33]).	86
Tabla 29. Clasificación SJR (Gómez A. <i>et al.</i> [33]).	86
Tabla 30. Clasificación SPI (Gutierrez, F y Arcos, A [40]).	88
Tabla 31. Clasificación SJR (Gutierrez, F y Arcos, A [40]).	89

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Porcentaje de energía renovable en la producción de energía eléctrica [6] y [7] (elaboración propia).	3
Figura 2. Coste de instalaciones fotovoltaicas (CAPEX) [8]	4
Figura 3. Comparación de tecnologías de almacenamiento [10].	5
Figura 4. Coste de baterías de ion-litio [11]	6
Figura 5. Esquema geométrico genérico de una instalación solar.	15
Figura 6. Diagrama de flujo de la metodología de análisis de un municipio.	24
Figura 7. Diagrama de flujo de la metodología de análisis del sistema completo.	26
Figura 8. Diagrama de la deficiencia del caso más desfavorable.	32
Figura 9. Perfil de generación para superficie plana/orientada al sur (Sevilla).	35
Figura 10. Energía producida por instalaciones FV en función de la distancia de separación entre paneles en la superficie modelo.	36
Figura 11. Producción fotovoltaica en España.	41
Figura 12. Consumo eléctrico estimado (eje vertical) vs real (eje horizontal) de las localidades de Andalucía, Madrid y País Vasco.	44
Figura 13. Demanda de energía eléctrica en España.	45
Figura 14. Almacenamiento estacional (Sevilla).	48
Figura 15. Balance neto por municipio.	51
Figura 16. Balance anual neto por provincia.	52
Figura 17. Escenario óptimo general ( <i>greenfield</i> : caso base).	53
Figura 18. LCOE del escenario óptimo general ( <i>greenfield</i> : caso base).	53
Figura 19. LCOE óptimo general ( <i>greenfield</i> : caso base).	54
Figura 20. Curva isocuanta de compatibilidad FV-almacenamiento ( <i>brownfield</i> : caso EV – 85% gestionabilidad).	56
Figura 21. LCOE del escenario óptimo general ( <i>brownfield</i> : caso EV - 85 % gestionabilidad).	56
Figura 22. LCOE del escenario óptimo general ( <i>brownfield</i> : caso EV).	57
Figura 23. Producción energética máxima, mínima y promedio de la década de estudio.	60
Figura 24. Consumo de energía eléctrica durante la última década incluyendo la demanda del vehículo eléctrico.	61
Figura 25. Consumo energético máximo, mínimo y promedio de la década de estudio.	61
Figura 26. Contribución energética óptima en el sistema eléctrico español durante la década 2010-2019.	65
Figura 27. Curva isocuanta de compatibilidad FV-almacenamiento (Caso más desfavorable – 40% gestionabilidad).	66
Figura 28. Configuración óptima del sistema (Caso más desfavorable – 40% gestionabilidad).	66
Figura 29. Sensibilidad a la gestionabilidad.	69

Figura 30. LCOE del escenario óptimo general (caso más desfavorable).	70
Figura 31. Sensibilidad al factor de coincidencia.	71
Figura 32. Sensibilidad al factor de utilización.	72
Figura 33. Sensibilidad al factor de utilización para el sistema completo.	73
Figura 34. Sensibilidad del LCOE total al coste de inversión de sistemas fotovoltaicos.	73
Figura 35. Variación en los valores de potencia FV adicional y capacidad de almacenamiento instaladas respecto al caso base (sensibilidad al coste de la potencia fotovoltaica).	74
Figura 36. Sensibilidad del LCOE total al coste de inversión del sistema de almacenamiento.	75
Figura 37. Variación en los valores de potencia FV adicional y capacidad de almacenamiento instaladas respecto al caso base (sensibilidad al coste de las baterías).	75
Figura 38. Escenario óptimo de carga del vehículo eléctrico.	78



# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Contexto y motivaciones

La pobreza y el calentamiento global se han convertido en dos de las grandes preocupaciones del mundo moderno. El calentamiento global, relacionado con la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, se podría reducir simplemente mediante la ralentización de la actividad económica, lo que provocaría una disminución de las necesidades de energía y transporte. Según la [Agencia Internacional de la Energía, IEA](#) [1], el transporte y la energía suponen casi el 70% de las actuales emisiones, lo que suscita a tomar medidas respecto a estas cuestiones; sin embargo, estas medidas impactarían en el bienestar de los ciudadanos y en la riqueza y recursos globales. Por tanto, con una reducción en la actividad de transporte y energía sólo se conseguiría acentuar el problema de la pobreza y evitaría el progreso de todas las economías, frenando el desarrollo económico a nivel global, afectando negativamente a otro de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

Además, en las últimas décadas se ha producido el mayor crecimiento y desarrollo económico y social de la historia de la humanidad. Esta continua evolución socio-económica prevé un aumento del 25% de la población mundial para el 2050 [2], de los cuales un 65% vivirá en zonas urbanas, provocando consecuente aumento de sus necesidades energéticas. Este escenario futuro implica grandes cambios en los sistemas de abastecimiento primarios, así como en las consecuencias medioambientales que pueden llegar a tener, siendo incluso más importantes en los países emergentes y menos desarrollados.

Por consiguiente, una reducción en las emisiones, evitando la disminución de la actividad económica e industrial, podría ser obtenida mediante cambios en la infraestructura de generación de energía y en el transporte, a través la descarbonización de los procesos relacionados con los combustibles fósiles. En las últimas décadas, se ha demostrado que la manera más efectiva y rápida de alcanzar esta descarbonización es a través del despliegue masivo de tecnologías de producción con recursos renovables, particularmente eólicas y solares, que permitirán la electrificación de parte de los sectores de energía y transporte debido a la capacidad de producción directa de energía eléctrica.

Bajo estas circunstancias, se han planteado distintas iniciativas basadas en objetivos de sostenibilidad y de reducción del impacto medioambiental como fue, en primer lugar, la del [Protocolo de Kioto](#) [3] y posteriormente la del [Tratado de París](#) [4]. La finalidad esencial de esta última iniciativa es evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales, buscando promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5 °C.

En concreto, el objetivo final de la Unión Europea consiste en alcanzar una economía neutra desde el punto de vista del clima para 2050, que sea robusta, competitiva y compatible con el desarrollo, de forma que permita un recorrido próspero y eficiente.

Como primer paso, se marcó el año 2020 como punto de control, con una serie de objetivos a cumplir constituidos por: una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 20% respecto a la situación de 1990, un porcentaje de producción con energía renovable en el mix energético de un 20%, reducciones en el consumo de energía y la integración de un porcentaje del transporte que se debería cubrir con biocombustibles. Una vez alcanzados estos, y ante la situación actual, se han definido nuevos objetivos para el año 2030 en el que los porcentajes anteriores han sufrido un incremento relativo: una reducción del 40% para las emisiones de gases de efecto invernadero, un aumento de hasta el 32% de la contribución de energías renovables en el mix de generación y un aumento de la eficiencia energética y del porcentaje de integración de vehículos neutros.

Con este contexto social, económico y tecnológico, los gobiernos han comenzado a plantear leyes medioambientales que promuevan la transición energética, tanto para grandes empresas como para los consumidores particulares, que les permitan tratar las necesidades energética desde los puntos de vista de la producción y del consumo. Por ejemplo, en algunos países se han implantado leyes que habilitan al consumidor particular a suministrar la energía sobrante de la autoproducción a la red a cambio de remuneraciones económicas o de descuentos, permitiendo en algunos casos la venta directa de dicha electricidad.

Muchos de los países desarrollados se encuentran ya en las primeras fases de la transición energética para

afrontar el cambio climático, entre los que se encuentra España. Particularmente, el gobierno español ha trabajado en el [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) 2021-2030 \[5\]](#) a través del cual se definen los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética que se pretenden conseguir a lo largo de la próxima década.

La transición energética hacia una sociedad descarbonizada conlleva importantes cambios en la infraestructura de los sistemas actuales de generación, además un esfuerzo adicional necesario para conducir estos cambios más allá de donde la inercia del mercado y el desarrollo de las tecnologías nos llevarían por sí solas. Esto es debido a la ausencia de tecnologías renovables maduras que puedan hacer frente a la generación convencional basada en combustibles fósiles. Sólo la tecnología solar fotovoltaica y eólica pueden afrontar parte de este cambio sobre el sector eléctrico debido a su fuerte evolución durante los últimos años, pero son insuficientes a causa de los perfiles de generación de estas fuentes, predecibles, pero no gestionables, que generan la necesidad de un sistema de apoyo a la generación para poder satisfacer todas las necesidades de consumo eléctrico. Por tanto, para que pueda ser efectiva una completa descarbonización del sistema de generación eléctrica, será necesario dedicar esfuerzos y recursos en la investigación de mejoras de tecnologías que puedan cumplir con los requisitos de abastecimiento de demanda que no pueden satisfacer los sistemas eólicos y solares por sí mismos. Como posible solución se encuentran los sistemas de almacenamiento, que permitan flexibilizar las curvas de generación renovable, o bien nuevas tecnologías renovables de producción eléctrica con cierto grado de gestionabilidad.

En este sentido, el Gobierno y las instituciones deben desempeñar un papel fundamental a la hora de fomentar las investigaciones y ofrecer recursos orientados a potenciar los procesos ligados a la ciencia, la tecnología y la innovación, dotando de mecanismos que habiliten un desarrollo y despliegue de un sistema renovable maduro que permitan conseguir los objetivos de penetración progresiva de los sistemas sostenibles en la sociedad.

Analizando la situación actual y el nivel de progreso de la transición energética, se observan dos problemas sustanciales que constituyen una fuerte barrera en la senda de la sostenibilidad. Uno de estos problemas es la poca o nula colaboración por parte de algunos países ante las iniciativas sostenibles enfocadas a cumplir con la reducción de las emisiones y la transformación hacia sistemas limpios y eficientes. El otro problema reside en el desarrollo de un sistema completamente descarbonizado, en el que no solo y exclusivamente sería necesario descarbonizar el sector de energía eléctrica, sino que implicaría la transformación y electrificación de todos los demás sectores energéticos.

Respecto a la primera cuestión, existe una falta de concienciación con el problema de las emisiones ya que, a pesar de que la mayoría de los países del mundo están de acuerdo con lo planteado en el [Tratado de París \[4\]](#), gran parte no han tomado las medidas pertinentes para conseguir el cumplimiento de los objetivos propuestos. Esto es debido a un contexto económico mundial de competitividad que hace enfocar las inversiones y los recursos en la expansión de la economía, evitando la inversión en nuevas alternativas renovables que pueden no ofrecer una rentabilidad equiparable a la tecnología actual en el corto plazo. Se añade a este problema el dudoso compromiso con los objetivos de sostenibilidad y reducción de emisiones de la primera potencia económica mundial, EE. UU., debido a todas las decisiones recientemente tomadas por su gobierno federal bajo un marco político nacional cambiante y poco certero, que basa principalmente sus políticas en el desarrollo y crecimiento económico del país. Además, la situación de numerosos países emergentes precisa sistemas de generación más económicos, sin poder permitirse tomar iniciativas de cambio e innovación. Estos países tienen como principal objetivo ofrecer accesibilidad a la energía para toda su población de manera fiable y resiliente, creando un sistema robusto de producción energética que permita satisfacer las necesidades de todos sus habitantes, con el añadido de otros problemas de recursos como podrían ser de alimentación o de agua potable.

Por otro lado, para conseguir la completa descarbonización del sistema, se precisaría electrificar y reducir las emisiones de otros sectores energéticos como el transporte, la industria, la agricultura y todo el consumo comercial y privado térmico restante no electrificado. Sin embargo, para muchos de estos sectores no existen unas tecnologías maduras, limpias y económicas apropiadas para llevar a cabo la transición energética. Un ejemplo claro lo podemos encontrar en el transporte aéreo, en el que los requisitos y las especificaciones de los vehículos no pueden ser alcanzadas con un sistema de propulsión que no esté basado en la combustión de derivados del petróleo. Aunque se están realizando prototipos para todos los medios de transportes basado en motores eléctricos, hidrógeno, etc., no se han conseguido resultados satisfactorios en este campo que permita la sustitución de los diseños actuales.

A pesar de que no existe una gran variedad de tecnologías suficientemente maduras que puedan afrontar la transición energética en todos los sectores, se ha producido una gran evolución en el desarrollo de tecnologías

de generación renovables en los últimos años. Esto ha derivado en una reducción en los costes de instalación y operación de estas tecnologías, así como en un aumento de los niveles de eficiencia, pudiéndose identificar el mayor avance tecnológico en los principales dispositivos de generación eléctrica. Además, a parte de los incentivos de contribución al medioambiente que presentan estas tecnologías, están consolidando su posición en el mercado como una alternativa competitiva en costes frente a las tecnologías tradicionales basadas en combustibles fósiles.

Dejando a un lado el resto de los sectores energéticos y centrando la vista en el sistema eléctrico, la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables engloba una gran cantidad de dispositivos y tecnologías de diferente naturaleza. De forma general, estos recursos suelen agruparse según la siguiente clasificación, reuniendo las tecnologías más comunes: solar (solar térmica y fotovoltaica), eólica (aerogeneradores *onshore* o continental y *offshore* o marítima), hidráulica (estaciones hidroeléctricas de embalse, fluyente y bombeo), mareomotriz (presa de marea y turbina horizontal), geotérmicas y biomasa (combustión de biocombustibles y de digestión anaeróbica).

Evaluando la utilización de todas las tecnologías mencionadas, las correspondientes a los sistemas solares, eólicos e hidráulicos son los más extendidos y relevantes cuando hablamos de generación renovable. En concreto, según la IEA [6], respecto al total de la producción global de energía eléctrica al cierre del año 2019, el 27.3% pertenecía a energías renovables y, en particular, el 24.6% estaba constituida por tecnologías de estos tres tipos de energía mencionadas: 2.8% solar, 5.9% eólica y 15.9% hidráulica. Si acercamos la vista al continente europeo y a la Unión Europea (EU-28), Agora [7] establece que el porcentaje de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables es superior respecto a los valores mundiales, teniendo como componente total renovable el 34.6% de la producción, de los cuales el 4.2% es solar, el 13.4% eólica y 10.8% hidráulica, véase figura 1.

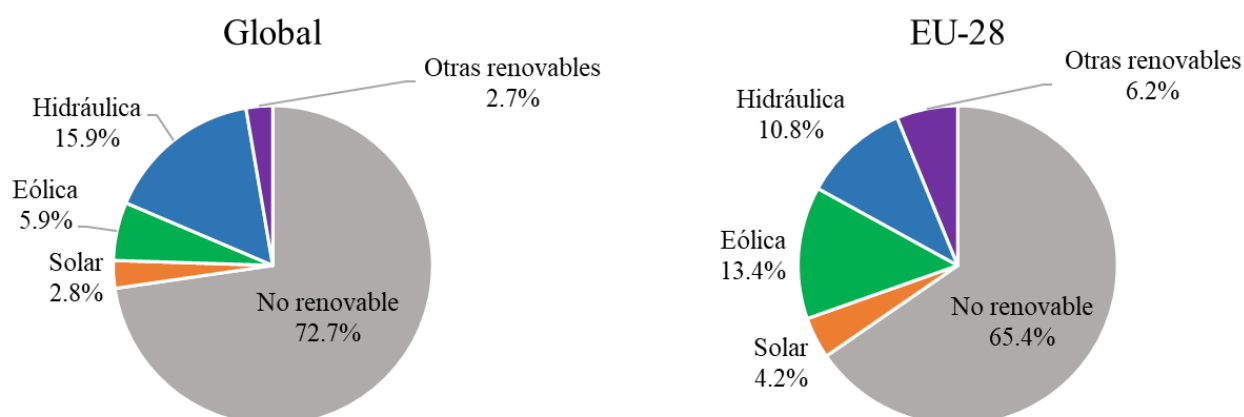


Figura 1. Porcentaje de energía renovable en la producción de energía eléctrica [6] y [7] (elaboración propia).

Respecto a la energía obtenida mediante la biomasa, la inclusión de la misma en el concepto de energía renovable es ambigua debido a la generación de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de obtención de energía eléctrica. El uso de los biocombustibles sí produce CO<sub>2</sub> como emisiones derivadas de la combustión, por lo que aparentemente resulta una contribución negativa a favor de la contaminación atmosférica; sin embargo, obtiene la designación de energía renovable ya que se trata de una generación neutra debido al ahorro negativo de emisiones en los procesos de fabricación sostenibles de los biocombustibles y en el posterior tratamiento de los residuos mediante procesos químicos.

Existen también nuevas formas y procesos de obtención de energía eléctrica renovable emergentes como pueden ser los nuevos sistemas de energía marítima, basados en la conversión de la energía térmica oceánica o en procesos de gradiente de salinidad; los nuevos sistemas de energía solar térmica concentrada, con nuevos

modelos de plantas más eficientes y sistemas de concentración solar de reflector Fresnel<sup>1</sup> de foco lineal; los sistemas de energía geotérmicos mejorados (*Enhances Geothermal Energy*), que ofrecen una alternativa a la tecnología geotérmica tradicional basando parte de su funcionamiento en la temperatura de las rocas; el procesado de etanol celulósico, como biocombustible y en los procesos de celulólisis y gasificación; y la fotosíntesis artificial, mediante la creación de hojas sintéticas y de células solares sensibilizada por colorantes (*dye-sensitized solar cells*) orientadas a la obtención de catalizadores que imiten la clorofila.

Particularmente, las instalaciones fotovoltaicas han sufrido el mayor desarrollo durante los últimos años, lo que ha permitido disminuir considerablemente los costes de instalación de los mismos. [Vartiaiene, E. et al \[8\]](#) realiza unas estimaciones del desarrollo del CAPEX (*Capital Expenditure*), o gastos en capital, para diferentes escenarios desde 2018 hasta 2050. En la figura 2 se muestra la evolución del CAPEX, llegándose a producir aproximadamente un decremento del 65% para el caso base (*Base*) e incluso más de un 50% para el escenario más conservativo (*slow*). El CAPEX actual asumido para Europa en 2019 es de aproximadamente 0.46 €/Wp, que es significativamente mayor que el establecido en muchos de los proyectos indios, 0.38 €/Wp.

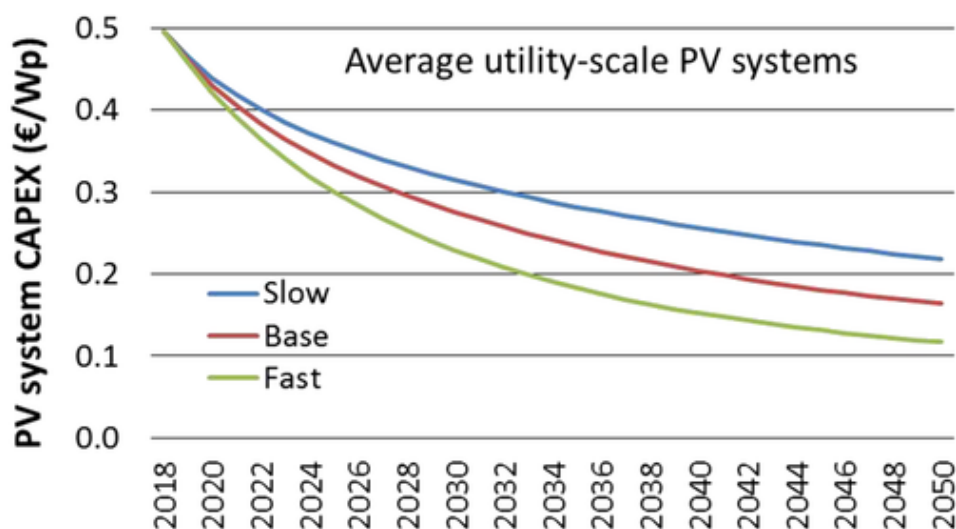


Figura 2. Coste de instalaciones fotovoltaicas (CAPEX) [8]

Además, la versatilidad que ofrece esta tecnología la mantiene en un continuo desarrollo e investigación que conducirá a la creación de dispositivos con mejores rendimientos y una reducción progresiva de los costes en los próximos años, lo que abaratará el coste de las instalaciones y de la energía eléctrica producida.

Derivado del auge de las instalaciones fotovoltaicas y la accesibilidad de los consumidores a su compra, la instalación de la potencia fotovoltaica sobre los tejados de los edificios se ha convertido en una tendencia cada vez más integrada en el mercado. En lugar de la instalación de los dispositivos fotovoltaicos en grandes plantas de generación fotovoltaicas, esta alternativa ofrece la ventaja de desarrollar un modelo de generación eléctrica distribuido, localizado más cerca del consumidor final. Esto deriva en una reducción en el uso de la red de transporte y distribución, reduciendo así las inversiones futuras relacionadas con ampliaciones de la misma; sin embargo, no es eficiente prescindir de la red en la totalidad (*defection*) ya que debido al carácter no gestionable de la generación con fuentes renovables, y en particular para el caso de la fotovoltaica, habrá periodos de tiempo en los que sea necesario importar o exportar energía de la red, o a un sistema de almacenamiento alternativo. Asimismo, el uso los tejados de los edificios para la instalación de la tecnología fotovoltaica evita tener que usar grandes extensiones llanas de tierra para la construcción de una planta solar, lo que permite el uso de ese terreno para otras actividades económicas.

A pesar de esto, existen varios inconvenientes relacionados con la utilización de los tejados como lugar de instalación, como es el aumento del coste del proceso de instalación y las pérdidas y las limitaciones de

<sup>1</sup> [54] Los sistemas de concentración solar de reflector Fresnel de foco lineal se diferencian de los sistemas parabólicos en que su superficie reflectante está compuesta por paneles longitudinales, en lugar de una superficie continua parabólica. Esto permite que el sistema mecánico que orienta los paneles sea más simple y que el despliegue de estos pueda realizarse sobre un plano, de manera más económica. Este sistema de foco lineal concentra la irradiación sobre una línea que corresponde a un tubo de absorción por el que circula un fluido térmico.



generación producidas por la geometría de las construcciones adyacentes y de todos los posibles obstáculos a la luz solar que pueda haber en el entorno.

Además, la preferencia por la energía solar frente a la energía eólica viene justificada por tres motivos: en primer lugar, por tratarse del recurso más abundante en la extensión del territorio peninsular español; en segundo lugar, por la actual explotación de los puntos más eficientes de energía eólica en este país, quedando muy pocas zonas suficientemente eficientes para el despliegue rentable de esta tecnología; en tercer lugar, debido a que en las ciudades, principales consumidores eléctricos, hay menos viento de forma general y la instalación de grandes turbinas se hace muy complicado técnica y socialmente.

De manera complementaria a los sistemas de generación renovables, se ha desarrollado el avance tecnológico de las tecnologías de almacenamiento; sin embargo, el nivel de madurez de las mismas hace que resulte extremadamente costoso su integración a gran escala, de modo que se puedan abastecer todas las necesidades de demanda. De entre todos los sistemas de almacenamiento disponibles, los principales pueden ser clasificados en: sistemas magnéticos (dispositivos de almacenamiento de energía magnéticos superconductores), sistemas electroquímicos (baterías, células de combustible, supercondensadores), sistemas de almacenamiento por gravedad (bombeo de agua), sistemas neumáticos (compresión de aire), sistemas mecánicos (volantes de inercia), sistemas térmicos (sales fundidas, calentadores de aire y de aceite), etc. Además, existen numerosos sistemas en proceso de investigación, como pueden ser el almacenamiento mediante aire líquido, sistemas de nanocondensadores avanzados, de aire comprimido isotérmico, o sistemas híbridos compuestos por la combinación de varios de los anteriores.

La [Real Academia de Ingeniería \[9\]](#) evalúa algunas de las principales características de varias tecnologías de almacenamiento, incluyendo: PHS (*Pumped Hydro Storage*), CAES (*Compressed-Air Energy Storage*), VRB (*Vanadium Redox Battery*), ZnBR (batería de flujo zinc-bromo), NaS (batería de sales fundidas de sodio-azufre), Na/NiCl<sub>2</sub> (batería de sales fundidas de sodio-metal-haluro), LA (*Lead-Acid battery* o batería de plomo-ácido) NiCd (batería alcalina de níquel-cadmio), Li-ion (batería de ion-litio) y FlyW (*Flywheels* o volantes de inercia).

Los sistemas electroquímicos por baterías se han convertido en la opción más flexible y capaz de afrontar los requerimientos impuestos por las necesidades del sistema, entre los que destacan los mínimos intervalos de carga/descarga de energía para abastecer el sistema en valles de producción y la completa disponibilidad de instalación en cualquier localización. En la figura 3, [Arcos, A. et al, \[10\]](#) realiza una comparación de algunos tipos de batería y las evalúa en cuanto a específica (kWh/kg), densidad de energía (kWh/l), voltaje, vida útil, autodescarga, eficiencia en el proceso carga-descarga y costes.

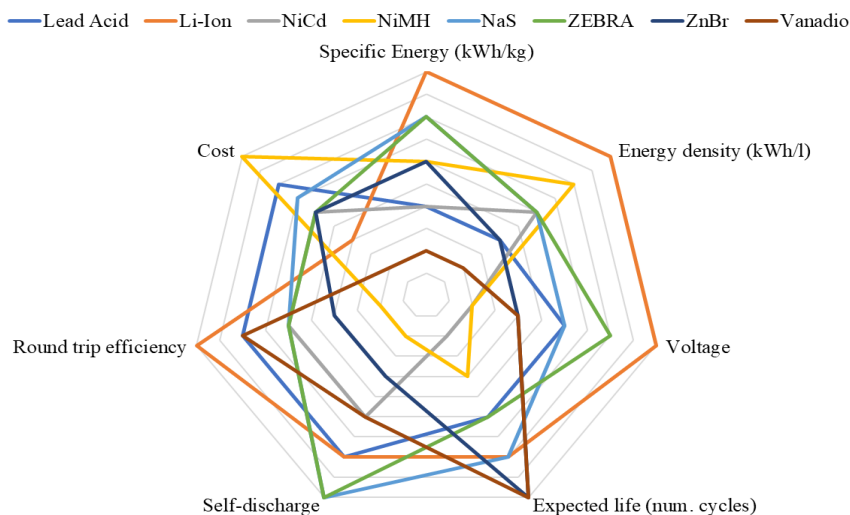


Figura 3. Comparación de tecnologías de almacenamiento [10].

De todos los tipos de baterías existentes (de flujo, de ion-litio, de sodio-sulfuro, de ácido-plomo, de níquel-cadmio, etc.), han sido las baterías de ion-litio aquellas que han sufrido una mayor evolución en los últimos años, con una tendencia de desarrollo que está incrementando su preferencia y su rendimiento frente a las demás. Esto ha sido debido tanto a la maduración de las tecnologías de generación renovables como al desarrollo e inclusión

del coche eléctrico en el mercado y en la sociedad. Además, este tipo de almacenamiento ofrece muy buen comportamiento respecto a densidad energética y energía específica, a la posibilidad de trabajar con voltajes altos y a una buena eficiencia energética al uso.

Cabe puntualizar que, tal y como puede verse en la figura 3, la peor puntuación para las baterías de ion-litio reside en el coste de la misma; sin embargo, del mismo modo que ocurrió con el importante decremento de los costes para la tecnología fotovoltaica, ocurre para el coste de las baterías de ion litio dónde se ha producido una acusada reducción en los últimos años del entorno del 85% en el mismo periodo de tiempo, 2010-2020 [11], tal y como puede verse en la figura 4.

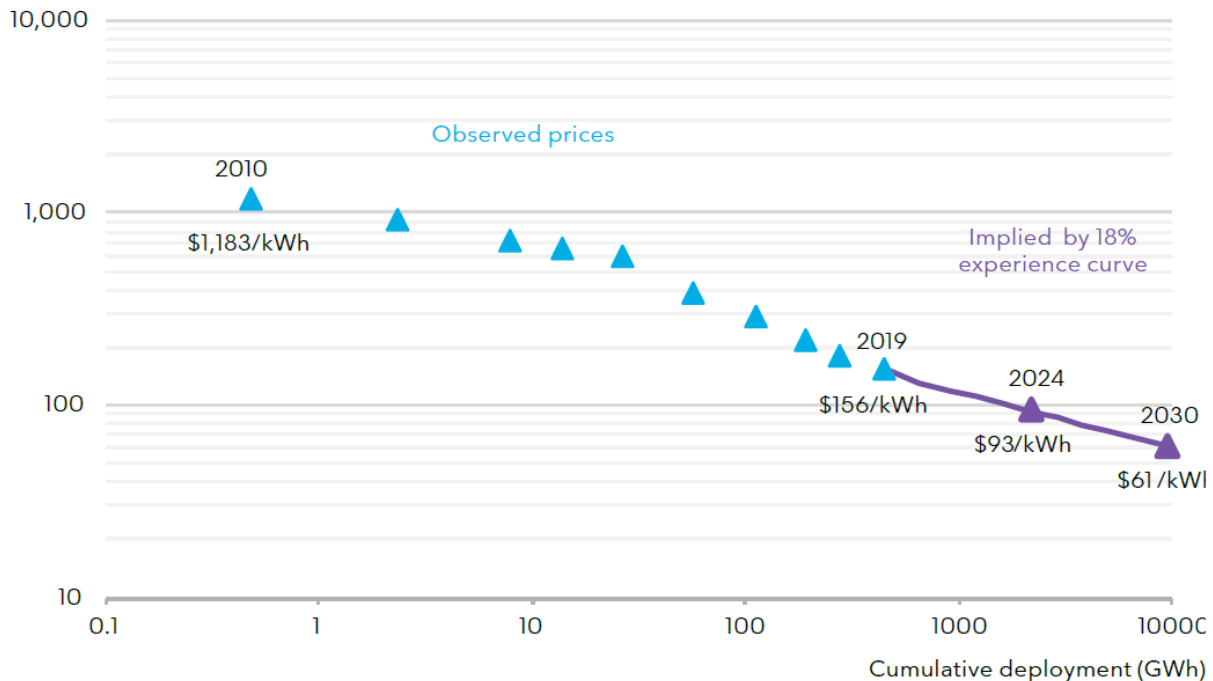


Figura 4. Coste de baterías de ion-litio [11]

Con todo esto, se muestra cómo actualmente nos encontramos en un entorno energético mundial cambiante encaminado a grandes transformaciones en la infraestructura de generación y consumo. Transformación enfocada a mejoras en eficiencia y sostenibilidad, que permitan la evolución del sistema energético a un nuevo concepto moderno y limpio, comprometido con la sociedad y con el medioambiente.

En los últimos años se han abierto muchas puertas y están apareciendo muchos caminos a través de los cuales se pueden alcanzar los objetivos planteados y tener un futuro mejor respecto al sector energético y al bienestar social común.

Para ello, se deberán dedicar grandes esfuerzos de investigación y desarrollo en los próximos años, en los que se traten los numerosos temas relacionados con esta transición energética. Será necesario plantear nuevos modelos de generación, transmisión y consumo adaptados a cada escenario, teniendo en cuenta las necesidades de cada caso en cuestión.

Este abanico de posibilidades tecnológicas y sociales ha motivado la creación de este texto y el desarrollo de esta investigación dónde se pretende demostrar la viabilidad de un sistema eléctrico sostenible en España que permita alcanzar las metas descritas. Se lleva a cabo un análisis completo del potencial eléctrico renovable del país y se establece una posible solución sostenible al futuro sistema español, convirtiéndolo en una opción competitiva respecto a los costes de la energía eléctrica y reduciendo el impacto medioambiental.

## 1.2 Antecedentes.

Como consecuencia de la situación descrita, esta materia se ha convertido en un tema de gran impacto académico y trascendencia social, por lo que ha tenido un crecimiento muy importante durante los últimos años. Existen numerosos estudios acerca de escenarios energéticos sostenibles enfocados desde diferentes puntos de vista, analizando aspectos tecnológicos, medioambientales, sociales o económicos, estableciendo una gran variedad de horizontes temporales y porcentajes de integración de fuentes renovables, considerando diversas extensiones territoriales, etc. Todos ellos enfocados en realizar análisis de sostenibilidad, siguiendo diferentes criterios y para determinados escenarios definidos en cada publicación.

Entre la mayoría de las publicaciones se pueden encontrar dos vertientes de investigación distintas cuando hablamos de análisis de sostenibilidad de escenarios futuros. Por un lado, están las evaluaciones enfocadas al análisis de la transición desde la situación actual hasta un horizonte temporal futuro, comúnmente establecido en 2050. Se basan en las tendencias actuales de desarrollo y despliegue de las tecnologías de generación renovables, se establecen las condiciones actuales de partida y se definen hitos temporales con objetivos de sostenibilidad a alcanzar. De esta forma, se estima la situación del sistema de generación futuro como consecuencia de la evolución del mismo durante el periodo de tiempo establecido y las condiciones definidas. Esto permite observar el desarrollo de la transición y ofrece la posibilidad de proponer iniciativas y decisiones para que se pueda llevar a cabo la evolución deseada, sugiriendo medidas de política energética para facilitar su cumplimiento.

Por otro lado, muchas de las investigaciones analizan el potencial sostenible de determinados escenarios, diseñando un sistema energético renovable en función del potencial evaluado, seleccionando la tecnología más apropiada, y adoptando la generación a las necesidades energéticas. Estas investigaciones pretenden evaluar y demostrar la posibilidad de conseguir sistemas 100% sostenibles que permitan satisfacer los requisitos de demanda, principalmente comprendiendo sólo el alcance del consumo eléctrico. De este modo, se establece una alternativa sostenible al sistema eléctrico actual que permita cumplir con los requerimientos del sistema.

Respecto al primer caso, tanto empresas privadas como instituciones e investigadores han realizado estudios que definen una senda para la transición energética hacia un futuro sostenible. Por ejemplo, [Det Norske Veritas and Germanischer Lloyd \(DNV GL, 2020\) \[12\]](#) desarrolla un modelo a través del cual pronostica el sistema de producción energético global, dividido en 10 regiones interconectadas, para el año 2050. Establece el mix energético futuro y la integración de las tecnologías de generación renovables durante el periodo analizado considerando la electrificación de determinados sectores energéticos e incrementos en la demanda. Para ello diseña un algoritmo matemático que simula la evolución anual del sistema energético desde 1980 hasta 2050, utilizando los datos hasta la actualidad para adaptar el comportamiento del algoritmo a los acontecimientos vividos y la evolución que se ha producido en los últimos años. Además, para la simulación del sistema hasta el año 2050 establece hipótesis de tendencias futuras para fomentar el uso de determinados sistemas de generación, aplicadas a través de curvas de entrenamiento. [Shell](#) también ha diseñado [Sky \[13\]](#), un camino hacia la descarbonización de la economía global con el objetivo de alcanzar un sistema neutro en emisiones para el año 2070, en el que indica la necesidad de implicación de los gobiernos, los mercados y la sociedad para poder conseguir dicho objetivo. El modelo se basa en una simulación anual de gran escala a través de la cual se consiguen las condiciones finales de emisiones netas igual a cero definidas inicialmente como parámetro objetivo.

Un ejemplo de análisis realizado por instituciones es el [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) 2021-2030 \[5\]](#) del Gobierno de España, mencionado en el apartado anterior. Este plan estratégico establece unas iniciativas para facilitar y actualiza el cumplimiento de los principales objetivos vinculantes para la UE en 2030, que son: una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, una integración del 32% de energía renovable sobre el consumo total de energía bruta, una mejora del 32.5% de la eficiencia energética y un 15% de interconexión eléctrica entre los Estados miembros. Para ello se proponen medidas relacionadas con la electrificación y descarbonización del sistema energético, la adaptación al cambio climático y la gestión de producción y demanda con sistemas de almacenamiento. Además, analiza el papel de la ciudadanía en la transición energética, se plantean políticas enfocadas a llevar a cabo todas las iniciativas propuestas y se establecen objetivos nacionales de I+i+d y de financiación, entre otros asuntos.

Como resultado final del PNIEC, se presentan dos escenarios energéticos comparativos, el escenario tendencial, sin nuevos cambios en políticas, y el escenario objetivo, alcanzado con el despliegue y cumplimiento de todas las medidas propuestas en el plan. Este último escenario tiene como objetivo conseguir los siguientes resultados

para el año 2030: una reducción del 23% de las emisiones respecto a 1990, la integración de renovables sobre el uso final de energía del 42%, un 39.5% de mejora de la eficiencia energética y que el 74% de la generación eléctrica sea mediante energía renovable.

Algunas universidades también han propuesto modelos y escenarios propios como por ejemplo la [Universidad Politécnica de Lappeenranta \(LUT University\)](#), en colaboración con [SolarPower Europe](#). El equipo de investigación ha desarrollado [100% Renewable Europe \[14\]](#), un estudio de viabilidad técnica y socioeconómica para la transición a un sistema global de energía eléctrica 100% renovable, desarrollando un modelo que simula dicha transición desde 2015 hasta el 2050. Este modelo basa su algoritmo en la optimización en costes (coste de inversión, operacionales, de mantenimiento, de combustibles y en emisiones) y su aplicación se realiza dividiendo el alcance temporal en 5 etapas en las que se establece la infraestructura del sistema energético completo para estudiar el proceso de transición: demanda, potencia instalada de los sistemas, almacenamiento energético y una serie de hipótesis técnicas y financieras. La [Universidad de California Berkeley \[15\]](#) también ha creado un informe con el objetivo de demostrar la viabilidad técnica y económica de alcanzar un sistema de generación energético 90% renovable en Estados Unidos para el año 2035. En este reporte se simulan dos casos diferentes, uno considerando la continuación de las actuales políticas energéticas federales y estatales, y el otro escenario enfocado a conseguir una generación 90% renovable de energía eléctrica, en el que toma como hipótesis la introducción de nuevas políticas sostenibles que permitan alcanzar el objetivo propuesto.

Entre la literatura existen también numerosas publicaciones en revistas científicas en las que se aborda el tema de la transición energética a escenarios más renovables. [Stamford, L. y Azapagic, A. \[16\]](#) evalúa la transición del sistema energético de Reino Unido desde el 2020 hasta el 2070 para cinco escenarios sostenibles con diferente porcentaje de integración de producción renovable, comparando la evolución de los mismos en 3 instantes determinados, años 2035, 2050 y 2070. [Singh, R. \[17\]](#) analiza el sistema de producción eléctrica indio a través de curvas de tendencia con un horizonte temporal hasta mediados de la década de 2060, primero para la utilización de diferentes tecnologías renovables de forma individual y, después, para el porcentaje total de la generación renovable sobre el mix total, considerando diferentes escenarios de crecimiento en producción sostenible y en demanda. En el estudio realizado por [Mai, T. et al, \[18\]](#) se evalúa la transición energética a diferentes escenarios de penetración renovable en Estados Unidos desde 2010 a 2050 considerando hasta un 80% de integración renovable en el sistema. Estos son sólo algunos ejemplos, existen otros muchos análisis que evalúan zonas de diferentes partes del mundo, con diferentes alcances temporales y para diversos grados de transición, que completan la visión global sobre este asunto.

Respecto al otro tipo de enfoque que tienen los análisis de sostenibilidad, en los que se evalúa el potencial energético renovable de los escenarios propuestos y se define el sistema de producción más adecuado, existen también numerosas publicaciones en las que se afrontan una gran variedad de escenarios con diferentes extensiones territoriales. Una de las investigaciones más importantes ha sido llevada a cabo por [Jacobson M. Z. et al, \[19\]](#), en el que define un escenario 100% renovable para el año 2050 y que considera 53 municipios en Estados Unidos, Canadá y Méjico. En este estudio se estima la cantidad de energía y potencia instalada de las tecnologías renovables más adecuada en cada núcleo urbano y para ello establece las siguientes hipótesis: la electrificación de todos los sectores energéticos incluyendo todo el transporte y la energía térmica industrial, la utilización de valores anuales de las variables para el cálculo de la potencia instalada y demanda energética, la consideración de una red ideal, la necesidad de un sistema de almacenamiento adecuado y el dimensionamiento del sistema energético de cada municipio de manera aislada. [Krajacic, G. et al, \[20\]](#) estudia un sistema completamente limpio aplicado a Croacia, considerando las principales tecnologías de generación renovable. En la publicación se evalúan diferentes combinaciones de producción eólica y sistemas de almacenamiento por bombeo con el objetivo de gestionar el exceso de energía renovable y adaptarlo a la demanda. Una estimación exhaustiva del potencial económico estadounidense para un sistema de generación renovable es llevada a cabo por [Austin, b. et al, \[21\]](#), que considera un amplio abanico de tecnologías, incluyendo almacenamiento energético, y define el mix de generación sobre todo el territorio. Por otro lado, [Andresen, G. B. et al, \[22\]](#) realiza un estudio del potencial solar y eólico en Dinamarca para diseñar un sistema basado en este tipo de generación; de nuevo, este estudio combina el uso de tecnología renovable con un sistema de almacenamiento que permita satisfacer la totalidad del consumo eléctrico.

Otros estudios, se centran en evaluar determinadas tecnologías de generación renovable. Por ejemplo, [Le, N. A. y Bhattacharyya, S.C \[23\]](#) analiza los resultados de la integración de energía eólica en el sistema energético británico para un determinado rango de valores de producción mediante esta tecnología. [Gagnon, P. et al, \[24\]](#) evalúa el potencial técnico fotovoltaico de Estados Unidos para equipos instalados sobre el tejado de los

edificios, cuantificando la cantidad de energía que se puede genera utilizando toda la superficie disponible en cubiertas. [Hong, T. et al, \[25\] \[26\]](#) analiza el potencial técnico y económico fotovoltaico sobre tejados para una parte de Seúl considerando variables socioeconómicas particularizadas para todos los años comprendidos entre 2008 y 2016.

En la tabla 1 se hace un breve resumen las publicaciones incluidas anteriormente, proporcionando información acerca del alcance del estudio llevado a cabo en cada una.

Referencia	Alcance regional	Año objetivo	Análisis técnico	Analisis económico	Análisis medioambiental
[12] DNV GL	Global	2050	Si	Si	Si
[13] Shell	Global	2070	Si	No	Si
[14] LUT University	Europa	2050	Si	Si	Si
[15] Universidad de California Berkeley	Estados Unidos	2035	Si	Si	Si
[16] Stamford, L. y Azapagic, A.	Reino Unido	2070	Si	Si	Si
[17] Singh, R.	India	2065	Si	No	No
[18] Mai, T. et al,	Estados Unidos	2050	Si	Si	Si
[19] Jacobson M. Z. et al,	Regiones de EEUU, Méjico y Canadá	2050	Si	Si	Si
[20] Krajacic, G. et al,	Croacia	2050	Si	Si	Si
[21] Austin, b. et al,	Estados Unidos	-	Si	Si	Si
[22] Andresen, G. B. et al,	Dinamarca	-	Si	No	No
[23] Le, N. A. y Bhattcharyya, S.C.	Reino Unido	2020	Si	Si	Si
[24] Gagnon, P. et al,	Estados Unidos	-	Si	No	No
[25] Hong, T. et al,	Seúl	-	Si	No	No
[26] Hong, T. et al,	Seúl	-	Si	Si	No

Tabla 1. Resumen bibliográfico.

Como se puede observar, hay una gran cantidad publicaciones e investigaciones que afrontan todo tipo de puntos de vista (económicos, medioambientales, sociales, técnicos, etc.), extensiones territoriales, horizontes temporales, tecnologías de generación, porcentajes de integración de uso de fuentes renovables, etc. Además, cada estudio establece diferentes hipótesis a la hora de definir el alcance de la evaluación en cuanto a electrificación de sectores energéticos e integración del vehículo eléctrico, consideración de sistemas aislados o interconexiones, impacto en la red, políticas renovables, etc., que hace particular e interesante cada uno de ellos. Por otro lado, los modelos utilizados son de diversa naturaleza, algunos evalúan tendencias actuales y pasadas, otros necesitan definir las condiciones finales, una parte de estos realizan análisis horarios, mientras que otros toman valores anuales, los hay que gestionan la producción energética mediante sistemas de almacenamiento y que toman valores totales a la hora de realizar balances, etc. En definitiva, numerosos artículos de diversa índole.

Con esto se pretende mostrar la gran diversidad de estudios y la posibilidad de realizar una infinidad de análisis diferentes. El establecimiento de las hipótesis y el alcance de cada análisis dependerá de los escenarios que se deseen evaluar y el enfoque que se le pretenda dar. Por tanto, el análisis que se presenta en esta tesis será definido a continuación en función de los objetivos marcados.

### 1.3 Objetivos y contribución.

El auge de la energía renovables, las tendencias de cambios hacia este nuevo marco energético, los avances en la tecnología y, en particular, el futuro sostenible de España nos lleva a preguntarnos una serie de cuestiones relacionadas con la transformación del sistema eléctrico actual y las oportunidades que éste tiene para poder llevar a cabo una transición renovable.

A continuación, se presentan una serie de preguntas con el objetivo de sintetizar el alcance de la evaluación del potencial renovable del sistema español. Concretamente, la principal pregunta a la que intentaremos dar respuesta con el desarrollo de la tesis es la siguiente:

¿Es posible conseguir un sistema eléctrico autoabastecido sólo y exclusivamente con tecnología renovable?

Se plantea este problema particularizando, como bien se ha dicho, para el caso de España. Con el fin de realizar un análisis exhaustivo de esta problemática, se disgrega el modelo energético comenzando desde el mínimo nivel de organización territorial (un municipio) hasta finalizar con el sistema eléctrico completo de la parte peninsular del país.

Como primera evaluación, se considera única y exclusivamente un núcleo urbano, apareciendo la cuestión de la posibilidad del autoabastecimiento energético como núcleo aislado haciendo uso de tecnología renovable como sistema de producción. Para el caso de estudio inicial, se selecciona la ciudad de Sevilla, situada al sur de España, como la localidad sobre la que se realiza la evaluación y sobre la que se desarrolla el modelo de dimensionado del nuevo sistema eléctrico.

Para poder desarrollar un modelo energético que nos permita satisfacer la condición de autoabastecimiento sostenible, tenemos que definir las tecnologías renovables de generación que se utilizarán como medio de producción.

En primera instancia, y atendiendo a la situación geográfica de España, se propone un modelo de producción basado en tecnología fotovoltaica como sistema de generación principal. La demanda de energía eléctrica de este núcleo urbano se abastecerá con el despliegue de un nuevo sistema de instalaciones fotovoltaicas dimensionado acorde a las necesidades de consumo. Adicionalmente, se propone el aprovechamiento las plantas de tratamiento de agua residuales como sistema de generación complementario basado en la biomasa.

Este nuevo sistema presenta un problema a la hora de cumplir con los requerimientos de consumo eléctrico ya que, debido a la variabilidad intrínseca de los perfiles de generación renovable, las horas de producción y demanda generalmente no son coincidentes. Esta problemática relacionada con el cumplimiento del consumo durante todas las horas del año se resuelve mediante un sistema de almacenamiento que permita gestionar la producción.

Este sistema de almacenamiento estará basado en el empleo de baterías de ion-litio, por lo que es preciso definir qué sistema de almacenamiento es el más apropiado, surgiendo la segunda pregunta ¿Cuál es el sistema de almacenamiento óptimo?

Como criterio de optimización se utilizará la configuración del sistema que sea óptima en costes, estimando para ello el coste equivalente de la energía o LCOE. El modelo de dimensionado del sistema evaluará dos posibles alternativas: un sistema de almacenamiento estacional sobredimensionado que permita transferir energía entre cualquier hora del año; y una configuración de almacenamiento intra-diaria, con menor capacidad instalada, que satisfaga la demanda durante la mayor parte del año, pero necesite un sistema producción complementario para cumplir con los requisitos de consumo en las horas más desfavorable.

Por otro lado, la inminente inclusión del vehículo eléctrico en el mercado de medios de transporte sobre carretera nos hace plantearnos otra casuística adicional ¿Cómo afecta la electrificación de toda la flota de vehículos ligeros del municipio a la demanda eléctrica propia del núcleo urbano?

Este incremento de demanda precisará un aumento adicional de la capacidad instalada de generación y una adaptación del sistema de almacenamiento al nuevo perfil de consumo generado por la recarga de los vehículos eléctricos.

Por último, dado que se va a utilizar tecnología renovable para abastecer el consumo eléctrico de la ciudad, se propone también la utilización de energía térmica sostenible como posible alternativa para el suministro de la demanda térmica del municipio.

Tras el desarrollo de un modelo energético renovable y su aplicación a un único municipio, se plantea la idea de ampliar este estudio a toda la extensión del territorio peninsular español. De este modo, se identificará aquellas localidades que puedan alcanzar la condición de autoabastecimiento eléctrico renovable con la aplicación del modelo desarrollado.

La evaluación por separado de cada núcleo urbano nos ofrece una idea general de la situación del sistema español, pero considerando cada uno de los municipios como un sistema aislado e identificando su potencial individual. El siguiente paso consiste en constituir el sistema eléctrico español al completo considerando un sistema interconectado como el actual, con el objetivo de estimar el potencial renovable conjunto de todo el país.

A la vista de los resultados obtenidos para cada municipio individual, la tercera pregunta sería ¿el cómputo global del balance eléctrico del sistema español al completo definiría un sistema completamente sostenible?

La respuesta a esta pregunta precisa el dimensionado del nuevo sistema renovable siguiendo el modelo definido anteriormente, que estimará la potencia fotovoltaica y el sistema de almacenamiento necesario, identificando la configuración óptima del mismo. Cabe destacar que en esta evaluación no se realiza el análisis del impacto que tendría la nueva infraestructura de generación en el sistema de transmisión.

Adicionalmente, se propone una alternativa basada en el sistema de generación actual eliminando la tecnología que depende del combustible fósil y la energía nuclear, y complementando el sistema de generación resultante con tecnología sostenible.

Con esto se pretende utilizar las instalaciones renovables actuales, más la cogeneración, y buscar un sistema más realista, adaptado a la infraestructura existente. Además, se puede establecer la hipótesis de considerar parte de la generación eléctrica obtenida mediante instalaciones hidráulicas como gestionable, lo que permite abaratar el coste de almacenamiento en baterías.

Evaluando este escenario nos respondemos a la siguiente pregunta ¿Cuál sería el escenario renovable óptimo español, partiendo de la potencia renovable actual, que permita rellenar el gap generado entre producción, considerando la eliminación de los combustibles fósiles y la energía nuclear, y demanda, incrementada por el vehículo eléctrico?

Varios escenarios son propuestos y analizados en función del porcentaje de gestionabilidad considerado para la energía eléctrica producida mediante instalaciones hidráulicas. Para todos estos escenarios, se estiman los valores resultantes del LCOE y se realiza una comparación entre los mismos.

Hasta este punto de la investigación, la evaluación realizada ha tenido como variable la expansión territorial y el tamaño del sistema eléctrico estudiado, pero todos los cálculos han sido realizados particularizando para un año en cuestión.

El dimensionado del nuevo sistema de producción con instalaciones fotovoltaicas y del sistema de almacenamiento está optimizado para las condiciones de generación y consumo de un año en cuestión. Una diferenciación en los perfiles de demanda y producción implicará una desviación en el balance energético que precisará una adaptación del sistema adicional fotovoltaico y de baterías, por lo que cada año habría una configuración óptima. Como consecuencia, aparece la siguiente pregunta a la que debemos dar respuesta: ¿cuál sería el sistema óptimo que pudiera satisfacer las necesidades de consumo eléctrico independientemente del año en estudio?

Esta pregunta es contestada mediante la evaluación de un escenario hipotético denominado **escenario más desfavorable** que incluya las condiciones más adversas tanto en demanda como en producción.

Para ello se consideran los 10 años de la última década y se realiza la simulación de cada uno de ellos utilizando el modelo desarrollado en el análisis anterior. A partir de los perfiles anuales de generación y consumo eléctrico se seleccionan lo más desfavorables, aquellos con un menor aprovechamiento de la potencia instalada para el caso de la producción, y los perfiles de mayor demanda energética para el caso del consumo eléctrico. Con esto ya se puede responder a la pregunta que se planteaba anteriormente sobre el sistema óptimo en costes que permita satisfacer las condiciones más adversas del sistema eléctrico español, consolidando un sistema robusto y renovable.

La gran cantidad de datos empleados y calculados obtenidos en este análisis ofrece la oportunidad de realizar una evaluación más exhaustiva de la relación entre las variables implicadas en la definición del sistema y el

resultado principal de este estudio, el LCOE resultante de cada escenario.

El objetivo de este análisis es caracterizar el valor estimado del LCOE en función de las condiciones del sistema reflejadas en estas variables, sin necesidad de aplicar el modelo desarrollado y estimar la potencia fotovoltaica y el sistema de almacenamiento óptimo adicional.

Para ello, como último paso, se definen una serie de variables y se realiza un análisis de sensibilidad de frente a los valores del LCOE, determinando su dependencia y significatividad. Esto se realiza a través de la particularización con los resultados obtenidos de todos los años previamente analizados, incluyendo el caso más desfavorable.

Con esto concluye el alcance de la presente tesis.



## 2 MÉTODOS

En esta sección se presenta la metodología seguida en el desarrollo de la investigación para todas las fases del proyecto. El método seguido puede dividirse en cuatro partes: la evaluación del potencial renovable en zonas urbanas, la caracterización de la demanda, la determinación del escenario renovable óptimo de mínimo coste y la evaluación del escenario energético más desfavorable. Esta división se ha establecido debido al enfoque progresivo que se lleva a cabo en los diferentes casos de estudio, particularizando en primer lugar para un núcleo urbano determinado (Sevilla), ampliando en segundo lugar para el conjunto de la España continental, y terminando con la evaluación de diferentes escenarios temporales considerando el sistema peninsular español.

Se realiza una descripción del procedimiento utilizado para cada una de estas etapas, se definen las hipótesis bajo las que se trabajará y se identifican las fuentes de datos utilizadas para la aplicación del modelo definido.

### 2.1. Evaluación del potencial renovable en zonas urbanas.

El primer paso de la metodología aplicada se basa en el estudio del potencial eléctrico renovable en núcleos urbanos. Se presenta el proceso que se lleva a cabo para realizar la evaluación del potencial renovable de núcleos urbanos, particularizando en primer lugar para un municipio y posteriormente para el conjunto del sistema completo.

Tal y como se ha comentado anteriormente, el proceso de evaluación del potencial individual de cada municipio se basa principalmente en la consideración de la energía solar como principal fuente de generación eléctrica renovable, a través del despliegue y utilización de instalaciones solares fotovoltaicas. Además, se realiza una evaluación adicional que tiene en cuenta la posibilidad de utilizar las plantas de tratamiento de agua residual como sistema de apoyo a la generación, así como paneles solares térmicos para satisfacer la parte de la demanda térmica de la localidad.

Para el caso de la evaluación conjunta de todos los municipios del país, se restringe el análisis sólo a la utilización de tecnología fotovoltaica como sistema de generación de energía eléctrica. Esto es debido a las ventajas que presenta frente a la escasa contribución de las plantas de tratamiento de agua residual, consecuencia del análisis anterior. Por tanto, el potencial de autoabastecimiento de cada núcleo urbano estará limitado a la energía solar como fuente renovable, seleccionada debido a la situación geográfica de España y el potencial solar de todo su territorio continental.

#### 2.1.1 Análisis del potencial renovable sobre un municipio.

Como se ha indicado, el sistema principal de generación renovable propuesto se basa en tecnología fotovoltaica, debido también al gran desarrollo reciente de esta tecnología tanto en sus prestaciones técnicas como en sus costes. Además, ofrece la posibilidad de ser instalada sobre los tejados de los edificios, evitando así el uso de terreno adicional e integrando la generación de energía eléctrica en un sistema distribuido en los núcleos urbanos.

El modelo propone la evaluación de la superficie disponible sobre los tejados de los edificios como lugar de instalación preferente de los paneles solares y estima el potencial de generación de energía eléctrica que tendría el municipio si se generaliza este tipo de instalaciones.

Para ello, el proceso de evaluación se divide en tres pasos. En primer lugar, es necesario realizar un estudio de la superficie disponible para la instalación de equipos fotovoltaicos, contabilizando el área total del municipio e identificando la zona útil sobre tejado para este tipo de instalaciones. En segundo

lugar, se lleva a cabo la evaluación del potencial solar del municipio en función de su localización. En tercer lugar, se estima la producción eléctrica fotovoltaica con los sistemas desplegados sobre la superficie disponible. Alternativamente, se evalúa el sistema auxiliar compuesto por paneles térmicos, instalados también sobre tejados, y el aprovechamiento de las plantas de tratamiento de agua residual.

#### **2.1.1.1 Análisis de la superficie disponible.**

Para la evaluación de la superficie disponible es necesario la utilización de un mapa cartográfico del término municipal en el que se represente la proyección en planta de todos los edificios. En función de la representación disponible se usan aplicaciones de tratamiento de imágenes para identificar la superficie ocupada por los edificios o aplicaciones GIS (*Geographic Information System*) para el procesado de mapas cartográfico en diversos formatos.

Una vez identificada la superficie ocupada por edificios, se realiza un ejercicio de comparación de dicha superficie representada en el mapa cartográfico con una serie de imágenes vía satélite para definir el porcentaje disponible sobre tejado del área total proyectada. Para ello, se establecen diferentes tipologías de edificios en función del uso de los mismos (residenciales, comerciales y fábricas) y del tipo de tejado (inclinado y plano) y se estima la cantidad relativa de edificios de cada uno de los tipos definidos, utilizando una muestra significativa de zonas del municipio en la que hay ese tipo de construcciones.

Con el análisis comparativo de la representación cartográfica con la configuración real de los tejados, se establece el porcentaje de superficie plana e inclinada disponible, particularizando en este último caso la orientación (sur, norte, este y oeste). Adicionalmente, se realiza un último análisis con relación al área disponible dentro de la superficie total del tejado, estableciendo un factor de aprovechamiento derivado de la existencia de objetos inamovibles (chimeneas, instalaciones de ascensores), efectos de sombra y distancias a los bordes.

#### **2.1.1.2 Curvas de producción energética fotovoltaica.**

En el modelo propuesto, la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos se estima a partir de curvas de producción energéticas por unidad de potencia, a las que se les aplica la potencia fotovoltaica de las instalaciones desplegada.

La definición de estas curvas se realiza a partir de los datos proporcionados por la aplicación [PVGIS \[27\]](#) desarrollada por la Comisión Europea. Esta herramienta ofrece datos de irradiación y de producción eléctrica por kW de potencia instalada (kWp) para una determinada geolocalización. Los datos pueden ser particularizados según la orientación de la superficie y con la opción de seleccionar la inclinación óptima para los paneles que son instalados. La precisión temporal de la información proporcionada se limita a una distribución horaria de un día típico de cada mes, supuesto el día 15 del mismo; como consecuencia, se ha desarrollado un algoritmo interpolador polinómico en MATLAB que permite estimar los datos de generación e irradiación para los 365 días del año<sup>2</sup>. De este modo, se obtiene la producción horaria de energía eléctrica por kWp de potencia instalada durante todo un año.

Para la simplificación de los cálculos, se asume que sobre la superficie plana se instalan paneles orientados al sur considerando su inclinación óptima (ofrecida por la herramienta), presentando la misma contribución que los tejados inclinados orientados al sur. Con esto, se definen las curvas de producción horaria por unidad de potencia instalada para las 4 orientaciones principales: sur/plana, este, oeste y norte.

Para más información acerca del código MATLAB, puede consultarse el Anexo A.1.

#### **2.1.1.3 Disposición óptima de las instalaciones fotovoltaicas.**

Una vez evaluada la superficie disponible y definidas las curvas de producción por unidad de potencia

---

<sup>2</sup> En la versión actual de PVGIS proporciona datos horarios durante todo el año. En la versión usada durante el desarrollo de la investigación sólo proporcionaba los datos horarios promedios de un día típico de cada mes.

instalada, el siguiente paso es establecer la configuración de los paneles solares que permita obtener el rendimiento óptimo. Para definir la distribución óptima de los paneles sobre la superficie disponible se lleva a cabo una evaluación de las pérdidas originadas por efecto de sombra entre paneles, estimando un coeficiente de pérdidas.

El cálculo de la configuración óptima se realizará mediante un proceso de iteración en la disposición de los paneles sobre una superficie modelo, estimando la sombra proyectada entre paneles. El problema se define seleccionando las características típicas de un sistema solar fotovoltaico, considerando los paneles instalados según la inclinación óptima ofrecida por PVGIS [27] y estableciendo el ángulo de elevación solar sobre el horizonte para todos los días del año.

Para calcular la sombra proyectada de los paneles, se establece una formulación geométrica basada en una configuración genérica de la disposición de los elementos del sistema tal y cómo se representa en la figura 5.

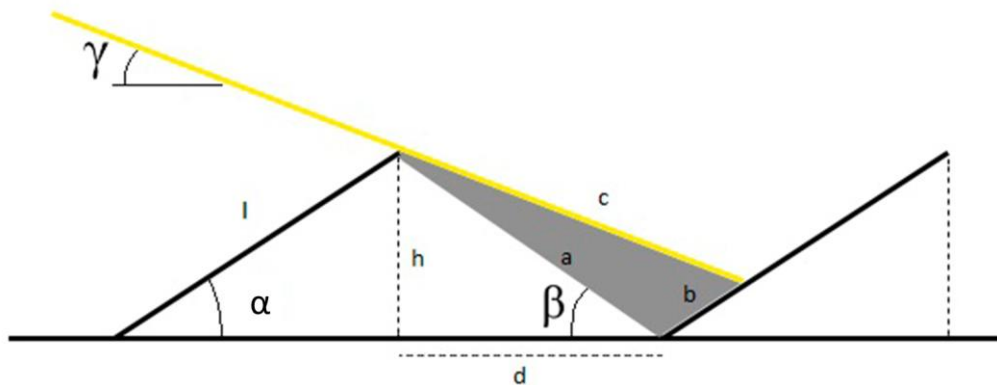


Figura 5. Esquema geométrico genérico de una instalación solar.

Dónde  $\gamma$  es el ángulo de elevación solar sobre el horizonte,  $l$  la longitud del panel,  $h$  la altura del panel,  $d$  la distancia de separación entre paneles,  $b$  la longitud de la sombra sobre el panel posterior y  $\alpha$  el ángulo de inclinación del panel.

El valor de la longitud de la sombra  $b$ , está definido por las siguientes fórmulas:

$$h = l \sin(\alpha) \quad (2-1)$$

$$\beta = \text{atan}\left(\frac{h}{d}\right) \quad (2-2)$$

$$a = \sqrt{h^2 + d^2} \quad (2-3)$$

$$b = a \frac{\sin(\beta - \gamma)}{\sin(\alpha + \gamma)} \quad (2-4)$$

En las que se aplican fórmulas básicas trigonométricas y el teorema del seno.

Cabe indicar que el algoritmo considera que la primera fila de paneles dispone de toda su superficie efectiva y que en la última fila de paneles no se considera separación entre los paneles y la pared trasera limítrofe, si la hubiera. De este modo, la distancia longitudinal  $L$  ocupada por una cantidad genérica de paneles  $n$ , queda definida por la ecuación (2-5).

$$L = n * l * \cos(\alpha) + (n - 1) * d \quad (2-5)$$

Esta distancia deberá ser inferior a la longitud de la superficie modelo.

Aplicando esta formulación a los datos anteriores, junto a los de producción eléctrica por kWp, se itera con el valor de separación entre los paneles  $d$  y se calcula la producción energética anual en cada iteración, considerando el efecto de la sombra proyectada, a través de un algoritmo programado en MATLAB.

La simulación establece la disposición (layout) óptima, identificando el valor de mayor generación derivado de la mejor combinación entre separación de paneles y la cantidad de filas que pueden instalarse en la superficie tipo. De este modo, se establece la superficie ocupada por cada panel, considerando el área de la superficie utilizada y el número de paneles instalado, se define el coeficiente de pérdidas por efectos de sombra y se establece la cantidad de potencia instalada por unidad de superficie en función de las características del panel utilizado. Para el caso de tejados inclinados se establece la utilización del 100% de la disponible.

Para más información acerca del código MATLAB, puede consultarse el Anexo A.2.

#### 2.1.1.4 Producción energética con instalaciones fotovoltaicas

Con la superficie disponible, los valores de producción por kWp, el coeficiente de pérdidas por efectos de sombra y la potencia instalada por unidad de superficie, se está en disposición de estimar la producción horaria de energía eléctrica para todos los días del año. Para ello se considerará la energía producida por toda la superficie disponible en tejados planos y en tejados orientados al sur, este y oeste, excluyendo la componente generada por la orientación norte debido a su inferior aporte relativo entre potencia instalada y generación eléctrica.

#### 2.1.1.5 Producción energética con plantas de tratamiento de aguas residual.

Como última contribución de generación eléctrica, se analizan las plantas de tratamiento de agua residual con el objetivo de constituir un sistema de producción auxiliar que contribuya como soporte energético a la generación mediante tecnología fotovoltaica.

Para evaluar el potencial asociado a esta tecnología de cada municipio, es necesario obtener en primer lugar la cantidad de agua residual generada por todo el núcleo urbano; para ello, el [Instituto Nacional de Estadística \[28\]](#) ofrece el valor de agua residual generada por habitante que, aplicado a la población total a la que ofrece servicios las plantas de tratamiento consideradas, establece la cantidad total de agua residual generada.

Posteriormente, para cuantificar la cantidad de energía eléctrica generada mediante el uso de estas instalaciones se van a considerar dos procesos asociados a este tipo de tecnología. Por un lado, se obtendrá energía eléctrica mediante el biogás producido por la digestión anaeróbica, basada en la descomposición de los microorganismos en ausencia de oxígeno produciendo diferentes gases entre los que se encuentra el metano. La generación energética mediante este método viene definida según la siguiente fórmula definida por [Stillwell, A. S. et al, \[29\]](#).

$$E_{AD} = Q \times BEF \quad (2-6)$$

Donde  $E_{AD}$  representa la energía producida en la planta a través del gas producido por la digestión anaeróbica,  $Q$  es el caudal de agua tratada y  $BEF$  es un factor energético del biogás que define la producción energética por  $m^3$ .

Por otro lado, electricidad producida mediante la combustión de biosólidos producidos por las diferentes etapas del tratamiento de las aguas residuales, se define según la siguiente fórmula definida también en [\[29\]](#).

$$E_b = \frac{Q C_s HV}{HR} \quad (2-7)$$

Donde  $E_b$  representa la energía producida por la combustión de biosólidos en la planta,  $Q$  es el caudal de agua tratada,  $C_s$  es el contenido de sólidos seco en el agua residual,  $HV$  es el poder calorífico de

los biosólidos generados y HR es la ratio de producción de energía eléctrica por energía producida por la combustión.

### 2.1.1.6 Producción de energía térmica.

Respecto a la evaluación del suministro de demanda térmica se proponen dos casos de estudios, el suministro de agua caliente sanitaria y el hipotético caso de poder abastecer el consumo térmico industrial del municipio mediante instalaciones térmicas solares.

En el primer caso se proponen dos posibles soluciones al problema, el uso de instalaciones térmicas solares y una combinación de instalaciones fotovoltaicas con un termo eléctrico. Para cada una de las opciones se estima la cantidad de superficie necesaria destinada a cada tecnología para poder abastecer el consumo de agua caliente sanitaria del municipio en función de las características de los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos y las curvas horarias de irradiación y producción eléctrica por kWp.

Para el segundo caso, sólo se considera la opción del uso de instalaciones térmicas solares como contribución energética.

La producción mediante captadores solares térmicos se calcula haciendo uso de la curva de rendimiento instantáneo cuadrática definida a continuación y aplicada a los valores de irradiancia global obtenidos de [PVGIS \[27\]](#).

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 (T_m - T_a)}{I} - \frac{k_2 (T_m - T_a)^2}{I} \quad (2-8)$$

Dónde  $\eta_0$  es el factor óptico (denominado por los fabricantes como factor de eficiencia, o factor de ganancia o como rendimiento óptico),  $k_1$  y  $k_2$  son coeficientes de pérdidas térmicas cuyas unidades son  $W/m^2K$  y  $W/m^2K^2$  respectivamente,  $T_m$  es la temperatura media del colector (se considera en este estudio  $45\text{ }^\circ\text{C}$ ),  $T_a$  es la temperatura ambiente e  $I$  es la irradiación solar global en  $W/m^2$  sobre el colector. Las especificaciones técnicas asociadas a las instalaciones solares térmicas son obtenidas directamente de los fabricantes mientras que los datos de temperatura e irradiación solar son obtenidos de [PVGIS \[27\]](#)

Cabe destacar que el rendimiento puede llegar a ser inferior a 0 debido a que los valores de irradiancia y las diferencias de temperatura no permiten llegar a la temperatura de uso que se quiere obtener. Bajo estas condiciones, se establece la hipótesis de que el rendimiento es cero en estos casos y se considera nulo el aporte energético durante este periodo de tiempo. Realmente, el fenómeno físico que se está produciendo, durante los primeros momentos de sol, es el aumento progresivo de la temperatura del captador desde la temperatura que obtiene durante la noche hasta la temperatura objetivo. Sin embargo, en este análisis no se tiene en cuenta esa transición, por lo que se tienen unos resultados más restrictivos, esto implicaría que en un caso real el aporte energético sería mayor.

Con esto finaliza la evaluación del potencial renovable sobre un municipio. Para más detalle, puede consultarse el apartado de método desarrollado en [Arcos, A. et al \[30\]](#).

## 2.1.2 Análisis del potencial renovable conjunto de todos los municipios.

El siguiente paso en la evaluación del potencial renovable en zonas urbanas es ampliar el alcance del estudio, pasando de abarcar un solo municipio a considerar todo el conjunto de los núcleos urbanos españoles de la península.

El análisis del potencial renovable sobre la totalidad del territorio español difiere de la evaluación individual en que sólo se va a considerar la generación de energía eléctrica mediante instalaciones fotovoltaicas, dejando fuera del alcance de esta evaluación la producción de energía térmica solar y la generación eléctrica a través de plantas de tratamiento de aguas residuales.

El proceso seguido para el estudio del potencial solar fotovoltaico en toda la región de la España continental es similar al seguido en el apartado anterior, con una serie de simplificaciones y particularidades que permitan facilitar la evaluación independiente de aproximadamente 3,000 municipios. Estas 3,000 localidades representan todos aquellos núcleos urbanos con una población superior a los 1,000 habitantes, mientras que el resto se agrupan en una entidad provincial considerada como un municipio adicional. El procedimiento está dividido del mismo modo que en la evaluación anterior, primero se estima y se caracteriza la superficie disponible sobre tejados y después se define las curvas horarias de producción energética por kWp instalado en cada una de las localizaciones.

### 2.1.2.1 Análisis de superficie disponible.

Respecto a la identificación de la superficie disponible en cada uno de los municipios, el método de análisis se basa en una ampliación del alcance territorial del caso anterior. Para poder llevarlo a cabo, se ha utilizado la aplicación ArcGIS y una representación cartográfica de cada provincia española, obtenida del [Instituto Geográfico Nacional del Gobierno de España \[31\]](#). Esta representación contiene la superficie proyectada en planta de los edificios de cada uno de los municipios de la provincia, clasificada por el código postal.

A continuación, se realiza la identificación del porcentaje de tejados que hay de cada tipo, plano o inclinado, y la orientación de las superficies inclinadas en los tejados, divididas en las cuatro orientaciones principales. Realizar este trabajo de forma individual para cada municipio es inalcanzable ya que el procedimiento establecido se basa en la identificación del tipo de tejado y orientación mediante análisis de imágenes vía satélite. Para poder abarcar la totalidad de las ciudades y pueblos considerados, se caracterizan los municipios en función del número de habitantes y de la zona climática en la que se encuentran situados, según clasificación obtenida de [Ministerio de Fomento – Gobierno de España \[32\]](#). Posteriormente, se analiza una muestra representativa de cada posible combinación y se definen el porcentaje de superficie plana e inclinada para cada caso; la particularización de los datos en función de las variables mencionadas es comprobada para varios ejemplos aleatorios con el fin de validar el criterio establecido. Respecto a la orientación de la superficie inclinada se asume que está distribuida en partes iguales, un 25% para cada orientación principal.

### 2.1.2.2 Curvas de producción eléctrica fotovoltaica.

El siguiente paso es la estimación de las curvas horarias de generación eléctrica mediante las instalaciones fotovoltaicas instaladas. Al igual que en la evaluación individual, se obtienen los datos de generación eléctrica de la herramienta [PVGIS \[27\]](#) para cada uno de los tipos de superficies analizadas en función de inclinación y orientación; sin embargo, no se particulariza para todos los municipios analizados si no que se establecen curvas de generación particulares en cada provincia para todas sus localidades, con la localización geográfica de la capital. Análogamente, se aplica el algoritmo de interpolación polinómica a los datos horarios, proporcionados por la aplicación para un día típico de cada mes, y se obtiene la distribución horaria de producción de energía eléctrica. Se obtiene de este modo 4 curvas diferentes de generación (plana/sur, este, oeste y norte) para cada una de las 47 provincias peninsulares de España.

### 2.1.2.3 Disposición óptima de las instalaciones fotovoltaicas.

El último dato necesario para obtener el potencial fotovoltaico de todos los municipios es la identificación del layout óptimo de los dispositivos fotovoltaicos para cada localización. En este caso, se establece la hipótesis utilizar la misma configuración en todas las localidades debido a la poca diferencia de latitud del territorio peninsular y la similitud del ángulo de inclinación óptimo para todas las localizaciones. Se toma como cantidad de potencia instalada por unidad de superficie y como coeficiente de pérdidas por efectos de sombra los valores obtenidos en la evaluación del municipio individual, definidos en [Arcos, A. et al \[30\]](#).

#### **2.1.2.4 Producción energética con instalaciones fotovoltaicas.**

Con la superficie disponible, los valores de producción por kWp, el coeficiente de pérdidas por efectos de sombra y la potencia instalada por unidad de superficie, se está en disposición de estimar la producción horaria de energía eléctrica para todos los días del año de cada uno de los municipios seleccionados.

Para más detalle de la metodología seguida, puede consultarse el apartado de método desarrollado en [Gómez, A. \*et al\* \[33\]](#).

## 2.2 Caracterización de la demanda de energía eléctrica.

El segundo paso de la metodología trata de la caracterización de la demanda eléctrica que será abastecida con el modelo de generación propuesto. En esta evaluación, la demanda está compuesta por dos componentes, la demanda de energía eléctrica regular y el consumo asociado a la electrificación del parque de vehículos correspondiente a cada escenario.

Al igual que en el análisis del potencial energético renovable, la determinación de la demanda se hace particularizando para dos casos: en primer lugar, se evalúa un municipio estableciendo el consumo anual del mismo y aplicando los perfiles de consumo horario para definir la distribución temporal, tanto para la demanda regular como para la derivada del vehículo eléctrico. En segundo lugar, se realiza un ejercicio similar para el caso de todos los municipios de la parte peninsular de España, estimando el consumo total mediante un modelo econométrico en el caso de la no disponibilidad de los datos de consumo en la literatura y las fuentes utilizadas.

### 2.2.1 Determinación de la demanda eléctrica de un municipio.

Tal y cómo se ha comentado, la demanda total de energía está compuesta por dos términos, la demanda asociada al consumo regular de la ciudad, y la correspondiente a la electrificación de los vehículos de transporte ligero.

#### 2.2.1.1 Demanda regular de energía eléctrica.

En la estimación de la demanda regular de energía eléctrica se toma como valor aquellos que ofrecen las diferentes instituciones públicas que gestionan dicho municipio, ya sean locales, provinciales, autonómicas o estatales.

Por otro lado, la distribución horaria de consumo eléctrico se ha obtenido de las curvas de demanda proporcionada por el operador del sistema [Red Eléctrica Corporación, S.A. \(REE\)](#) [34] que ofrece los valores de consumo eléctrico nacional hora a hora. Estas curvas han sido normalizadas respecto al valor de demanda total y aplicadas a los valores anuales locales del municipio en cuestión.

#### 2.2.1.2 Demanda del vehículo eléctrico.

Los tipos de vehículos seleccionados en este estudio son turismos, furgonetas, motocicletas, ciclomotores y autobuses, debido a que son aquellos con la tecnología más desarrollada y con una relativa inclusión competitiva en el mercado actual. Los camiones, quedan excluidos del análisis debido a que, a pesar de que existen alternativas de camiones eléctrico, las especificaciones necesarias de autonomía hacen que los principales avances para este tipo de vehículos se hayan enfocado a tecnología asociada al hidrógeno

Cabe destacar, al igual que se hizo en la introducción, que para conseguir la completa descarbonización del sistema energético sería preciso electrificar completamente el sector del transporte, entre otros; sin embargo, los diseños sostenibles futuros de algunos vehículos no están enfocados concretamente a motores eléctricos o no han sido suficientemente desarrollados, como ocurre principalmente con barcos y aviones, motivo por el cual no han sido incluidos en el presente análisis. En relación a los barcos, el rozamiento hidrodinámico continuo que sufre durante los desplazamientos hace el consumo energético de los mismos sea muy elevados, requiriendo grandes depósitos de combustibles difíciles de sustituir con la tecnología actual; la tendencia de evolución de los barcos a modelos sostenibles se centran en diseños de hidrógeno, sobre todo en barcos de transporte y pasajeros de mayor tamaño, que son aquellos en los que se acentúa el problema anterior, y los cuales son los principales contribuyentes de emisiones. Respecto a los aviones, a pesar de que se han desarrollado algunos prototipos alternativos del sistema de propulsión, los requerimientos propios de este tipo de vehículo no han conseguidos ser alcanzados con diseños alternativos a los implementados en los modelos actuales, ni si quiera la tecnología del hidrógeno.

Tras la caracterización de las condiciones de electrificación de los vehículos de transporte ligero



consideradas en este estudio, se estima el consumo correspondiente a los vehículos anteriormente mencionados a partir de los siguientes datos: consumo específico promedio (kWh/km), distancia promedio recorrida anualmente y número de unidades por cada tipo de vehículo.

Para establecer un valor de consumo específico promedio para cada tipo, se ha realizado un muestreo de los principales modelos en el mercado, abarcando vehículos con diferente potencia dentro de cada clasificación; los valores de distancia recorrida promedio se han establecido a partir de los datos proporcionados por publicaciones de gobiernos de diferentes países: [Ministerio de Fomento del Gobierno de España \[35\]](#), [Dirección General de Tráfico \(DGT\) \[36\]](#), [Departamento de transporte de Gran Bretaña \[37\]](#), [Departamento de Transporte de Estados Unidos \[38\]](#); el número vehículos de cada tipo pertenecientes al municipio en cuestión se obtiene de los datos proporcionados [por la DGT \[39\]](#).

El procedimiento para el cálculo del consumo sigue la metodología propuesta por [Gutierrez, F y Arcos, A \[40\]](#), en la que se define una variable denominada “vehículo equivalente” (VEeq) que establece el consumo promedio anual por turismo; para el resto de los vehículos, se estima el consumo promedio anual definiendo el número de vehículos equivalentes que supondrían y multiplicando por la cantidad existente de cada tipo. Finalmente, al consumo total derivado de los vehículos eléctricos se les aplica la curva de carga proporcionada por [Postma, A. \[41\]](#).

Para más detalle de la metodología empleada en la estimación del consumo asociado al vehículo eléctrico, puede consultarse el método desarrollado en [Gutierrez, F y Arcos, A \[40\]](#).

### 2.2.1.3 Consumo de energía térmica.

Por otro lado, en cuanto al análisis del consumo térmico, exclusivo de este escenario, se consideran dos casos de estudio, la demanda de agua caliente sanitaria y la demanda térmica industrial.

En el primer caso, la estimación de este consumo se realiza para dos métodos tecnologías de producción: paneles solares térmicos y termo eléctrico más instalación fotovoltaica. Para la primera opción, la estimación del consumo se realiza de acuerdo con los datos ofrecidos por el [Ministerio de Fomento - Gobierno de España \[32\]](#), donde se establece la temperatura de suministro de agua sanitaria y el uso de agua caliente (60°C) promedio por persona y día. Para la segunda opción, se establece el consumo promedio de un termo eléctrico y la cantidad de agua sanitaria consumida, ya obtenida en la alternativa anterior.

En el segundo caso, se analiza la posibilidad de suministrar el consumo térmico industrial asumiendo que todo el gas natural y los gases líquidos del petróleo usados en el municipio están destinados a la producción de energía térmica. Para ello, se establece la hipótesis de poder alcanzar todas las necesidades propias de dicho consumo con instalaciones solares térmicas. Se adopta dicha hipótesis para la simplificación de los cálculos ya que la energía térmica de alta temperatura requerida por determinados procesos industriales no puede ser remplazada directamente por la tecnología solar térmica actual de forma rápida y eficiente.

## 2.2.2 Determinación de la demanda eléctrica de todos los municipios.

Del mismo modo que para el caso de un único municipio, la demanda está dividida en dos componentes principales, el consumo de energía eléctrica actual de cada localidad y la parte correspondiente a la electrificación de los vehículos de transporte ligero que se encuentran matriculados en cada una de ellas.

### 2.2.2.1 Demanda regular de energía eléctrica.

En esta ocasión, la estimación del consumo regular anual de cada municipio se ha ejecutado utilizando un modelo econométrico estadístico debido a la no disponibilidad de datos para todos los municipios.

El funcionamiento de este modelo econométrico se basa en la estimación de la demanda eléctrica en función de una serie de variables explicativas determinadas, relacionadas con datos económicos, geográficos y demográficos. Como variable demográfica se selecciona el número de habitantes de cada municipio, generalmente relevante para el dimensionado del consumo eléctrico total de cada

pueblo o ciudad; como variables económicas se utiliza el valor catastral industrial y no industrial; y como variables geográficas se escoge la elevación, la altitud y la zona climática.

El ajuste del modelo se realiza mediante la aplicación de los datos disponibles de consumo eléctrico en algunos municipios del país. En concreto, se han utilizado los datos de demanda de los pueblos y ciudades de Andalucía, la Comunidad de Madrid y el País Vasco.

Una explicación más exhaustiva del modelo puede encontrarse en el Anexo desarrollado en la sección A.2.

La aplicación de este modelo proporciona los valores de consumo por municipio para toda la parte península de España a partir de los valores de cada uno para cada variable. Con el objetivo de hacer un dimensionado correcto, el sumatorio de todos los municipios de una comunidad autónoma se compara con los valores de consumo eléctrico ofrecidos por el operador del sistema [34] y se escala de manera que se adapten a los valores reales.

Posteriormente, a los resultados finales de consumo por municipio, se les aplica la curva de consumo horario normalizada a los valores anuales de demanda de cada núcleo urbano, definidas en la sección 2.2.1.1.

### 2.2.2.2 Demanda del vehículo eléctrico.

Respecto al consumo correspondiente al coche eléctrico, se sigue la misma metodología que en el análisis del municipio individual, con la particularidad de que en este caso hay que obtener el número correspondiente de vehículos de cada tipo para toda la flota española. Dicha información también es proporcionada por la DGT [39] que ofrece los datos por municipio y clase de vehículos. Una diferencia respecto al análisis anterior reside en el uso de las curvas de consumo proporcionadas por REE [42], en lugar de las definidas por Postma, A. [41]. Esto es debido a que el operador del sistema aporta una estimación más actualizada del perfil de consumo, obtenido de la monitorización de diferentes puntos de cargas distribuidos por todo el país.

Adicionalmente, se reserva una sección final en el apartado de resultados para realizar una evaluación general del impacto de la electrificación del coche eléctrico desde diferentes puntos de vista. Por un lado, se evalúa la curva óptima de carga que minimiza el impacto en la red, definiéndose en función del consumo de demanda regular del país. Por otro lado, se analiza el impacto en la red de distribución que produciría un aumento del consumo eléctrico correspondiente a la nueva demanda derivada de la electrificación de la flota española, en términos relativos a los picos de consumo que soporta la red actual. Por último, se realiza un cálculo de los ahorros en emisiones que supondría la electrificación de los vehículos españoles partiendo de la estimación de los ahorros de consumo de gasoil y gasolina, como combustibles, y calculando las emisiones que se producirían para suministrar la nueva demanda eléctrica a través de la generación con gas.

Este estudio del vehículo eléctrico considera, además, la hipotética situación en la que se electrificaran los camiones matriculados en España, ofreciendo una imagen más clara del impacto en el sistema y del aumento sustancial en el consumo eléctrico que supondría.

Para más detalle de la metodología empleada en la estimación del consumo asociado al vehículo eléctrico, puede consultarse el método desarrollado en Gutierrez, F y Arcos, A [40].

## 2.3 Determinación del escenario renovable óptimo de mínimo coste.

El tercer paso del método seguido en el desarrollo de la tesis se basa en definir un sistema que permita satisfacer la demanda eléctrica de manera óptima desde el punto de vista del coste de la electricidad. Para ello se propone un sistema eléctrico compuesto por tecnología renovable y un sistema de almacenamiento que permita gestionar la variabilidad intrínseca de la generación mediante energía sostenible, con el objetivo de satisfacer el máximo porcentaje posible del consumo eléctrico.

La optimización del sistema se lleva a cabo identificando las posibles combinaciones de potencia fotovoltaica desplegada y de capacidad instalada de almacenamiento para la gestión de la energía, evaluando tanto el porcentaje de consumo abastecido como los costes asociados al sistema de producción total más almacenamiento.

Del mismo modo que en los apartados anteriores, se diferencian dos casos. Por un lado, se analiza el escenario sostenible de un municipio para comprobar si puede ser energéticamente autoabastecido con fuentes renovables y cuál sería la configuración más favorable, en costes, del sistema eléctrico. Para ello, se toma en cuenta el potencial renovable y las curvas de producción horarias, obtenidas como resultados de la sección 2.1.1. y la demanda eléctrica horaria durante todo el año, caracterizada en el apartado 2.2.1. Posteriormente, con los perfiles de generación y consumo se analiza el sistema de almacenamiento necesario, utilizando como tecnología de almacenamiento las baterías de ion-litio. Finalmente, se estima el LCOE para las posibles combinaciones definidas y se establece el sistema óptimo como aquel que tiene un valor inferior del LCOE.

Por otro lado, una vez que se ha evaluado un núcleo urbano de forma individual, se generaliza el modelo para todos y cada uno de los municipios peninsulares de España con más de 1000 habitantes, identificando la viabilidad de ser un sistema autoabastecido renovable unitario. A continuación, se unifican todos los pueblos y ciudades, independientemente de su población, y se define el sistema eléctrico español completo sobre el que se realiza dos evaluaciones diferentes: un escenario *greenfield* compuesto por un sistema de generación renovable basado únicamente en instalaciones solares fotovoltaicas sobre cubiertas y un sistema de almacenamiento constituido por baterías; y un escenario *brownfield*, en el que se conservan las instalaciones renovables y de cogeneración actualmente en servicio, se incluye una estimación de la potencia instalada futura y se complementa mediante la instalación de nueva generación fotovoltaica (sobre cubiertas) y un sistema de baterías que asegure la satisfacción de la demanda del mercado de forma horaria.

Para ambos escenarios, se establece el balance energético del sistema completo para diferentes combinaciones de potencia fotovoltaica y almacenamiento, calculando el LCOE en los dos escenarios e identificando la configuración de mínimo coste en cada uno de ellos.

### 2.3.1 Escenario renovable óptimo sobre un municipio.

Tras definir tanto generación como consumo, sólo quedará analizar el sistema de almacenamiento y las posibilidades que ofrece para adaptar la sincronía de ambas curvas y permitir la transferencia de energía entre las mayores discrepancias en el balance horario.

Este último paso se resume visualmente en la figura 6, donde se muestra un esquema que simplifica fases del análisis energético llevado a cabo sobre un municipio, en el que el dimensionado previo de consumo y producción confluyen en el análisis del balance energético final.

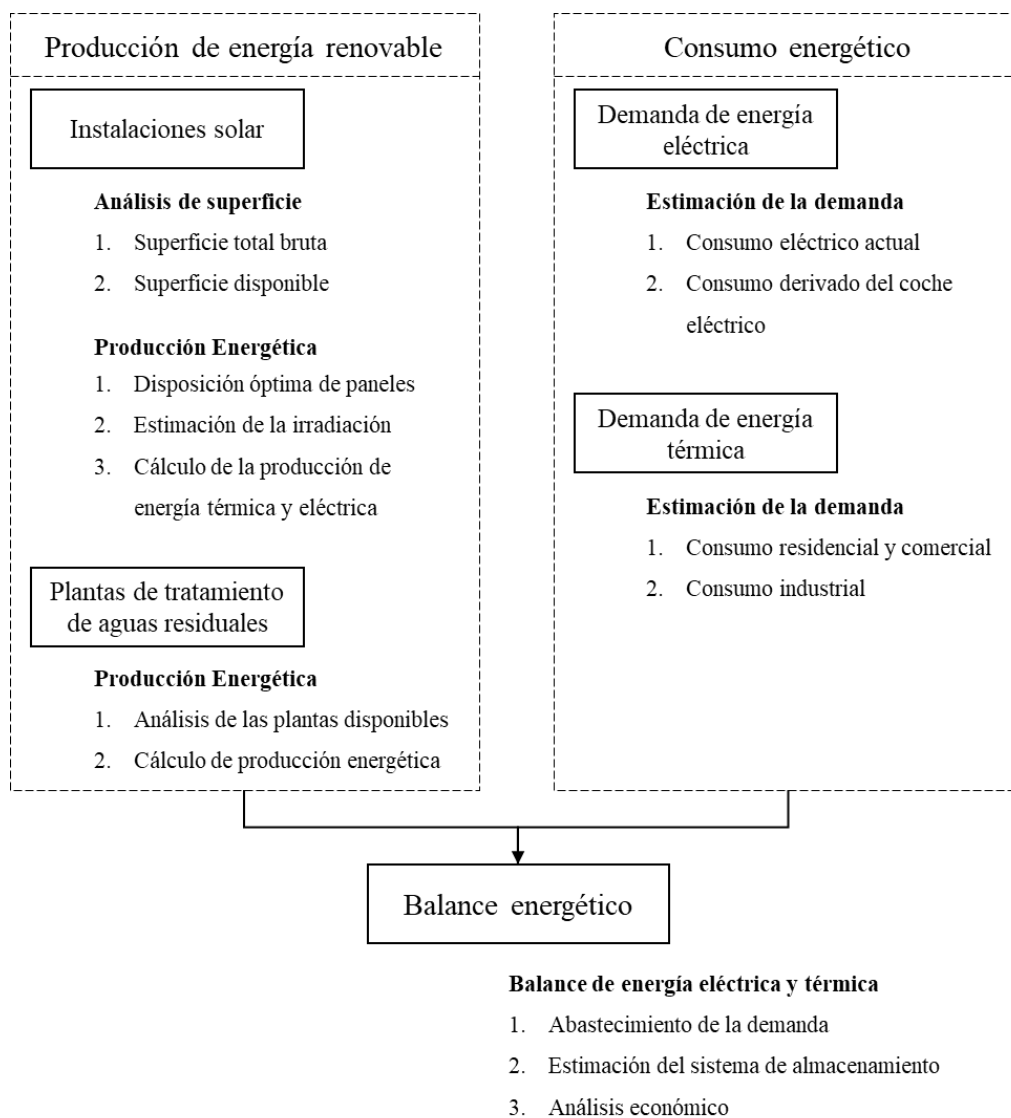


Figura 6. Diagrama de flujo de la metodología de análisis de un municipio.

La ocupación de toda la superficie disponible sobre cubiertas con los instalaciones fotovoltaicas permite identificar si existe suficiente potencial de generación como para que el municipio pueda ser autoabastecido energéticamente con recursos renovables; sin embargo, esta primera estimación es realizada con valores anuales de producción y consumo, cuyos perfiles horarios no son coincidentes en el tiempo, por lo que habrá que estudiar los valores temporales de cada perfil y evaluar las descompensaciones. Para ello, la gestión de la energía eléctrica es fundamental, permitiendo hacer transferencias energéticas entre los momentos más desfavorables. El uso de un sistema adicional de almacenamiento compuesto por baterías de iones de litio asegurará el equilibrio generación-demanda en cada momento, compensando las horas de sobreproducción y déficit.

La definición del sistema de almacenamiento se hace analizando diferentes combinaciones entre el sistema de generación fotovoltaico y la capacidad instalada en baterías. Para ello se establece la superficie mínima requerida para que la producción fotovoltaica más la generación producida por las plantas de tratamiento de aguas residuales permita abastecer todas las necesidades de consumo, incluyendo las pérdidas por carga y descarga.

Posteriormente, un algoritmo programado en MATLAB es creado para gestionar la sobreproducción y el déficit de energía a través de la comparación de las curvas de producción con las de consumo. El algoritmo calcula la cantidad de capacidad instalada necesaria para transferir energía eléctrica entre

cualquier hora del año. Este sistema de almacenamiento permite satisfacer todas las necesidades de consumo eléctrico abarcando el 100% de la demanda total, pero tiene la particularidad de tener que almacenar una gran cantidad de energía en los meses más favorables de generación (verano), para transferirlas a aquellos más desfavorables (invierno), por lo que el tamaño es muy elevado.

Para más información acerca del código MATLAB, puede consultarse el Anexo A.3.

Como alternativa se proponen otras combinaciones posibles entre instalaciones fotovoltaicas y baterías. Una de ellas es utilizar un almacenamiento diario que permita hacer transferencias entre las horas de sobreproducción (día) y las de balance negativo (noche), de modo que el sistema de almacenamiento se reduce sustancialmente, y con ello el volumen de inversión; sin embargo, existe la contrapartida de no poder abastecer la totalidad de la demanda, ya que no es posible hacer transferencias estacionales. Como solución, se propone otra configuración basada en la instalación de más potencia fotovoltaica fuera de los tejados, utilizando superficie plana sin construir, dentro del mismo término municipal. Así, se crearía un sistema adicional de producción que consiga un balance neto de energía diario positivo para todos los días del año, con el inconveniente de tener un sistema de generación sobredimensionado que desperdiciaría una gran cantidad de energía eléctrica en los meses de verano. Cabe indicar que esta sobreproducción de energía eléctrica podría ser empleada para otros usos (desalinizadoras, hidrogenas, etc.).

La evaluación de cada alternativa y la estimación del LCOE para cada uno de los casos permite analizar la configuración óptima para cada municipio identificando el tamaño del sistema de generación y almacenamiento, el porcentaje de demanda abastecida y la cantidad de energía no utilizada.

Finalmente, se hace una evaluación alternativa en la que se realiza el balance de energía térmica comparando los valores de producción mediante paneles solares térmicos y la demanda energética correspondiente al consumo de agua caliente sanitaria y el consumo térmico industrial.

Para más detalle de la metodología seguida, puede consultarse el apartado de método desarrollado en [Arcos, A. \*et al\* \[30\]](#).

### 2.3.2 Escenario renovable óptimo peninsular.

Una vez se dispone de los valores de producción y consumo eléctrico, se está en disposición de calcular el balance general de cada municipio y comprobar cuales de ellos tienen suficiente potencial como para poder ser autoabastecidos eléctricamente con sistemas fotovoltaicos. Además, con el sumatorio de todas las curvas de producción y demanda se tiene una visión general de la situación del país como un único sistema, de modo que se evalúa también su potencial sostenible a través del balance total anual. Este análisis se realizará definiendo dos escenarios distintos, el escenario base, en el que sólo se considera la demanda regular de energía eléctrica para ofrecer una visión del potencial actual, y el escenario con el vehículo eléctrico, que aporta información del incremento de la demanda y el impacto que tiene sobre el sistema de generación.

Con toda la información obtenida hasta ahora, se realiza la evaluación del escenario óptimo renovable para el conjunto de toda España. La metodología seguida para la evaluación del escenario completo se basa en estimar el sistema fotovoltaico y de almacenamiento de mínimo coste, de manera similar a cómo se ha hecho en el caso de un municipio individual; sin embargo, es necesario realizar dos de consideraciones antes de seguir con la descripción del método:

1. Se establece la hipótesis de que la red de distribución es ideal y se permite cualquier transferencia entre municipios. El estudio de los efectos en la misma queda fuera del alcance de esta investigación.

- La potencia fotovoltaica instalada está distribuida por todo el territorio en función de la cantidad de superficie disponible sobre cubiertas de cada municipio, es decir, si se ocupa un porcentaje determinado de superficie disponible, el mismo porcentaje aplica para cada pueblo y ciudad.

Definidas estas condiciones, se realiza el balance horario para cada uno de los dos escenarios definidos: *greenfield* y *brownfield*.

La figura 7 muestra un esquema con los principales componentes del análisis del escenario renovable óptimo en costes del sistema completo.

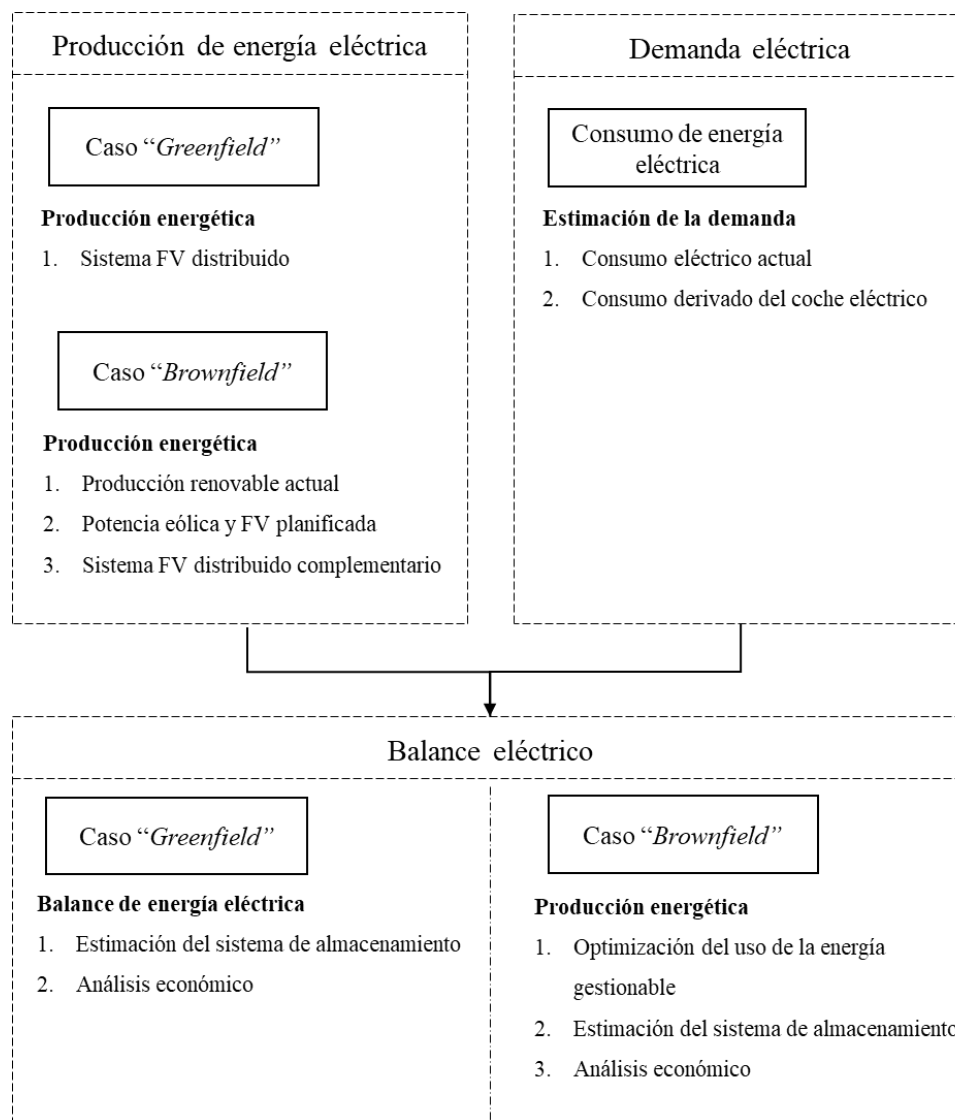


Figura 7. Diagrama de flujo de la metodología de análisis del sistema completo.

### 2.3.2.1 Greenfield

El escenario *greenfield*, tal y como se ha definido anteriormente, se basa en la evaluación del potencial energético sostenible de España basado en un sistema constituido sólo por instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas y baterías. Para realizar la evaluación del escenario óptimo, se va a seguir un procedimiento simétrico al seguido en la evaluación individual de cada municipio.

El sumatorio de todas las curvas de producción y consumo permiten establecer el balance horario anual en función de la superficie disponible utilizada y la potencia fotovoltaica instalada. Del mismo modo que se hizo para el caso individual, se establece la cantidad de superficie necesaria para conseguir un balance anual positivo y se evalúan las diferentes combinaciones posibles de sistema de almacenamiento y potencia instalada fotovoltaica, calculando el LCOE para cada uno de los casos, e identificando como escenario óptimo aquel con menor valor para el coste de la energía eléctrica suministrada. En particular, para la simulación de las posibles combinaciones se ha desarrollado un proceso iterativo en el algoritmo que permite simular de forma automática todos los posibles valores de capacidad instalada para la potencia fotovoltaica total desplegada, lo que permite obtener más precisión en el resultado óptimo. Igualmente, se evalúa el porcentaje de demanda abastecida en cada combinación y la cantidad de energía no utilizada.

### 2.3.2.2 *Brownfield*

El escenario *brownfield* se diseña con la intención de ofrecer una alternativa más cercana a la transición renovable del sistema eléctrico español. Como se ha comentado anteriormente, este nuevo escenario se define a partir de la componente renovable del mix eléctrico actual, añadiéndole la contribución de la potencia instalada de cogeneración. Una particularidad de este nuevo sistema sostenible reside en la consideración de que la energía obtenida de la biomasa y un porcentaje de la energía hidráulica generada se toma como gestionable. Parte de la producción eléctrica con estas tecnologías puede ser transferida entre diferentes horas, permitiendo flexibilizar los desequilibrios entre los valores horarios de producción y demanda, ofreciendo soporte a los sistemas de almacenamiento y permitiendo que la cantidad de potencia instalada necesaria sea menor. En concreto, se suponen cuatro niveles de gestionabilidad definidos en porcentaje respecto a la energía hidráulica total: 40%, 55%, 70% y 85%.

Adicionalmente, se incluye en el sistema de generación la potencia planificada eólica y fotovoltaica aprobada por el Gobierno de España para los próximos años, de modo que la energía generada por estas fuentes se aumenta proporcionalmente en función del incremento de potencia. Esto se realiza mediante la definición de una curva horaria de generación eléctrica normalizada respecto a la potencia actual instalada, considerando el perfil actual de la tecnología correspondiente, y multiplicada por la potencia futura, que incluirá la actual más la planificada. Además de todo esto, el sistema contará con un sistema de producción de energía eléctrica adicional basado en instalaciones fotovoltaicas desplegado por los municipios de España y un sistema complementario de baterías que permita gestionar la variabilidad típica de las curvas de generación renovables.

Para el caso del *brownfield*, el escenario renovable óptimo se define de forma diferente a los casos anteriores. En primer lugar, se realiza el balance horario considerando la producción renovable actual no gestionable, la cogeneración, la energía producida por los sistemas eólicos y fotovoltaicos planificados y la demanda eléctrica total, que incluye la actual más la del vehículo eléctrico. De este balance energético se genera un perfil energético en el que habrá horas de sobreproducción y horas de déficit, que en ausencia de almacenamiento será imposible de gestionar. Además, puede darse el caso en el que la generación anual neta sea inferior a la demanda anual total, por lo que no sería suficiente la utilización de un sistema de almacenamiento, si no que sería necesario complementar el sistema con tecnología fotovoltaica adicional.

La resolución de este problema se basa en identificar la potencia fotovoltaica adicional mínima necesaria que, junto con la energía gestionable, permita igualar los valores anuales de generación y consumo. A partir de ahí se estimará el almacenamiento mínimo viable y, posteriormente, se analizarán diferentes combinaciones de potencia fotovoltaica y baterías hasta encontrar la combinación de mínimo coste.

Para resolver este problema matemático de gestión de energía, se ha desarrollado una variante más precisa del algoritmo que permite llevar una simulación de todas las combinaciones posibles de potencia fotovoltaica instalada y capacidad de almacenamiento en baterías. Esto se realiza a través de un proceso iterativo discreto que evalúa el balance horario anual desde la condición inicial de mínima potencia instalada, a partir de la cual el balance neto anual es positivo, con el mínimo almacenamiento estacional que permita transferir la energía durante todo el año, hasta una situación hipotética de

superficie infinita para el despliegue de instalaciones fotovoltaicas junto a un sistema de almacenamiento mínimo que pudiera llevar toda la energía necesaria desde las horas de sol hasta las horas de no producción, todos los días del año. Dentro del proceso de iteración, el algoritmo se basa en calcular el mínimo almacenamiento posible que permita que el balance horario anual sea positivo (o igual a cero) para cada valor de potencia fotovoltaica instalada comprendida entre las condiciones iniciales y finales definidas.

Adicionalmente, este algoritmo evalúa la cantidad de energía gestionable disponible para cada porcentaje establecido de gestionabilidad y la adapta al sistema, disminuyendo las necesidades de transferencia energética. Para más detalle consultar [Gómez A. et al. \[33\]](#) y el apéndice A de [Gutiérrez, F. et al \[43\]](#).



## 2.4 Evaluación del sistema eléctrico español durante la última década.

La cuarta y última evaluación de la presente investigación está destinada a realizar un análisis de las diferentes condiciones de generación y demanda que se han dado en el sistema eléctrico español durante la última década. Este análisis se centra en evaluar la variabilidad de los perfiles de producción energética de cada una de las tecnologías consideradas en el escenario *brownfield* durante los últimos diez años, así como los diferentes requerimientos de consumo eléctrico. Para ello, se aplica la metodología seguida en el caso *brownfield*, en la que se define el sistema de generación adicional óptimo, compuesto por sistemas fotovoltaicos y almacenamiento energético, que permita abastecer toda la demanda en cada año.

La evaluación del escenario renovable óptimo de mínimo coste para cada uno de los años proporciona el sistema eléctrico completo en cada caso, compuesto por las curvas de producción de cada fuente de generación, las curvas de consumo, los valores de potencia instalada para cada tecnología de producción, el tamaño del sistema de almacenamiento y el LCOE resultante.

Tras la evaluación de todos los años por separado, se establece el escenario energético más desfavorable. Este hipotético escenario se constituye con los perfiles horarios de producción y consumo más adversos de la última década, intentando emular condiciones energéticas más desfavorables posibles. El análisis de este nuevo escenario proporcionará el sistema de instalaciones fotovoltaicas y de baterías que permitirá satisfacer todas las necesidades y casuística de consumo y producción del sistema eléctrico español, ofreciendo una solución fiable, robusta y renovable al problema de la transición energética.

Por último, se realiza un análisis de sensibilidad con el objetivo de evaluar la influencia de ciertos parámetros claves sobre el LCOE.

### 2.4.1 Análisis temporal del escenario energético renovable español.

Como se ha comentado al inicio de la sección, para evaluar el escenario renovable óptimo de cada año por separado, se va a aplicar la metodología definida en la sección 2.3.2.2 en el caso *brownfield*; sin embargo, existen tres variaciones respecto al sistema eléctrico considerado anteriormente.

- Se excluye la contribución de la biomasa en la componente gestionable y se analiza cada año considerando solo un porcentaje de gestionabilidad para la energía hidráulica: 40%.
- La potencia adicional fotovoltaica que complementan el sistema eléctrico se instala sobre el suelo en plantas fotovoltaicas en vez de sobre tejado.
- En lugar de utilizar la potencia planificada eólica y fotovoltaica aprobada por el Gobierno de España para los próximos años como ampliación del sistema actual, se va a utilizar la potencia futura estimada en el escenario objetivo definido en el [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) 2021-2030 \[5\]](#) desarrollado por el Gobierno de España. En este caso, el aumento de potencia instalada no sólo aplica a la tecnología eólica y fotovoltaica, sino también al resto de tecnologías de generación consideradas en el estudio. Será necesario adaptar las curvas de generación de la potencia actual hasta la producción horaria correspondiente a la potencia final tal y cómo se hizo en el escenario *brownfield*, mediante la utilización de curvas horarias de generación eléctrica normalizadas respecto a la potencia instalada de cada año. Con esto se consigue igualar la potencia instalada de cada tecnología en todos los años, siendo la correspondiente a los valores futuros estimados en el PNIEC. De este modo, se realiza una evaluación exclusiva de los perfiles de generación característicos de cada año, ya que no existen variaciones en la potencia anual instalada.

Los datos correspondientes a las curvas horarias de producción y consumo se han obtenido de los informes realizados por REE [34] asociados a generación y demanda. Se establece como hipótesis que la demanda horaria de energía eléctrica es la asociada a la suma de la contribución de todas tecnologías de producción para dicha hora, incluyendo generación mediante fuentes no renovables, intercambios

internacionales y conexiones con los otros sistemas españoles extrapeninsulares. Para el caso de producción eléctrica, solo seleccionaremos la componente renovable más la correspondiente a la cogeneración.

No obstante, el operador del sistema no permite realizar una extracción masiva de información, por lo que la descarga de los informes diarios correspondientes a cada uno de los días de la última década de forma manual es inasumible. Para ello, se ha desarrollado un algoritmo de *data-scraping* programado en Python3 que permite la automatización de extracción de reportes para el intervalo de tiempo deseado. Una vez que tenemos descargado todos y cada uno de estos informes, se convierten los valores de potencia usada en energía producida y se tiene, de este modo, las curvas de producción horaria de cada tecnología para todos los días de la última década.

Para más información acerca del código Python3, puede consultarse el Anexo A.4.

En el caso de la curva asociada a la potencia fotovoltaica adicional incluida en el sistema y desplegada sobre todo el territorio español, se toman las curvas de generación por unidad de superficie y potencia instalada obtenidas en el análisis del potencial renovable de todos los municipios. En esta ocasión no se particularizará para el caso del despliegue de las instalaciones solares sobre tejado pudiendo ser instalados sobre suelo, con una reducción correspondiente de los costes de inversión.

Respecto a la demanda asociada a la electrificación de todos los vehículos de transporte ligero de la flota española, se considera los mismos valores totales y distribución horaria definidos en la sección 2.2.2.

La definición del sistema completo, identificando la producción y el consumo eléctrico horario durante todos los años objetivos, permite la determinación del escenario renovable óptimo de mínimo coste en cada uno de ellos. De nuevo, para el análisis del sistema eléctrico de cada año se seguirá el procedimiento descrito para el caso *brownfield* y se utilizará el mismo algoritmo ya definido en ese apartado, que permitirá cubrir la desviación entre demanda y generación ocasionada por la extracción de la contribución no renovable del mix de generación y la inclusión del vehículo eléctrico, mediante un sistema adicional constituido por baterías y potencia fotovoltaica distribuida.

De la aplicación algoritmo de optimización al caso de estudio, se obtiene la configuración más económica del sistema eléctrico renovable para España, en función de las necesidades de consumo de cada año y los perfiles de generación de cada tecnología. El escenario óptimo renovable proporciona para cada particularización anual el valor del LCOE más bajo que se podría alcanzar a partir de las condiciones del sistema.

## 2.4.2 Escenario más desfavorable.

Una vez realizado el análisis temporal, se define el escenario más desfavorable que puede darse en el sistema eléctrico español a partir de la combinación de las condiciones más adversas entre los perfiles de producción y demanda de los últimos años.

En relación con la generación eléctrica, el proceso para identificar el caso más desfavorable está basado en la definición del factor de capacidad anual de cada tecnología como el coeficiente entre la energía generada y la potencia instalada de la misma. De este modo, se selecciona el perfil de generación con la menor carga productiva total para una tecnología entre todos los años considerados, generando de este modo el escenario de producción menor del conjunto de la década en estudio.

Respecto al consumo eléctrico, la definición de la curva de demanda horaria más desfavorable se obtiene siguiendo un proceso similar al de menor producción, con la variante de dividir las curvas de consumo horaria en las cuatro estaciones y compararlas entre si durante cada uno de los cuatro periodos. Esto es debido a que aparentemente no están relacionadas las condiciones climáticas entre estaciones ya que podría darse en el futuro un invierno con temperaturas muy bajas que precisaran una carga adicional de energía y en el mismo año un verano muy caluroso que potenciara el uso de la refrigeración y la climatización. Después de realizar la división temporal de las curvas en las cuatro estaciones, se realiza una comparación del consumo en cada periodo, de forma individual, entre todos

los años analizados, seleccionando la curva correspondiente al mayor consumo total en cada estación.

A través de este proceso comparativo, el escenario más desfavorable queda completamente definido, tomando en cuenta la menor contribución energética del sistema para hacer frente al mayor consumo posible sufrido en la última década. Consecuentemente, se determina el escenario óptimo para el horizonte más desfavorable siguiendo el mismo procedimiento que para el resto de los años, calculando el LCOE y estimando el sistema fotovoltaico y de almacenamiento óptimo.

Como resultado final se obtiene un sistema renovable competitivo en costes que ofrece una solución sostenible, robusta y fiable al problema de transición renovable en nuestro país, que permite cubrir toda la casuística del sistema eléctrico.

En la figura 8 se presenta un diagrama que recoge el procedimiento seguido en el análisis del sistema eléctrico durante la última década y la definición del escenario más desfavorables.

### 2.4.3 Análisis de sensibilidad.

Para evaluar el impacto de la variabilidad intrínseca de las fuentes renovables en el LCOE, se proponen una serie de factores claves con los que realizar un análisis de sensibilidad respecto a dicha variable. Estos factores están relacionados con la variabilidad y la gestionabilidad de las fuentes de energía renovables, con el alineamiento de los perfiles de generación y con la evolución de los costes del sistema eléctrico propuesto. Se definen a continuación:

1. Gestionabilidad eléctrica renovable. En la evaluación del sistema eléctrico durante la última década se ha establecido como energía gestionable sólo un porcentaje de la generación hidráulica (40%). Con el objetivo de evaluarla influencia del aumento de gestionabilidad de la energía hidráulica en los valores del LCOE, se realiza la simulación de todos los años considerados, incluyendo el escenario más desfavorable, para tres valores adicionales del porcentaje de gestionabilidad: 55%, 70% y 85%.
2. Alineación de la generación renovable con la demanda. Para evaluar el efecto de la sincronización entre las curvas de generación y demanda, se establece el coeficiente de coincidencia o alineamiento (CF) para cada tecnología renovable. El CF, para una tecnología  $i$  determinada, se define matemáticamente según la ecuación (2-9) como el producto escalar entre el vector generación de dicha tecnología  $\mathbf{E}_i$  y la demanda residual no cubierta con el resto del sistema,  $\bar{\mathbf{D}}$ , ambos vectores de 8760 componentes en años normales (8784 valores para años bisiestos).

$$CF_i = \frac{\mathbf{E}_i^T \cdot \bar{\mathbf{D}}_i}{|\mathbf{E}_i| |\bar{\mathbf{D}}_i|} \quad (2-9)$$

Dónde la demanda residual,  $\bar{\mathbf{D}}$ , viene definida para cada tecnología según:

$$\bar{\mathbf{D}}_i = \begin{bmatrix} D_i(t_1) \\ D_i(t_2) \\ \dots \\ D_i(t_{8760}) \end{bmatrix}; \bar{\mathbf{D}}_i(t) = \begin{cases} 0, & \text{si } \mathbf{D}(t) - \sum_{j \neq i}^n \mathbf{E}_j(t) \leq 0 \\ \mathbf{D}(t) - \sum_{j \neq i}^n \mathbf{E}_j(t), & \text{si } \mathbf{D}(t) - \sum_{j \neq i}^n \mathbf{E}_j(t) > 0 \end{cases} \quad (2-10)$$

En la ecuación (2-8),  $\mathbf{E}_j$  es la energía producida por el resto de las tecnologías.

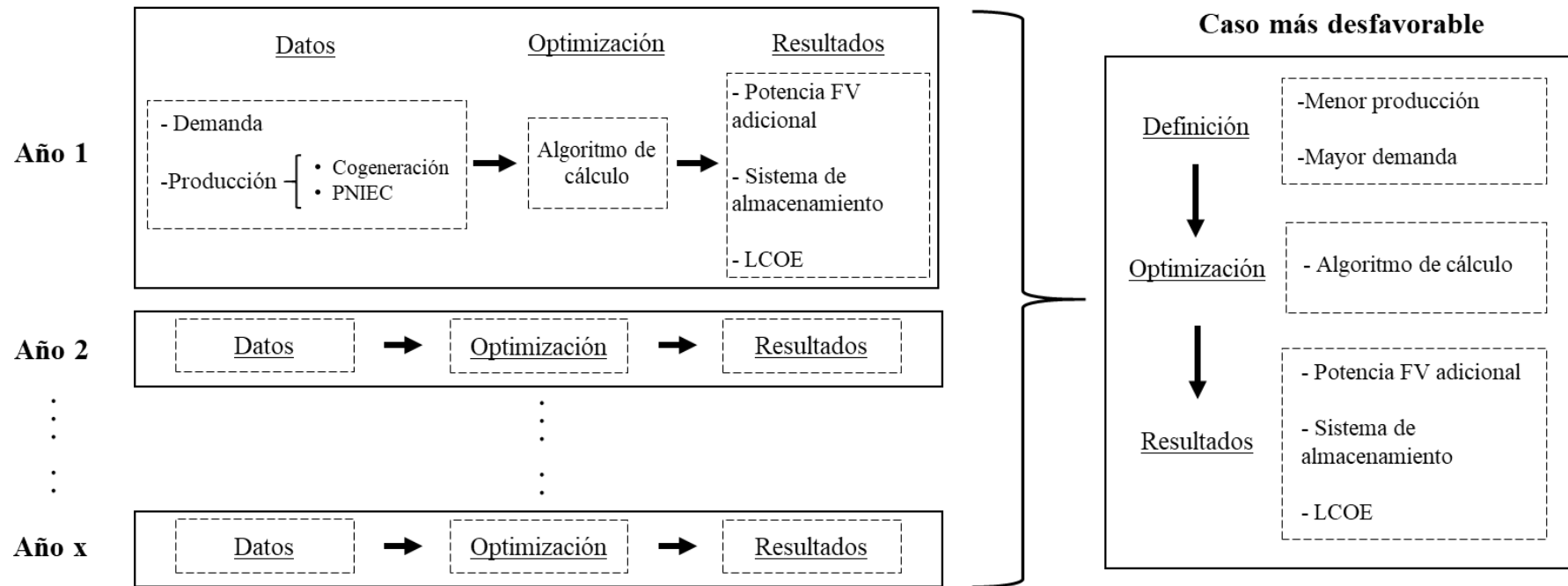


Figura 8. Diagrama de la deficiencia del caso más desfavorable.

- Factor de utilización neto. Con el fin de analizar la influencia del aprovechamiento real de la capacidad instalada de cada tecnología en los valores del LCOE obtenidos, se propone el coeficiente de utilización o de capacidad (UF) definido según ecuación (2-11) como el cociente entre la parte de la energía que ha sido aprovechada del total producido por una tecnología  $H_i$ , y la potencia total instalada de dicha tecnología  $P_i$ .

$$UF_i = \frac{H_i}{P_i} \quad (2-11)$$

Adicionalmente, se calcula el UF total considerando toda la energía producida, excluyendo el excedente, con la potencia total instalada, incluyendo la generación y potencia del sistema fotovoltaico complementario.

- Porcentaje de potencia FV sobre tejado. Una de las mayores cuestiones en el despliegue de futuras instalaciones fotovoltaicas es la localización de las mismas, si en un sistema distribuido sobre los tejados o en conjuntos centralizados en plantas fotovoltaicas sobre el suelo.

La principal diferencia entre ambas configuraciones es el coste unitario de instalación, por lo que se utilizará este parámetro para evaluar la influencia en el LCOE del despliegue sobre tejados o suelo de la potencia fotovoltaica adicional. Para ello, se realizará la simulación de todos los escenarios para diferentes costes de inversión unitaria, incluyendo el caso base con un 100% de las instalaciones fotovoltaicas sobre el suelo y tres casos adicionales de potencia sobre tejados: 33%, 66% y 100%.

Este análisis no considera consecuencias adicionales del despliegue sobre tejado o sobre plantas fotovoltaicas de gran escala, que pueden afectar a la disponibilidad y uso de tierras, a la red de distribución, etc.

- Coste de almacenamiento. La introducción de un sistema de almacenamiento energético implica un aumento en el LCOE final del sistema eléctrico que variará en función de los costes de las baterías. Estos costes pueden sufrir grandes fluctuaciones a causa de muchos factores como el desarrollo futuro de las baterías, la disponibilidad de superconductores y materia prima, diferentes políticas de los estados fabricantes, maduración de las tecnologías, etc. Por ello, se proponen diferentes valores para el coste de instalación de las baterías con el objetivo de obtener una predicción representativa para posibles valores futuros.

Para el caso de los coeficientes estudiados, se realiza un estudio estadístico de los mismos en el que se calculará su P-valor, su coeficiente y el valor de  $R^2$  con el objetivo de analizar si se tratan de variables significativas o no, y en el caso que sí lo sea, evaluar su ajuste al modelo lineal.

Además, para todos los casos, excluyendo aquellos con un P-valor mayor que 0.05, se realiza el cálculo de la elasticidad del LCOE, según la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{\% \text{ variación en el LCOE}}{\% \text{ variación en la variable estudiada}} = \frac{\frac{\Delta LCOE}{LCOE}}{\frac{\Delta x}{x}} \quad (2-12)$$

Para más detalle de la evaluación del sistema eléctrico español durante la década 2010-2019 consultar [Gutiérrez, F. et al \[43\]](#).

## 3 RESULTADOS SOBRE EL CASO DE ESTUDIO ESPAÑOL

El presente apartado expone los principales resultados obtenidos de la aplicación de la metodología al caso de estudio español. En primer lugar, se presenta el potencial de generación renovable existente tanto para la ciudad de Sevilla, seleccionada para la evaluación de un municipio en concreto, como para el global del país compuesto por todos los pueblos y ciudades peninsulares. En segundo lugar, se analiza el escenario óptimo renovable, tanto para el caso de Sevilla como para el caso completo español. En tercer lugar, se hace una evaluación temporal del sistema eléctrico español durante la última década, definiendo el escenario más desfavorable y estimando el escenario óptimo renovable para cada uno de los casos estudiados. En cuarto lugar, se realiza un análisis de sensibilidad respecto al LCOE para cada uno de los escenarios renovables de la evaluación temporal. Por último, se exponen los resultados asociados a la evaluación de la integración del vehículo eléctrico en el sistema español.

### 3.1 Potencial de generación eléctrica renovable.

Tal y como se ha indicado en la introducción de la sección, se presentan a continuación los principales resultados asociados al potencial de generación de energía eléctrica obtenida con las tecnologías de producción consideradas en el estudio. Para el caso de Sevilla, como municipio individual, se muestra el potencial solar fotovoltaico de la ciudad utilizando instalaciones fotovoltaicas desplegadas en el área disponible en los tejados de sus edificios, acompañado de la posible generación eléctrica mediante la explotación de sus plantas de tratamiento residuales y la posibilidad de satisfacer la demanda térmica con paneles solares. Para el caso de la evaluación global sobre todo el territorio español, se presentan los resultados referentes al análisis de potencial fotovoltaico para todos y cada uno de los municipios considerados en la metodología y, por ende, para el sistema completo global.

#### 3.1.1 Potencial energético de origen renovable: caso de estudio de Sevilla.

##### 3.1.1.1 Análisis de la superficie disponible.

La evaluación del potencial energético sevillano requiere inicialmente el cálculo de la superficie disponible sobre las cubiertas de los edificios que componen la ciudad. Para ello se ha utilizado un mapa de la ciudad obtenido de la Infraestructura de Datos Espaciales del Ayuntamiento de Sevilla a través del visor [geoSEVILLA \[44\]](#) que muestra la superficie en planta de todas las construcciones dentro del término municipal de la ciudad.

Del análisis de este mapa se obtiene que, de un total de 141 km<sup>2</sup> que abarca toda la superficie administrativa de la ciudad, aproximadamente 75 km<sup>2</sup> pertenece a zona urbana (incluyendo calles, edificios, parques, etc.). De la superficie correspondiente a la proyección en planta de los edificios construidos en la ciudad se obtiene que 10.4 km<sup>2</sup> pertenecen a viviendas de tejado plano, 1.3 km<sup>2</sup> se trata de la superficie ocupada por viviendas con el tejado inclinado y 3.3 km<sup>2</sup> se corresponden con edificios de zonas industriales.

Para el primer caso, se realiza un análisis de disponibilidad de la superficie total de los tejados para la instalación de sistemas fotovoltaicos mediante una comparación de imágenes satélites con la representación cartográfica. En total se han utilizado 8 muestras de diferentes zonas y edificios característicos de la ciudad y se ha obtenido un valor medio de disponibilidad del 68% de la superficie total que puede ser utilizada para el despliegue de instalaciones solares.

Para el caso de viviendas con tejado inclinado y edificios industriales, se realiza un muestreo parecido

al anterior con el objetivo de identificar el porcentaje de la superficie que se corresponde con cada orientación principal (sur, norte, este y oeste), si tienen alguna zona sin inclinación, principalmente en los edificios industriales, y el porcentaje de uso de la superficie. Para ello se toma una muestra de 7 y 6 zonas con edificios típicos, respectivamente.

La tabla 2 muestra la superficie total disponible según la inclinación y orientación de los tejados, así como el factor de utilización.

Tipo de edificio	Total (m <sup>2</sup> )	Factor de utilización (%)	Superficie plana (m <sup>2</sup> )	Superficie Sur (m <sup>2</sup> )	Superficie Norte (m <sup>2</sup> )	Superficie Este (m <sup>2</sup> )	Superficie Oeste (m <sup>2</sup> )
Viviendas con techo plano	10,397,721	68	7,070,451	-	-	-	-
Viviendas con techo inclinado	1,331,809	91	159,817	306,316	292,998	239,726	213,089
Edificios industriales	3,336,076	98	467,051	1,434,513	433,690	467,051	467,051
<b>Total</b>	<b>15,065,606</b>	<b>-</b>	<b>7,697,319</b>	<b>1,740,829</b>	<b>726,688</b>	<b>706,777</b>	<b>680,140</b>

Tabla 2. Superficie disponible (Sevilla).

Además, también existe un total de aproximadamente 49 km<sup>2</sup> de superficie rural que podría ser utilizada para el despliegue de instalaciones fotovoltaicas fuera de tejados en el caso que la superficie disponible sobre cubierta no fuera suficiente.

### 3.1.1.2 Curvas de producción energética fotovoltaica.

Una vez estimada la superficie disponible el siguiente paso consiste en definir las curvas horarias de producción para cada una de las superficies y orientaciones. Para ello, de la aplicación PVGIS se obtienen los perfiles horarios de producción de un día típico de cada mes en cada una de las orientaciones seleccionadas; recordemos que para el caso se superficie plana y orientada hacia el sur se considera el mismo perfil de generación. Se particulariza en la aplicación para la localización geográfica de la ciudad de Sevilla (37°23'00"N, 5°59'00"O) y se obtienen los datos de producción horaria por cantidad de potencia pico instalada, representados en la figura 9 para el caso de la superficie plana/orientada hacia el sur.

Hora	Ene (Wh/kWp)	Feb (Wh/kWp)	Mar (Wh/kWp)	Abr (Wh/kWp)	May (Wh/kWp)	Jun (Wh/kWp)	Jul (Wh/kWp)	Ago (Wh/kWp)	Sep (Wh/kWp)	Oct (Wh/kWp)	Nov (Wh/kWp)	Dic (Wh/kWp)
0-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2-3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3-4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4-5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5-6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6-7	0.0	0.0	0.0	7.9	29.1	35.2	26.2	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7-8	0.0	0.0	63.5	96.0	113.4	113.8	105.5	95.3	69.0	18.4	0.0	0.0
8-9	87.6	154.9	219.5	232.8	249.2	254.9	254.6	246.8	212.2	176.8	105.1	60.7
9-10	250.5	310.3	364.5	365.3	380.2	393.0	404.1	399.6	359.6	327.4	271.4	233.8
10-11	369.1	437.2	480.6	473.6	488.2	507.9	530.7	527.9	483.1	451.1	390.9	350.2
11-12	451.0	525.4	559.8	548.5	563.7	589.2	621.2	619.0	569.9	537.3	473.0	429.9
12-13	492.5	570.0	600.0	586.5	602.4	631.0	668.0	665.9	614.5	581.3	515.2	470.2
13-14	492.5	570.0	600.0	586.5	602.4	631.0	668.0	665.9	614.5	581.3	515.2	470.2
14-15	451.0	525.4	559.8	548.5	563.7	589.2	621.2	619.0	569.9	537.3	473.0	429.9
15-16	369.1	437.2	480.6	515.6	488.2	507.9	530.7	527.9	483.1	451.1	390.9	350.2
16-17	250.5	310.3	364.5	365.3	380.2	393.0	404.1	399.6	359.6	327.4	271.4	233.8
17-18	78.4	154.9	219.5	232.8	249.2	254.9	254.6	246.8	212.2	176.8	109.8	75.2
18-19	0.0	5.4	68.4	96.0	113.4	113.8	105.5	95.3	69.0	23.5	0.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	12.9	33.6	35.2	26.2	15.1	2.9	0.0	0.0	0.0
20-21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21-22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 9. Perfil de generación para superficie plana/orientada al sur (Sevilla).

Si aplicamos el algoritmo de interpolación polinómica a los días típicos de cada mes, para cada una de las superficies consideradas, se obtienen vectores de generación con 8760 valores, uno por cada hora del año. En la tabla 3, se muestran los valores anuales de generación eléctrica por unidad de potencia pico instalada para cada una de las orientaciones como el sumatorio de todas las horas del año, valores en línea con los datos anuales proporcionados por [PVGIS \[27\]](#).

Producción eléctrica por unidad de potencia	Superficie Plana/Sur (kWh/kWp)	Superficie Este (kWh/kWp)	Superficie Oeste (kWh/kWp)	Superficie Norte (kWh/kWp)
Anual	1,590	1,281	1,282	844

Tabla 3. Energía producida por potencia pico instalada (Sevilla).

A la vista de los resultados, se fortalece la hipótesis del uso preferente de superficie plana y sur, seguida de las superficies orientadas el este y al oeste, frente a la orientada al norte, que supone sólo el 53 % de la cantidad total de electricidad que ofrecen las primeras mencionadas.

### 3.1.1.3 Disposición óptima de las instalaciones fotovoltaicas.

Otro análisis que es necesario abordar es el de la configuración óptima de los paneles instalados. Según la metodología descrita, se establece una superficie plana típica de 100 m<sup>2</sup> (10 x 10 m) para evaluar cual es la distribución óptima de posicionamiento de los paneles y calcular las pérdidas por efectos de sombra entre los mismos en función de la distancia de separación. Sin embargo, antes de ejecutar el algoritmo es necesario definir las características técnicas de los sistemas que se van a utilizar en el análisis. Se toman los siguientes modelos escogidos de catálogos actuales del mercado:

- Sistema fotovoltaico [SPR-E19-320](#), SunPower E-Series Residential Solar Panels, potencia pico nominal 320 W, eficiencia 19.9 % y tamaño 1558 x 1046 x 46 mm.

El algoritmo de optimización de la disposición de los paneles es aplicado al modelo de panel fotovoltaico seleccionado, sobre una superficie de 100 m<sup>2</sup> y para el perfil solar de Sevilla, cuyo ángulo de inclinación más apropiado es de 33°. La figura 10 muestra la producción energética en función de la distancia de separación.

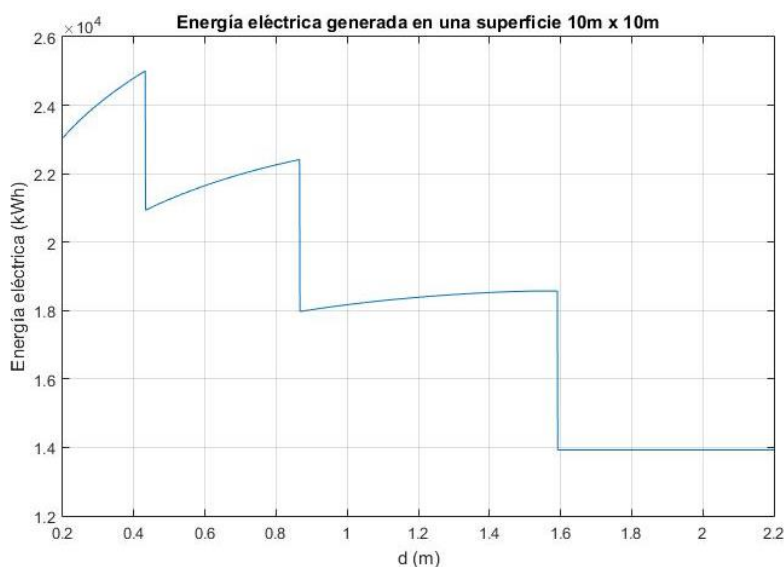


Figura 10. Energía producida por instalaciones FV en función de la distancia de separación entre paneles en la superficie modelo.

Se obtiene que la separación óptima entre paneles es de 0.432 m de distancia entre filas, que se redondea a un valor de 0.4 m más práctico relacionado con las tareas propias de la instalación física de los



paneles. Cabe destacar que esta distancia de separación es característica para la superficie utilizada en el algoritmo, que pretende simular unas condiciones generales de instalación y en la que sólo podrían instalarse como máximo 6 filas de paneles equiespaciadas; si se dispusiera de una superficie infinita la distancia de separación óptima sería la necesaria para que la sombra producida por un panel no cubriera el panel posterior para ningún valor de elevación solar en el año.

De este modo, contabilizando el número de paneles instalados en la superficie definida y dividiéndolo entre el área total de dicha superficie se establece el valor de  $1.85 \text{ m}^2$  para la superficie ocupada por un panel de 320 Wp de potencia nominal, lo que hace un promedio de  $176 \text{ W/m}^2$ . Además, siguiendo esta configuración de paneles, las pérdidas energéticas ocasionadas por los efectos de sombra alcanzan un valor promedio anual del 9.76 %.

Para los tejados inclinados, se ha considerado la misma distancia de separación para permitir realizar tareas de instalación y mantenimiento, considerándose también la superficie límite disponible de instalación debido a la forma trapezoidal típica de estos tipos de tejados.

#### 3.1.1.4 Producción energética con instalaciones fotovoltaicas.

El despliegue de sistemas fotovoltaicos sobre el total de la superficie disponible proporciona la cantidad de energía eléctrica que sería capaz de generarse en Sevilla con este sistema distribuido, así como su componente horaria. Basado en las curvas de generación por potencia instalada, las especificaciones del sistema fotovoltaico modelo, la potencia instalada por unidad de superficie derivada de la distribución óptima de posicionamiento y la cantidad de superficie total disponible para cada orientación, la tabla 4 contiene los máximos valores anuales de producción eléctrica fotovoltaica posibles de la ciudad.

Producción eléctrica	Superficie Plana	Superficie Sur	Superficie Este	Superficie Oeste	Superficie Norte
	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)
Anual	1,906,208	431,108	140,852	135,435	95,082

Tabla 4. Producción anual de energía eléctrica fotovoltaica (Sevilla).

El uso de toda la superficie sobre tejado para el despliegue de sistemas fotovoltaicos podría generar hasta un total de 2,708,685 MWh.

#### 3.1.1.5 Producción energética con plantas de tratamiento de aguas residual.

Como sistema adicional de generación, el modelo propone el aprovechamiento de las plantas de tratamiento de agua residual. En Sevilla hay un total de cuatro plantas de tratamiento gestionadas por la empresa EMASESA [45] de la que se ha obtenido información acerca las características técnicas de las mismas. Estas plantas tienen una capacidad de procesamiento de agua de  $480,000 \text{ m}^3/\text{día}$  ofrecen servicio a un total de 996,045 personas incluyendo habitantes de municipios colindantes. Según el INE [28] la producción de agua residual por habitante se asciende a  $0.402 \text{ m}^3/\text{habitante}$ , lo que, aplicado a la población abastecida supone un total de  $400,007 \text{ m}^3/\text{día}$  de agua tratada en las plantas instaladas en Sevilla.

Los valores de los coeficientes definidos en las fórmulas (2-7) y (2-8) se obtienen de [29] y toma los siguientes valores: factor energético de producción con biogás (BEF) =  $0.139 \text{ kWh/m}^3$ , contenido de sólido seco en el agua residual (Cs) =  $0.2245 \text{ Kg/m}^3$ , poder calorífico de los biosólidos (HV) =  $14,000 \text{ kJ/kg}$  y Ratio de energía eléctrica/energía térmica (HR) =  $10,500 \text{ kJ/kWh}$ .

Por tanto, los procesos de obtención de energía mediante el uso de biogás y digestión anaeróbica tienen una capacidad de generación eléctrica de  $0.139 \text{ kWh/m}^3$  y de  $0.298 \text{ kWh/m}^3$  respectivamente, lo que supone un total de 63,814.20 MWh en total. Esta cantidad representa solo un 2.4% del total producido por el sistema fotovoltaico sobre tejados, aun así, y a pesar de que no puede desempeñar un papel fundamental en el modelo de ciudad autoabastecida, se mantiene en esta evaluación como un sistema complementario de generación.

### 3.1.1.6 Producción de energía térmica.

Por último, queda pendiente la evaluación de la componente térmica considerada en el estudio, asociada al consumo de agua caliente sanitaria.

Este análisis precisa la definición previa de la superficie media ocupada por los paneles térmicos. En este caso, el modelo de panel que se utilizará en la evaluación es el siguiente:

- Panel térmico **T20Ms**, Termicol Gama Excel Familia T-MS, eficiencia Zero-loss 81.2 %, coeficiente de pérdidas de calor de primer y segundo orden  $a_1 = 3.812 \text{ W/m}^2\text{k}$  y  $a_2 = 0.021 \text{ W/m}^2\text{k}^2$  respectivamente y tamaño 2130 x 970 x 83 mm.

Se considera que la superficie de separación óptima entre paneles es la misma que para la simulación de la configuración óptima para paneles fotovoltaicos, de 0.4 m, ya que la instalación de los paneles térmicos necesarios se realizará en la primera fila de paneles de cada edificio para conseguir la máxima eficiencia sin efectos de sombra. Esto supone que la superficie media ocupada por el panel térmico asciende a 2.455 m<sup>2</sup>.

La producción de energía térmica con estas instalaciones es obtenida mediante los valores de irradiación mensual proporcionados por PVGIS. Considerando las características térmicas del panel modelo, el valor anual promedio de producción de energética por unidad de superficie es de 1,361.14 kWh/m<sup>2</sup>, siendo diciembre el mes con una componen menor de generación 60.40 kWh/ m<sup>2</sup>.

### 3.1.1.7 Conclusiones.

Los resultados muestran el enorme potencial energético que tiene un sistema de instalaciones fotovoltaicas desplegado sobre los tejados de los edificios de la ciudad de Sevilla, pudiendo llegar a constituir la parte fundamental de un sistema de generación renovable. La condición de autoabastecimiento queda pendiente del cálculo de la demanda energética.

A la vista de los resultados obtenidos en evaluación de la energía producida mediante las plantas de tratamiento de agua residual, es evidente que la contribución de esta tecnología es despreciable frente a la generación mediante los sistemas fotovoltaicos, siendo aproximadamente un 2.4 % del potencial fotovoltaico total. Como consecuencia, se excluye la evaluación del potencial energético de las plantas de tratamiento de agua residual en futuros escenarios.

Por último, el dimensionado del sistema térmico se realizará cuando las necesidades de demanda sean definidas para evitar así la ocupación excesiva de superficie sobre tejado.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Arcos, A. et al \[30\]](#).

## 3.1.2 Potencial energético de origen renovable: caso de estudio peninsular.

El objetivo del presente apartado es la ampliación del alcance del estudio realizado para la ciudad de Sevilla al conjunto de municipios de toda España, considerando sólo aquellos con más de 1,000 habitantes.

### 3.1.2.1 Análisis de superficie disponible.

El primer análisis que se lleva a cabo es el de identificar los municipios con más de 1,000 habitantes según su código postal, que será la variable de referencia para el tratamiento de los datos asociados a cada uno de ellos.

Una vez identificado cada municipio, se está en disposición de analizar la superficie sobre los tejados en cada uno de ellos y la caracterización de la misma respecto a orientación y disponibilidad. En esta

ocasión se realiza un tratamiento masivo de la información cartográfica presente en la base de datos del IGN [31] a través del uso la aplicación de ArcGIS mediante el procesamiento de mapas provinciales que contienen la proyección en planta de la superficie ocupada por edificios.

El procesamiento de estos mapas proporciona la cantidad de superficie total construida, que tendrá que ser tratada para identificar la parte disponible y el porcentaje correspondiente a tejados planos y tejados inclinados según las cuatro orientaciones principales. Como comprobación de la precisión del proceso de tratamiento de los mapas, se compara la superficie total obtenida para la ciudad de Sevilla con este método y la estimada en la evaluación individual con los datos obtenidos de GEOsevilla [44]. En concreto este procedimiento establece como superficie construida un total de 14,952,586 m<sup>2</sup>, mientras que el análisis anterior lo estimaba en 15,065,606 m<sup>2</sup>; por lo que se dan por válidos los resultados obtenidos con este procedimiento. En la tabla 5 se representan los valores autonómicos obtenidos en la evaluación de todos los municipios considerados.

Comunidad autónoma	Superficie Edificada (km <sup>2</sup> )	Superficie territorial (km <sup>2</sup> )	Porcentaje %
Andalucía	495.3	87,599.0	0.57
Aragón	63.2	47,720.0	0.13
Asturias	32.2	10,604.0	0.30
Cantabria	41.6	5,321.0	0.78
Castilla La Mancha	201.7	79,461.0	0.25
Castilla y León	174.7	94,224.0	0.19
Cataluña	382.5	32,113.0	1.19
Comunidad Valenciana	281.8	23,255.0	1.21
Extremadura	87.7	41,634.0	0.21
Galicia	216.5	29,575.0	0.73
La Rioja	13.0	5,045.0	0.26
Madrid	184.2	8,028.0	2.29
Navarra	85.1	10,391.0	0.82
Pais Vasco	72.1	7,234.0	1.00
Región de Murcia	108.9	11,314.0	0.96
<b>Total</b>	<b>2,440.8</b>	<b>493,518.0</b>	<b>0.49</b>

Tabla 5. Superficie edificada por comunidad autónoma.

Se procede ahora con la caracterización de los valores totales obtenidos de ArcGIS. Respecto al porcentaje de superficie disponible del área total, se establece como utilización el mismo porcentaje que el obtenido en el análisis de Sevilla a través de la comparación vía satélite entre la proyección en planta de los edificios y la parte real apta para la instalación de paneles, que supone un valor estimado del 68%.

En relación con el porcentaje de superficie plana e inclinada, la metodología establece el porcentaje de cada tipo de tejado para los municipios en función del número de habitantes de cada pueblo o ciudad y la zona climática en la que se encuentran geográficamente. Para definir qué porcentaje corresponde a cada municipio se dividen los mismos en tres rangos respecto a población, [1,000-10,000), [10,000-100,000) y [>100,000] habitantes, y en las 5 zonas climáticas definidas en Ministerio de Fomento - Gobierno de España [32]. Una vez establecida esta clasificación se realiza un muestreo de un total de 56 municipios dividido entre todos los grupos y se establece el porcentaje de superficie plana y de superficie inclinada, asignando un 25% del total a cada orientación principal. Para evitar particularidades típicas en grandes ciudades, todas aquellas con un gran número de habitantes han sido analizadas de forma individual. Los resultados obtenidos para cada grupo, dentro de la clasificación establecida, se representan en la tabla 6.

Zona climática	<10,000 hab		10,000 - 100,000 hab		> 100,000 hab	
	Plana	Inclinada	Plana	Inclinada	Plana	Inclinada
Zona I	10%	90%	10%	90%	20%	90%
Zona II	10%	90%	20%	80%	40%	60%
Zona III	20%	80%	30%	70%	30%	70%
Zona IV	10%	90%	30%	70%	50%	50%
Zona V	20%	80%	40%	60%	70%	30%
			(40 % Valencia)	(60 % Valencia)		
			(80 % Andalucía)	(20 % Andalucía)		

Tabla 6. Superficie plana e inclinada por tipo de municipio.

La aplicación de la superficie plana e inclinada a cada municipio en función del criterio establecido en la tabla 6 proporcionan los valores finales de superficie disponible según cada tipo de tejado, mostrados en la tabla 7.

Superficie	Total	Factor de utilización	Superficie plana	Superficie Sur	Superficie Norte	Superficie Este	Superficie Oeste
	(km <sup>2</sup> )	(%)	(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )
Total	2,440	68	475	296	296	296	296

Tabla 7. Superficie total disponible.

### 3.1.2.2 Curvas de producción energética fotovoltaica.

El siguiente paso que hay que realizar para estimar el potencial energético de España es la obtención de las curvas horarias de producción de cada municipio. Para ello, tal y como se ha comentado en la metodología, se van a considerar curvas idénticas para todos los pueblos y ciudades de una misma provincia, correspondiente a la localización geográfica de cada capital, y considerando sistemas fotovoltaicos instalados según la inclinación óptima para esa geolocalización. La definición de las curvas de producción de energía eléctrica por unidad de potencia pico instalada se realiza siguiendo el procedimiento descrito para la evaluación de Sevilla, a través de aplicación del algoritmo interpolador para los datos obtenidos de [PVGIS \[27\]](#). En particular, se establece la distribución horaria de generación para cada orientación principal en todas las capitales de provincia, haciendo un total de 192 curvas diferentes. Recordamos que la energía producida mediante tejados planos y orientados al sur se supone la misma.

### 3.1.2.3 Disposición óptima de las instalaciones fotovoltaicas.

El último paso necesario para la definición completa del problema sería el cálculo de la configuración óptima en cada municipio o, en su defecto, en cada provincia. Sin embargo; se ha definido la hipótesis de mantenerse constante a lo largo de todo el territorio tomándose como disposición de paneles la estimada en la evaluación de Sevilla, que supone un valor de potencia pico instalada por unidad de superficie de 176 W/m<sup>2</sup>.

Además, las pérdidas energéticas ocasionadas por los efectos de sombra siguen manteniendo el valor promedio anual del 9.76 %.

### 3.1.2.4 Producción energética con instalaciones fotovoltaicas.

La instalación de sistemas fotovoltaicos sobre toda la superficie disponible en cada municipio define la cantidad de energía eléctrica anual que es capaz de generarse en cada uno de ellos, en función de las curvas de generación propias de cada localización y de los coeficientes de corrección aplicados.

La figura 11 muestra un mapa de España dividido según el término municipal de cada núcleo urbano representando el potencial energético fotovoltaico del uso de toda la superficie disponible sobre los tejados de los edificios. Aquellas zonas sin color representan los municipios de menos de 1,000 habitantes.

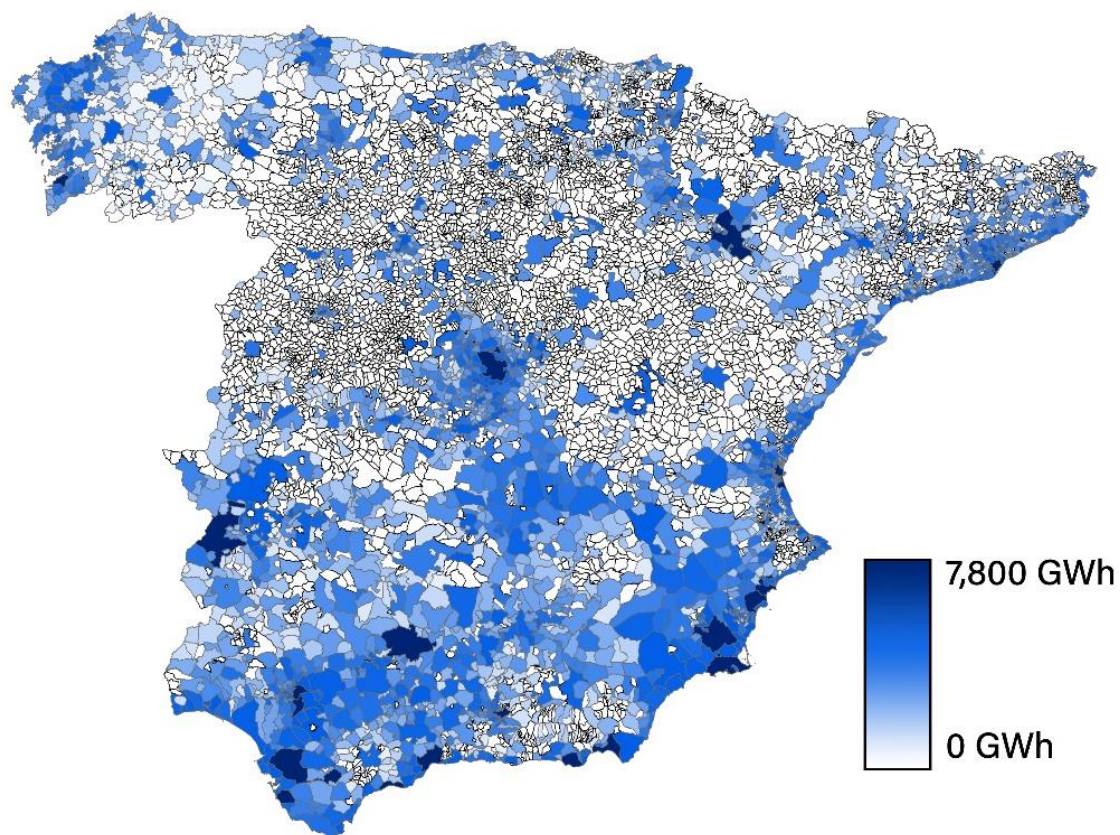


Figura 11. Producción fotovoltaica en España.

A modo de resumen, la tabla 8 muestra los valores de potencia instalada, energía eléctrica producida y horas equivalentes para el sumatorio de los municipios de cada provincia.

Provincia	Potencia FV instalada (MWp)	Producción anual (GWh)	Horas equivalentes (h)	Provincia	Potencia FV instalada (MWp)	Producción anual (GWh)	Horas equivalentes (h)
Álava	994	984	1,101	La Rioja	1,229	1,300	1,175
Albacete	2,901	3,673	1,407	León	4,256	5,158	1,346
Alicante	10,718	14,070	1,459	Lérida	2,689	3,194	1,320
Almería	5,309	7,623	1,595	Lugo	1,760	1,790	1,130
Asturias	2,959	2,834	1,064	Málaga	7,844	10,700	1,516
Ávila	1,221	1,467	1,334	Madrid	18,420	24,129	1,456
Badajoz	5,565	7,154	1,428	Murcia	10,894	14,219	1,450
Barcelona	21,609	27,038	1,390	Navarra	7,642	8,077	1,174
Burgos	2,118	2,317	1,216	Orense	2,060	2,283	1,231
Cáceres	2,835	3,591	1,407	Palencia	1,102	1,283	1,293
Cádiz	6,135	8,541	1,547	Pontevedra	5,471	6,007	1,220
Cantabria	3,768	3,352	989	Salamanca	1,769	2,172	1,364
Castellón	3,552	4,509	1,411	Segovia	1,492	1,746	1,300
Ciudad Real	4,365	5,574	1,419	Sevilla	11,040	15,123	1,522
Córdoba	4,740	6,267	1,469	Soria	705	849	1,337
Cuenca	1,789	2,166	1,345	Tarragona	6,139	7,591	1,374
Gerona	6,324	7,449	1,309	Teruel	808	1,015	1,396
Granada	6,640	8,936	1,495	Toledo	7,821	9,766	1,387
Guadalajara	2,067	2,530	1,360	Valencia	13,264	17,307	1,450
Guipúzcoa	1,845	1,689	1,018	Valladolid	2,615	3,123	1,327
Huelva	3,816	5,414	1,576	Vizcaya	3,779	3,373	992
Huesca	1,305	1,624	1,382	Zamora	857	1,047	1,357
Jaén	4,640	6,083	1,457	Zaragoza	3,837	4,689	1,358
La Coruña	9,573	10,090	1,171				
				<b>Total</b>	234,282	290,917	1,242

Tabla 8. Producción fotovoltaica por provincia.

### 3.1.2.5 Conclusiones.

Según los datos recogidos en la tabla 8, se puede apreciar sensiblemente el aumento de las horas equivalentes a medida que la localización geográfica de las ciudades se desplaza hacia el sur. La diferencia de horas entre las provincias con mayor y menor potencial es del 37%, un valor muy elevado que generará grandes diferencias en las zonas con balance eléctrico positivo y negativo.

Una consideración importante que hay que tener en cuenta es que se utiliza la misma curva de producción para todos los municipios de una misma provincia. Esta hipótesis se ha establecido para la simplificación de los cálculos y la cantidad de datos tratados, evitando así la definición de aproximadamente 8,000 curvas horarias.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Gómez, A. et al \[33\]](#).

## 3.2 Demanda eléctrica.

Tras la estimación del potencial de generación renovable de energía eléctrica realizado en el apartado anterior, el siguiente paso es la definición del perfil horario de consumo eléctrico. En primer lugar, se particulariza la metodología para la ciudad de Sevilla y, posteriormente, para el caso del estudio peninsular.

### 3.2.1 Demanda eléctrica de un municipio: caso de estudio de Sevilla.

Para el caso de estudio de un único municipio se estima tanto la demanda eléctrica, que incluye demanda regular más asociada al vehículo eléctrico, como el consumo de energía térmica.

#### 3.2.1.1 Demanda regular de energía eléctrica.

Según el [Anuario Estadístico de la provincia de Sevilla \(2018\) \[46\]](#), el consumo de energía eléctrica para el año 2017 fue de un total de 2,540,292 MWh. Para obtener la distribución horaria a lo largo de todo el año se han utilizado las curvas del perfil de consumo proporcionadas por el operador del sistema de transmisión español, REE [34].

#### 3.2.1.2 Demanda del vehículo eléctrico.

Respecto al consumo anual derivado de la electrificación del vehículo eléctrico, la tabla 9 muestra las principales variables usadas para la determinación del consumo generado por cada vehículo incluido dentro del transporte ligero. En total, la demanda debido a la electrificación asciende hasta 849,013 MWh en la ciudad de Sevilla.

Tipo de vehículo	Cantidad	Distancia anual recorrida por (km)	Consumo específico (Wh/km)	Consumo eléctrico (MWh)
Coche	320,571	12,500	163	653,163
Motocicleta	56,804	7,700	68	29,743
Ciclomotor	41,660	11,000	32	14,664
Furgoneta	16,041	19,500	235	73,508
Autobus	1,090	55,000	1,300	77,935
<b>Total</b>	<b>436,166</b>	<b>105,700</b>	<b>1,798</b>	<b>849,013</b>

Tabla 9. Consumo del vehículo eléctrico (Sevilla).

La distribución horaria asociada a esta nueva demanda eléctrica es establecida según los perfiles proporcionados por [41], tal y cómo se comentó en la descripción de la metodología.

#### 3.2.1.3 Consumo de energía térmica.

En cuanto a la demanda de energía térmica se evalúa tanto la asociada al consumo de agua caliente sanitaria como la correspondiente al consumo térmico industrial.

En primer lugar, según [32], el consumo promedio de energía térmica diaria por una familia de 4 persona asociado al agua caliente sanitaria es de 5.8 kWh para el caso de la obtención de la energía térmica con paneles solares y de 10.8 kWh para el caso de la utilización de un termo eléctrico.

En segundo lugar, según el consumo de gas natural y gas licuado del petróleo definido en el [Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible de Sevilla \[47\]](#), las necesidades térmicas derivadas del consumo industrial de la ciudad ascienden a 512,883 MWh para el caso de Sevilla,

### 3.2.1.4 Conclusiones.

Tras el cálculo del consumo eléctrico regular y la estimación de la demanda debido a la electrificación de la flota de vehículos ligeros de la ciudad, se muestra cómo el incremento producido por los vehículos eléctricos es del 33,4 % respecto a los valores actuales. Esto varía sensiblemente las necesidades del sistema y podría afectar a la eficiencia de la red de transporte y distribución, pero esta evaluación queda fuera del alcance de la tesis, en la que se asume una red ideal.

## 3.2.2 Demanda eléctrica general: caso de estudio peninsular.

Del mismo modo que para el estudio de un municipio de forma individual, se organiza la estimación de la demanda en dos partes: la demanda actual de energía eléctrica (caso base) y el consumo asociado al vehículo eléctrico (caso EV).

### 3.2.2.1 Demanda regular de energía eléctrica.

Debido a que los datos demanda eléctrica anual no están disponibles para todos los municipios de España, se estiman los valores para cada pueblo y ciudad haciendo uso del modelo econométrico definido en la metodología. La aplicación del mismo proporciona el consumo eléctrico de cada uno de municipios de más de 1,000 habitantes con un coeficiente  $R^2=0.97$ .

En la figura 13 se representa el ajuste del modelo econométrico, comparando los valores de demanda eléctrica estimada con el modelo y la demanda eléctrica real para el caso de los municipios de Andalucía, Madrid y País Vasco.

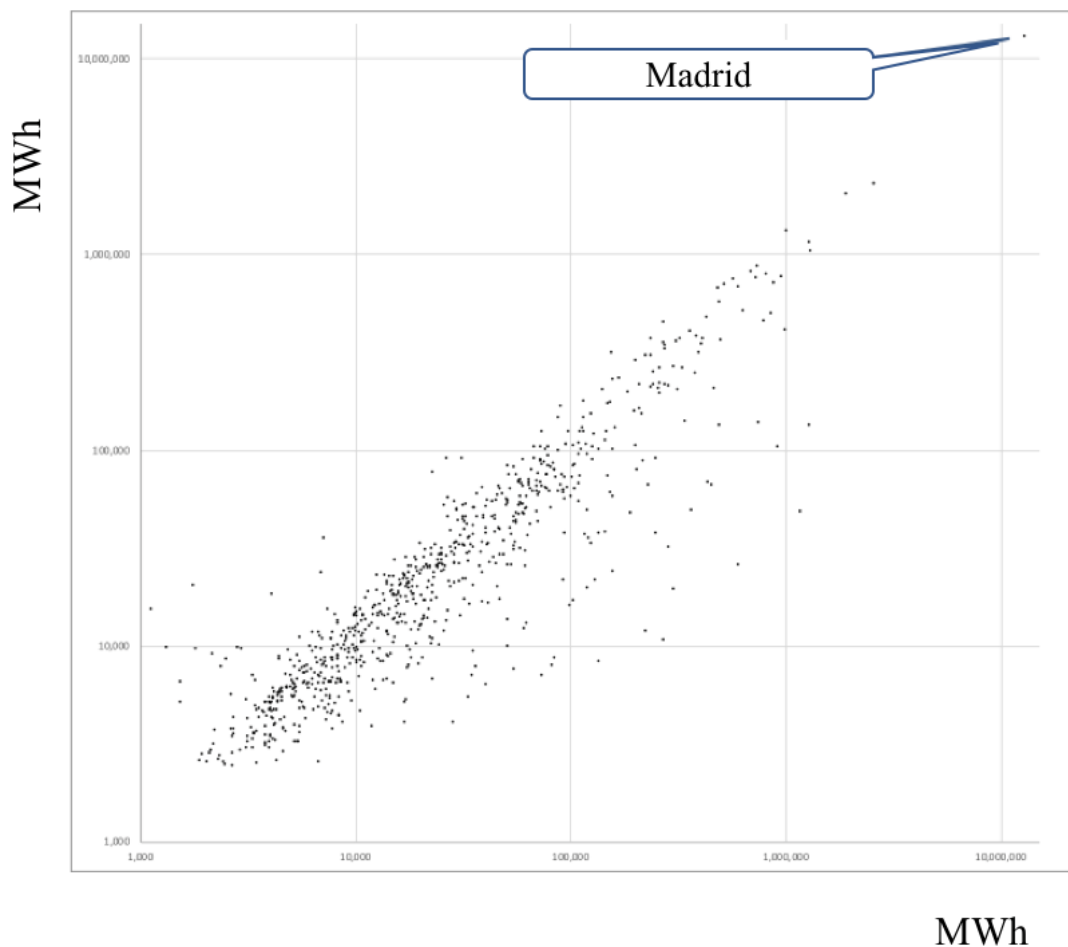


Figura 12. Consumo eléctrico estimado (eje vertical) vs real (eje horizontal) de las localidades de Andalucía, Madrid y País Vasco.



La demanda total de los municipios considerados asciende a 228,367,647 MWh. Cabe destacar que los 666 municipios con más habitantes (8% del total) suponen un 80% del consumo eléctrico del país.

La figura 14 muestra el mapa de España dividido por término municipal de cada pueblo y ciudad y representando el consumo energético actual de cada uno de ellos. Aquellos territorios sin color pertenecen a núcleos urbanos con menos de 1,000 habitantes, que no han sido considerados en este análisis.

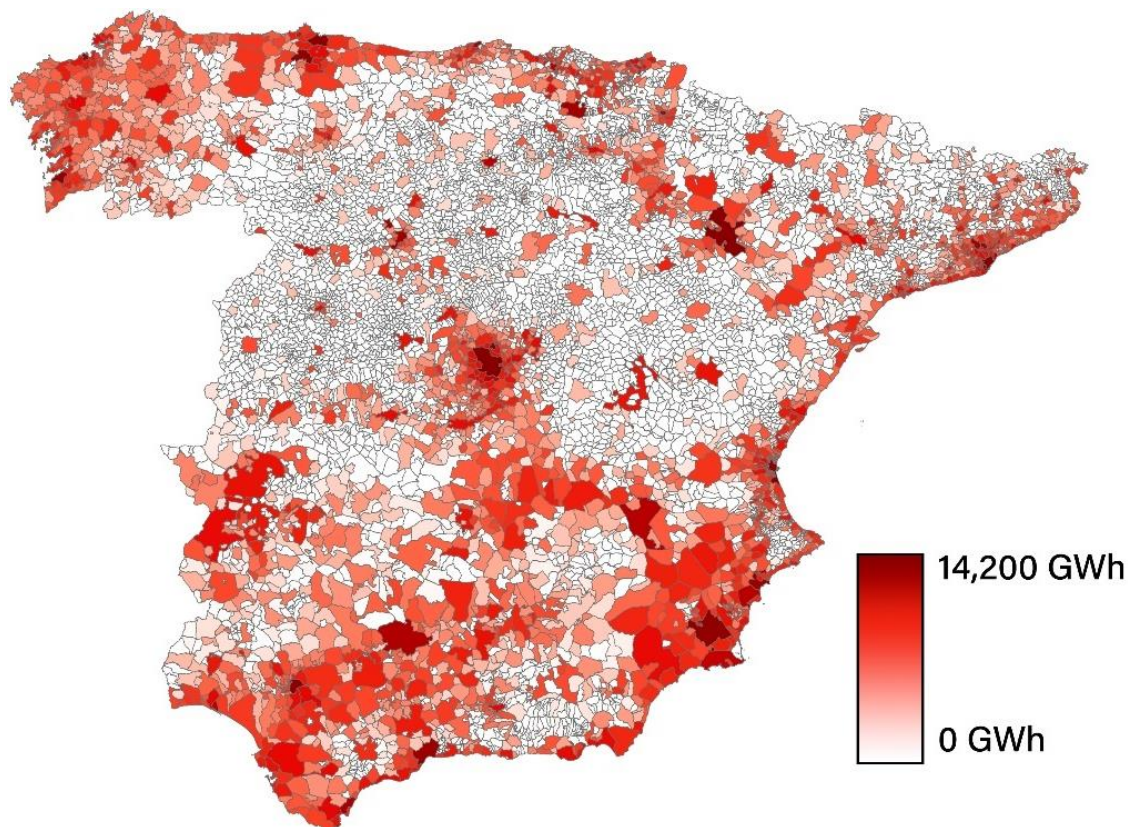


Figura 13. Demanda de energía eléctrica en España.

### 3.2.2.2 Demanda del vehículo eléctrico.

El consumo derivado de la electrificación de toda la flota española de transporte ligero es calculado haciendo uso de los parámetros definidos en la tabla 8, con la variación de particularizar para todos y cada uno de los municipios considerados, lo que supondría un consumo total de 57,498,473 MWh.

En esta ocasión, los perfiles horarios de cargas son proporcionados por REE [42], tal y como se ha descrito en la metodología.

### 3.2.2.3 Demanda de energía eléctrica total.

Por último, una vez analizada la demanda individual de cada municipio, se evalúa el país como todo un conjunto. Para ello, se va a considerar que la demanda queda unificada en un solo vector, incluyendo la correspondiente a las localidades de menos de 1,000 habitantes mediante la agregación de la demanda restante del país y la electrificación del resto de los vehículos de la flota española; esto supone un aumento del consumo regular hasta 234,844,268 MWh, de acuerdo a REE [48], y hasta 60,774,400 MWh para el caso del vehículo eléctrico, que hacen un total de 295,658,669 MWh.

#### **3.2.2.4 Conclusiones.**

Con un coeficiente  $R^2=0.97$ , se establece como válido el modelo econométrico utilizado para la estimación del consumo energético.

El incremento de demanda asociado a la inclusión del vehículo eléctrico es menor en este caso, representando aproximadamente el 26 % respecto a la demanda actual. Este efecto puede ser debido a que en el caso de la evaluación de un único municipio se ha utilizado una de las ciudades más grandes de España, con un desarrollo y una actividad económica mayor que la mayoría de los demás municipios, principalmente pueblos.

En el apartado 3.5. se presentan detalladamente los resultados obtenidos del análisis de la electrificación de los vehículos ligeros de la flota española.

### 3.3 Balance eléctrico descarbonizado de España.

Siguiendo la metodología descrita en la sección 2.3, se presentan a continuación los resultados asociados a la determinación del escenario renovable óptimo de mínimo coste, primero para el caso de la ciudad de Sevilla y posteriormente para el conjunto de todos los municipios analizados, particularizando para los dos escenarios definidos: *greenfield* y *brownfield*.

#### 3.3.1 Escenario renovable óptimo sobre un municipio.

Con la definición completa de generación y demanda para el caso de estudio de Sevilla, se está en disposición de realizar el balance energético de la ciudad.

##### 3.3.1.1 Balance de energía eléctrica general.

Como se ha comentado anteriormente, en la selección de la superficie utilizada para el despliegue de las instalaciones se prioriza el uso de la superficie plana y orientada al sur frente a las demás orientaciones, descartando el uso de la superficie norte por su reducido aporte en comparación con las demás. Según este criterio, el uso de toda la superficie plana, sur, este y oeste genera un total de 2,613,603 MWh de energía eléctrica durante el año. Para la ciudad de Sevilla, este valor es más que suficiente para cumplir con la demanda actual (2,540,292 MWh), con una sobreproducción residual de 73,111 MWh, que será utilizada para compensar las pérdidas asociadas a los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

Cuando consideramos la demanda estimada de la integración del vehículo eléctrico en la ciudad (849,013 MWh), el consumo asciende hasta un total de 3,389,305 MWh, por lo que no sería suficiente el uso de la superficie sobre tejado y habría que utilizar un total de 3.5 km<sup>2</sup> de superficie adicional en la que desplegar potencia fotovoltaica. Esto supone un aumento de la producción energética hasta 3,480,363 MWh, suficiente para cubrir este aumento de demanda, con una potencia pico instalada total de 2,477 MWp. Excluyendo el uso de la superficie orientada al norte para instalar sistemas fotovoltaicos, sería necesario acomodar este área en superficie no edificada dentro del término municipal de Sevilla, disponible dentro de la zona rural a las afueras de la ciudad.

Si tenemos en cuenta la electricidad producida por las plantas de tratamiento de agua residual, los sistemas fotovoltaicos orientados al oeste no serían necesarios para satisfacer la demanda actual de energía eléctrica. En este caso, la producción ascendería a un total de 2,541,982 MWh, aún superior a la demanda actual y suficiente para satisfacer todo el consumo en el caso de ignorar las pérdidas derivadas de la carga y descarga del almacenamiento. Además, con la inclusión del coche eléctrico seguiría siendo necesario el uso de los tejados orientados al oeste y el uso de superficie rural adicional.

En relación con el balance intrahorario, la necesidad de un sistema de almacenamiento se hace vital debido a las descompensaciones existentes entre las horas de producción con energía fotovoltaica (horas de sol) y el perfil de consumo de energía eléctrica. En consecuencia, se proponen varias opciones para el sistema final en función de la potencia fotovoltaica instalada y la capacidad del sistema de almacenamiento. Esta evaluación se lleva a cabo considerando la demanda total, actual más la del vehículo eléctrico.

##### 3.3.1.2 Sistema de almacenamiento estacional.

Como primera opción se establece un sistema de almacenamiento estacional que permita transferir electricidad entre cualquier momento del año. Este escenario está definido por el despliegue de potencia fotovoltaica sobre la superficie plana, sur, este, oeste y la superficie rural adicional, y un sistema de baterías dimensionado a través de la aplicación del código programado en MATLAB, que cuantifica el almacenamiento necesario para transferir energía hasta el instante más desfavorable.

De la aplicación de este algoritmo se obtiene el perfil pseudo-sinusoidal que representa la suma algebraica de los desbalances energéticos para cada hora del año. El algoritmo supone un

almacenamiento ilimitado en el que se incluye la energía sobrante en los momentos de sobreproducción y la descarga eléctrica en las horas de déficit. Además, en el proceso de carga y descarga incluye un 5% de pérdidas energéticas.

El perfil de la curva a lo largo del año, representado en la figura 12 para el caso sevillano, está caracterizado por el periodo correspondiente a días de sobreproducción, en el que la curva es creciente, y el perteneciente a días de déficit, en los que la pendiente de la curva es decreciente. El valor del almacenamiento necesario para transferir energía se obtiene mediante la diferencia de los valores máximos y mínimos, siendo el periodo entre ambos días aquellos en los que el sobreconsumo diario de la ciudad es suministrado desde el almacenamiento. Para comprobar que se produce energía suficiente para completar el balance anual, considerando las pérdidas asociadas al almacenamiento, el valor que toma la curva para el último día de simulación debería ser positivo, es decir, la carga/descarga de energía a lo largo de todo el año debe finalizar en un valor positivo o igual a cero.

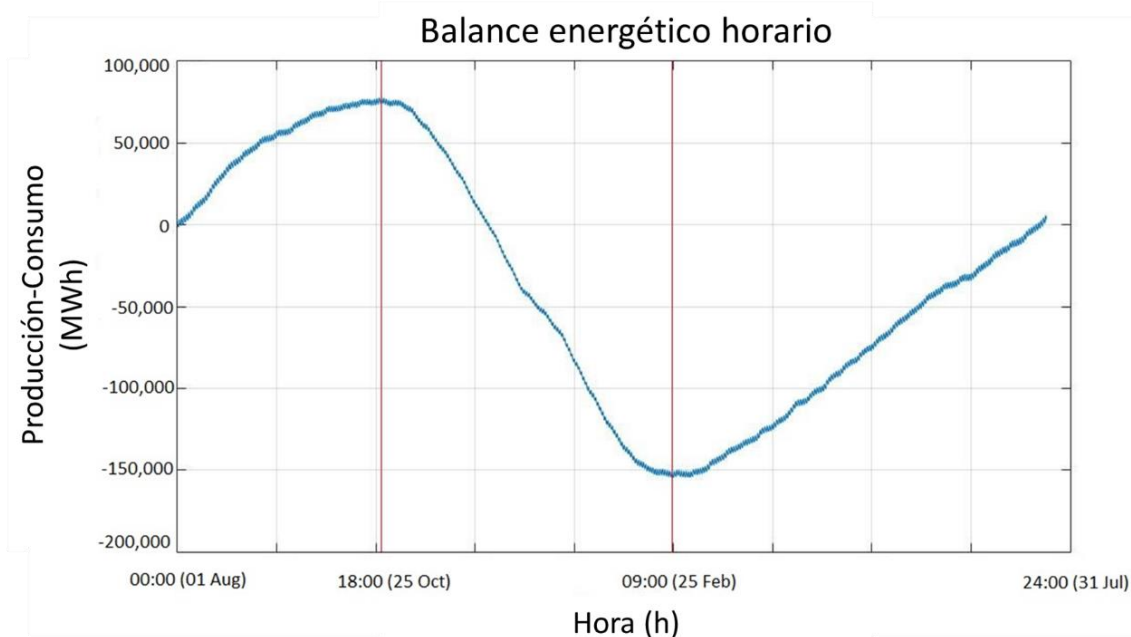


Figura 14. Almacenamiento estacional (Sevilla).

Según los resultados obtenidos para la ciudad de Sevilla, representados en la figura 12, el tamaño del sistema de almacenamiento necesario para abastecer la demanda durante todo el año es de 293,438 MWh (8,7 % de la demanda anual), con una sobreproducción final de 2,738 MWh incluyendo las pérdidas por los ciclos de carga y descarga. En concreto, el periodo de carga se lleva a cabo entre el 25 de febrero a las 09:00 y el 17 de octubre a las 18:00, mientras que el periodo restante es de descarga.

### 3.3.1.3 Sistema de almacenamiento diario.

Una segunda opción planteada es la utilización de un almacenamiento diario evitando la componente estacional del sistema anterior que incrementa sustancialmente la capacidad de baterías instaladas. En este caso, se propone que las transferencias energéticas sean intradiarias, es decir, desde las horas de sobreproducción hasta las de sobreconsumo. Para la definición de este sistema de almacenamiento se identifica el día en el que el consumo en las horas de no producción que puede ser abastecido con el excedente en las horas de sobreproducción es mayor, de modo que se pueda transferir toda la energía necesaria. En concreto, para este caso de estudio se trata del día 28 de junio en el que el consumo total en las horas sin generación es de 5,006 MWh, por lo que sería necesario un almacenamiento de 5,269 MWh considerando las pérdidas por carga y descarga. Este nuevo sistema de almacenamiento supone menos del 2% del anterior; sin embargo, no todos los días el balance eléctrico diario es positivo por lo

que la demanda satisfecha no es del 100%. En concreto, el consumo cubierto asciende al 92%, permitiendo una energía autoabastecida de 3,133,985 MWh, por lo que el 8% restante debería ser suministrado desde la red actual. Por otro lado, los días en los que la producción es mayor que el consumo existe parte de la energía eléctrica que no es aprovechada, por lo que podría ser usada para usos alternativos o incluso vendida al mercado.

#### **3.3.1.4 Sistema de almacenamiento diario (100% ECO).**

Como tercera opción se plantea un almacenamiento diario acompañado de superficie extra que permita producir energía suficiente como para que el balance neto de todos los días del año sea positivo. Esto implicaría la instalación de potencia fotovoltaica extra, pero con la consecuencia de abastecer el 100% de la demanda actual. La solución a este problema reside en el aumento de la potencia pico instalada desde 2,477 MWp hasta 3,919 MWp (158% respecto al inicial), que representa una superficie adicional de 7.7 km<sup>2</sup>, y un sistema de almacenamiento de 6,715 MWh. Como contrapartida, existiría una sobreproducción de 1,901,778 MWh que sería desperdiciada, o bien suministrada a la red en el caso de necesidad para otros fines o para venta al mercado.

#### **3.3.1.5 Comparativa de los sistemas de almacenamiento propuestos.**

Finalmente, el análisis del escenario óptimo concluye con la evaluación económica de los tres escenarios presentados, excluyendo el uso de las plantas de tratamiento de agua residual.

Para el cálculo del LCOE se establecen las siguientes hipótesis:

- El periodo de amortización para las instalaciones fotovoltaicas es de 20 años y para las baterías de ion-litio es de 10 años.
- No se consideran incentivos o ayudas públicas en el análisis.
- Se establece un coste de mercado para la potencia fotovoltaica y las baterías de 1.00 €/Wp y 100 €/kWh respectivamente.

Los principales resultados obtenidos del análisis económico son presentados en la tabla 10.

		<b>Escenario 1: Almacenamiento estacional</b>	<b>Escenario 2: Almacenamiento diario</b>	<b>Escenario 3: Almacenamiento diario (100% ECO)</b>
Sistema fotovoltaico	Potencia instalada (MWp)	2,477	2,477	3,919
	Producción anual (GWh)	3,480	3,480	5,375
	Superficie sobre tejado (km <sup>2</sup> )	10.8	10.8	10.8
	Superficie extra rural (km <sup>2</sup> )	3.5	3.5	11.2
	Inersión total (M€)	2,477	2,477	3,919
	Amortización (M€/year)	124	124	196
	Sistema de almacenamiento	Capacidad instalada (MWh)	293,438	5,269
Inersión total (M€)		29,344	527	672
Amortización (M€/year)		2,934	53	67
Sistema completo	Inversión total (M€/year)	3,058	177	263
	Energía autoabastecida (GWh)	3,389 (100%)	3,134 (92%)	3,389 (100%)
	LCOE (c€/kWh)	90.2	5.6	7.8

Tabla 10. Análisis económico del escenario renovable óptimo (Sevilla).

### 3.3.1.6 Balance de energía térmica.

En cuanto al análisis de energía térmica, se evalúan los dos escenarios propuestos en la metodología, la demanda de agua caliente sanitaria y el consumo térmico industrial.

Según los valores de producción y demanda estimados anteriormente, sería necesario un total de 3.1 m<sup>2</sup> de paneles térmicos solares para suministrar la demanda de energía térmica de una familia de 4 personas de forma completa durante todos los meses del año, mientras que se necesitaría un total de 15.9 m<sup>2</sup> de instalaciones fotovoltaicas para el mismo fin. Se demuestra que los paneles solares térmicos se convierten en la opción más viable para cubrir esta demanda, siendo necesario un total de 544,511 m<sup>2</sup> de superficie, frente a los 2,744,827 m<sup>2</sup> requeridos en el caso de utilización instalaciones fotovoltaicas más termo eléctrico.

Respecto a los requerimientos de energía térmica para consumo industrial, sería necesario un total de 707,686 m<sup>2</sup> de paneles térmicos para satisfacer los 512,883 MWh estimados en el apartado 2.2.1.

### 3.3.1.7 Conclusiones.

La principal conclusión obtenida del balance horario es la posibilidad de definir un sistema eléctrico sostenible que permita satisfacer la demanda de la ciudad, incluyendo el vehículo eléctrico.

Esto solo es posible con la integración de un sistema de almacenamiento energético que sea capaz de gestionar la producción horaria para adaptarla a las necesidades de consumo. Sin el sistema de almacenamiento, no sería posible abastecer el 100% del consumo eléctrico, a pesar de que el balance

neto sea positivo.

Una primera solución que permita gestionar toda la energía generada precisa una componente estacional de almacenamiento, lo que produce un incremento excesivo de la capacidad instalada y penaliza enormemente los valores del LCOE resultantes. Por lo tanto, esta solución queda excluida en cuanto a competitividad frente a costes respecto a los valores actuales del mercado.

La solución óptima en costes apunta a un almacenamiento diario que elimine la componente estacional y disminuya sustancialmente el almacenamiento necesario (reducción del 98%); sin embargo, para satisfacer toda la demanda sería preciso un sistema de generación adicional que complementara a la potencia fotovoltaica en aquellas horas de déficit energético.

Una solución alternativa, también competitiva en costes, sería el sobredimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, con la consecuencia de una enorme sobreproducción energética que, inicialmente sería desperdiciada, a no ser que fuera exportada, vendida o utilizada para otros usos alternativos.

Respecto al balance de energía térmica, queda analizada la viabilidad técnica de este sistema, pero, a pesar de los resultados obtenidos, la ampliación territorial de este análisis queda suspendida debido a las limitaciones técnicas de los sistemas utilizados en determinados procesos térmicos.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Arcos, A. et al \[30\]](#).

### 3.3.2 Escenario renovable óptimo general.

Los datos de potencial fotovoltaico y consumo eléctrico segregado por municipios permiten estimar el balance eléctrico anual y establecer cuáles de ellos podrían constituir un sistema eléctrico renovable autoabastecido, haciendo uso de un sistema de almacenamiento adecuado. De este modo, la figura 15 muestra un mapa del país en el que se representa el balance anual neto de cada uno de los municipios, apareciendo en azul cuando es positivo y en rojo cuando es negativo. En esa representación sólo se ha tenido en cuenta la demanda regular, sin incluir la asociada al vehículo eléctrico.

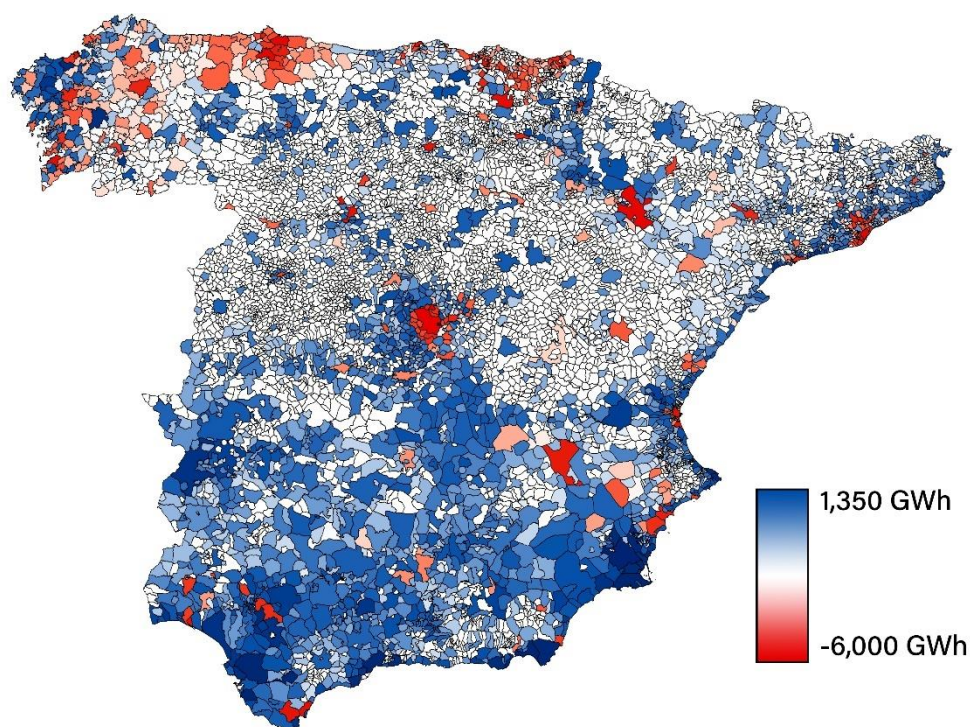


Figura 15. Balance neto por municipio.

Por otro lado, la figura 16 ofrece los valores de balance energético total desde el punto de vista provincial, mostrando las variaciones existentes entre ellas.

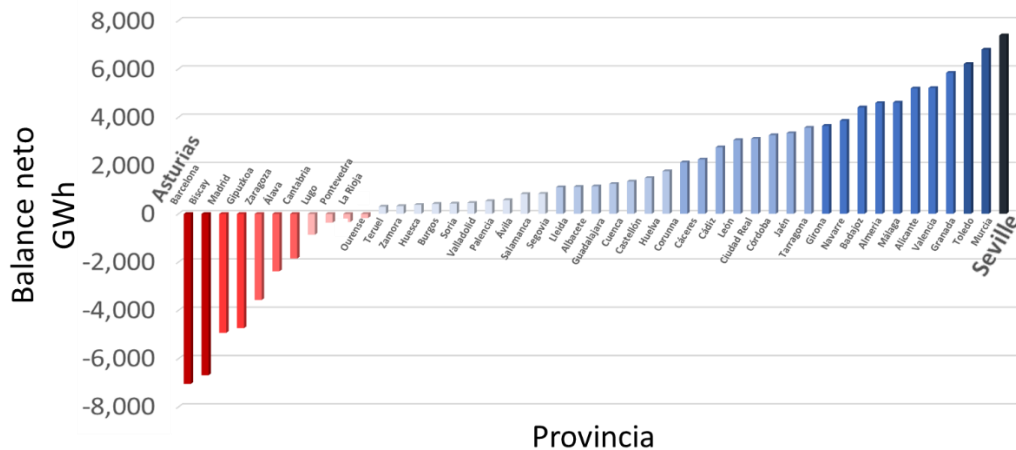


Figura 16. Balance anual neto por provincia.

Tras la evaluación de cada municipio por separado, se procede a hacer la evaluación del sistema eléctrico general español. Para ello, la definición del vector producción para este análisis se hace mediante una media ponderada entre los vectores de producción de cada municipio en función de la superficie disponible en cada uno. Es decir, si se utiliza un 10% de la superficie total, la curva de producción estará compuesta por la contribución de la generación correspondiente al 10% de superficie de cada municipio.

Para el análisis del escenario renovable óptimo general se consideran dos escenarios diferentes: *greenfield* y *brownfield*:

### 3.3.2.1 Greenfield.

En esta propuesta de escenario óptimo, la única fuente de generación considerada son instalaciones fotovoltaicas. Con el despliegue masivo de potencial fotovoltaica y un sistema de almacenamiento de batería ion-litio se afrontan la demanda de todo el país.

Según los resultados obtenidos en el 3.1.2., la cantidad máxima de energía que puede producir un sistema desplegado sobre los tejados de los edificios en España es de 290,917 GWh en el caso de considerar solo la superficie plana, sur, este y oeste. Este valor es suficiente para abastecer el consumo regular del país que asciende a 234,844 GWh; sin embargo, no sería suficiente para abastecer la demanda completa, incluyendo el vehículo eléctrico, por lo que sería necesario utilizar parte de la superficie norte o superficie adicional localizada en zona rural. En concreto con el 7% de la superficie orientada al norte (28.0 km<sup>2</sup>) sería suficiente, o bien con el uso de 15.8 km<sup>2</sup> de superficie en zona rural (un 3.3% de la superficie plana disponible).

La evaluación del escenario óptimo se realiza a través de la aplicación del algoritmo de dimensionamiento del sistema de almacenamiento descrito en la sección 2.3.2.1. Este algoritmo lleva a cabo la simulación del balance eléctrico horario considerando todos los valores posibles de almacenamiento, desde la ausencia del mismo hasta la configuración estacional.

La aplicación del algoritmo al caso base (sin demanda EV) proporciona la figura 17 en la que se muestra la cantidad de energía abastecida para la simulación de cuarenta valores de almacenamiento diferentes. Estas combinaciones varían desde el sistema eléctrico sin almacenamiento hasta un sistema de baterías estacional con una capacidad instalada de 17.8 GWh, pasando por un almacenamiento diario de 377 GWh con un 93% de cobertura.



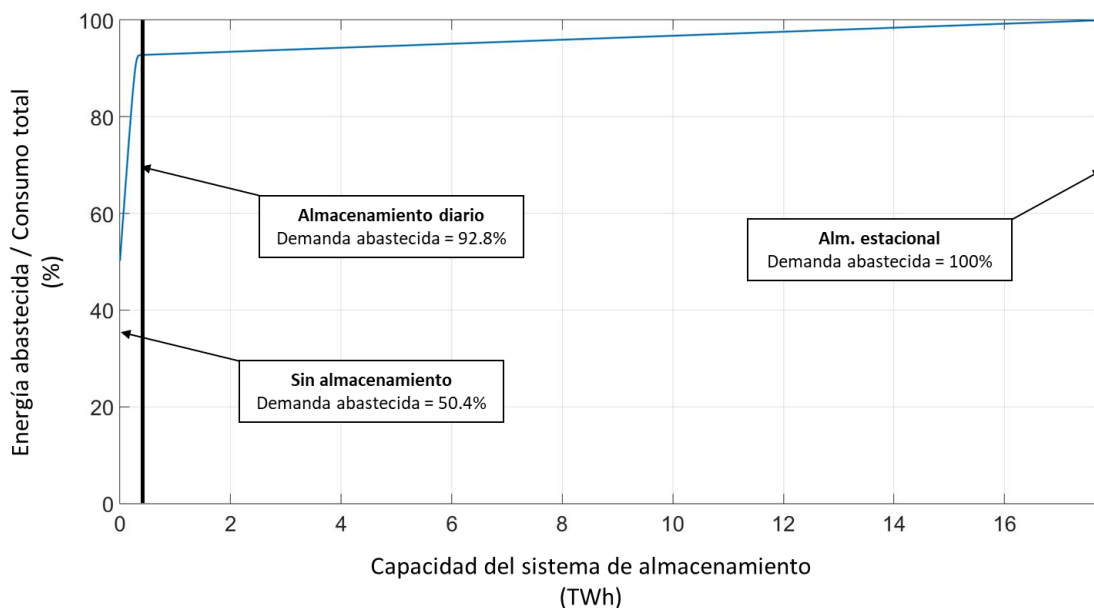


Figura 17. Escenario óptimo general (*greenfield*: caso base).

De la gráfica se puede observar el comportamiento del sistema de almacenamiento a medida que aumenta la capacidad instalada. Los primeros valores de capacidad añadida permiten aumentar agresivamente la cantidad de energía abastecida ya que parte de la sobreproducción puede ser transferida desde el día hasta la noche. Esto ocurre hasta el momento en el que empieza a no ser suficiente el trasego intrahorario sino que se precisa transferir electricidad entre días distintos. Es ahí cuando se necesita aumentar considerablemente la capacidad instalada para ver un efecto real en la energía abastecida total.

Para cada una de las combinaciones simuladas, se ha realizado la estimación del LCOE. En este caso se ha producido una variación en las hipótesis definidas en el caso de Sevilla, cambiando el periodo de amortización de los sistemas fotovoltaicos de 20 a 25 años y el de las baterías de 10 a 13.7 años. La estimación del LCOE para cada una de las configuraciones propuestas se muestra en la figura 18 en función de la capacidad instalada de baterías.

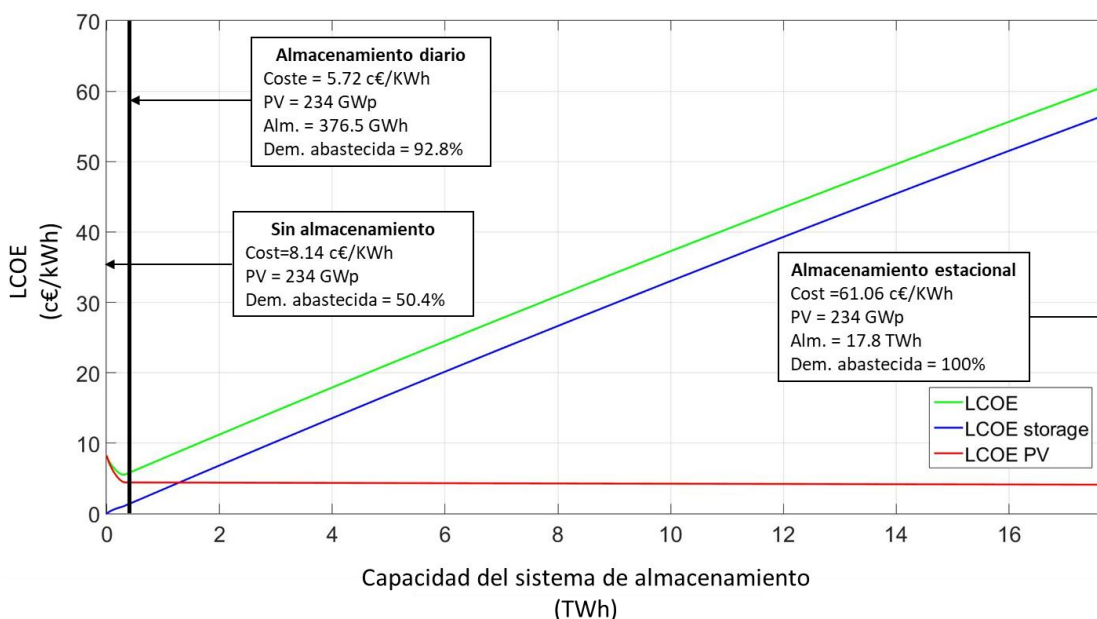


Figura 18. LCOE del escenario óptimo general (*greenfield*: caso base).

Como se puede ver, el efecto que tiene sobre el LCOE la componente asociada al almacenamiento energético es sustancial, sobre todo cuando empieza a ser necesaria la transferencia energética entre diferentes días. El LCOE para el caso estacional toma el valor de 61.60 c€/kWh, lo que supone más de 10 veces el correspondiente a la opción de almacenamiento diario 5.72 c€/kWh; aunque para este último caso exista el inconveniente de no abastecer la totalidad de la demanda. Para todas las opciones propuestas, la potencia fotovoltaica instalada toma el valor de 234 GWp.

Si se hace un zoom en la zona inicial para ver el comportamiento de la curva durante la transición que se produce desde no existir almacenamiento hasta que empieza a afectar la componente estacional del mismo, se observa que existe una configuración con valor óptimo que queda ligeramente por debajo del almacenamiento diario que se había definido para Sevilla. Este valor óptimo de 5.52 c€/kWh se encuentra para un valor de almacenamiento de 294.9 GWh, que es capaz de abastecer al 91.4% de la demanda. En la figura 19 se puede observar el comportamiento del LCOE para valores iniciales de la capacidad instalada.

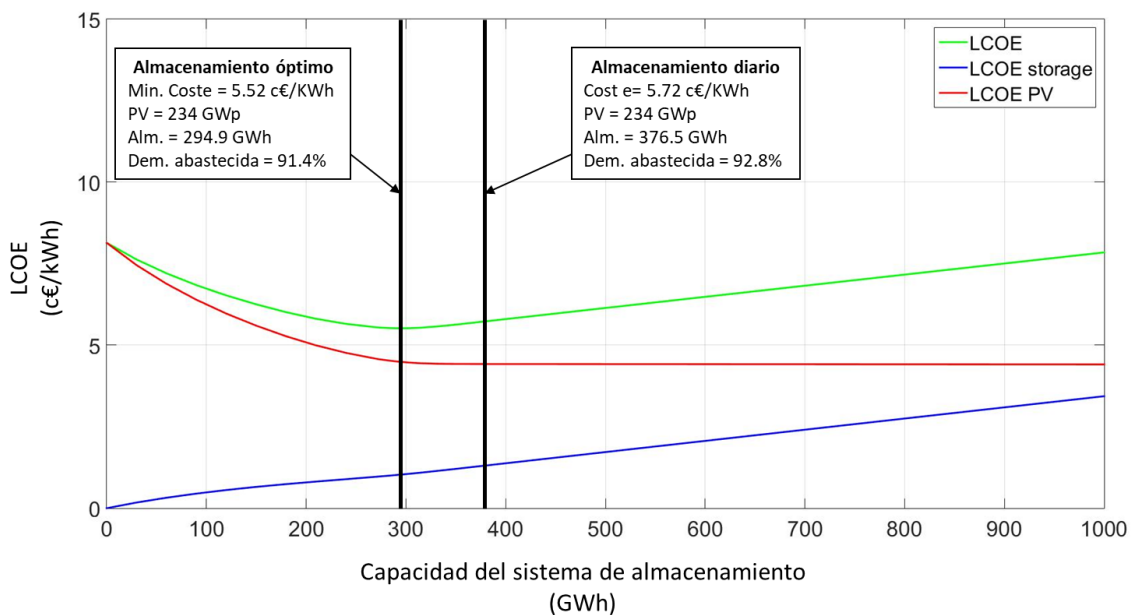


Figura 19. LCOE óptimo general (*greenfield*: caso base).

De forma análoga se han obtenido los resultados para el caso en el que se tiene en cuenta el vehículo eléctrico y se amplía el despliegue de las instalaciones fotovoltaicas sobre la zona rural correspondiente. Para este otro escenario, el sistema de almacenamiento estacional asciende hasta 34.5 TWh de potencia instalada en baterías y 237 GWp de potencia fotovoltaica, ofreciendo un LCOE de 91.4 c€/kWh; el escenario de almacenamiento diario precisa un valor de capacidad instalada en baterías de 489.3 GWh que, junto a una potencia fotovoltaica de 234 GWp, ofrece un LCOE de 5.17 c€/kWh; y el sistema óptimo contiene un total de 434.9 GWh de sistema de almacenamiento para la misma potencia instalada de 234 GWp, cuyo LCOE asciende a 5.08 c€/kWh.

### 3.3.2.2 *Brownfield*.

La evaluación del escenario óptimo para el caso *brownfield* precisa la definición del sistema base desde el que partir, fundamentado en la generación actual renovable más la producida mediante cogeneración. Además, es necesario incluir la potencia eólica y solar planificada para los próximos años.

Los datos de potencia instalada utilizados hacen referencia a la situación al cierre de 2018 según las [series estadísticas del sistema eléctrico español de REE \[48\]](#). Respecto a la potencia adicional fotovoltaica y eólica, la capacidad de generación con puntos de conexión autorizada supone un incremento del 904% y del 86% respectivamente, con respecto a los valores instalados al cierre de

2018. A esta potencia adicional incluida se le ha aplicado la misma curva horaria de generación que la correspondiente a esas tecnologías para el año considerado. La tabla 11 muestra los valores de potencia instalada y producción energética utilizados en el escenario *brownfield*.

Tecnología de generación	Potencia instalada sostenible (2018) (GW)	Potencia adicional planificada (GW)	Potencia total sostenible (GW)	Producción energética total (TWh)
Cogeneración	5.7	0.0	5.7	25.6
Biomasa	0.2	0.0	0.2	0.7
Eólica	23.5	20.2	43.7	80.7
Fotovoltaica	4.7	42.5	47.2	66.5
Hidráulica	20.7	0.0	20.7	32.0
Termosolar	3.9	0.0	3.9	3.9
<b>Total</b>	<b>58.7</b>	<b>62.7</b>	<b>121.4</b>	<b>209.4</b>

Tabla 11. Potencia instalada y producción anual asumida para el escenario *brownfield*.

El desarrollo de esta evaluación se realiza considerando, en primera instancia, un porcentaje de gestionabilidad del 85% para la energía hidráulica y el 100% para la energía procedente de la biomasa; sin embargo, posteriormente se discutirán los resultados obtenidos para los demás porcentajes de gestionabilidad.

A continuación, se muestran los resultados asociados al caso correspondiente a la inclusión del vehículo eléctrico.

En total, 209.3 TWh de energía eléctrica son producidos por la potencia instalada inicial para este escenario, de la cual 27.9 TWh son considerados gestionable. En ausencia de ningún otro sistema de generación, esta cantidad de energía es claramente insuficiente para abastecer el total de la demanda (incluyendo el caso del vehículo eléctrico). Además, un análisis horario más detallado muestra que, a pesar de la existencia de componente gestionable, aproximadamente un 5.5% de la electricidad generada no podría ser aprovechada directamente, lo que supondría una demanda restante sin abastecer de unos 100 TWh (32% del total).

En este escenario, el cálculo de la potencia fotovoltaica instalada necesaria para suministrar la energía restante se realiza siguiendo un procedimiento diferente ya que ahora no es necesario el uso de toda la superficie disponible. En esta ocasión, la cantidad de potencia fotovoltaica instalada se convierte en una variable más del sistema que puede tomar diferentes valores.

La aplicación del algoritmo descrito en la sección 2.3.2.2 precisa evaluar la potencia fotovoltaica mínima necesaria para abastecer la demanda eléctrica considerando un hipotético almacenamiento infinito (que se reducirá posteriormente al valor estacional). En esta ocasión, la potencia fotovoltaica mínima que cubre toda la demanda, incluyendo las pérdidas por carga y descarga, toma un valor de 66.4 GWp. El modelo utilizado proporciona un valor de almacenamiento estacional de 2,597 GWh, mucho menor al caso del *greenfield*, debido a la disminución de la componente estacional que es cubierta con la energía hidráulica gestionable. Por otro lado, suponiendo una superficie infinita para el despliegue de paneles solares, el almacenamiento mínimo necesario para transferir energía a las horas de no producción, dimensionado con el día de mayor consumo nocturno, se establece en 190 GWh de capacidad instalada. En la figura 20 se muestra la curva isocuanta que define las combinaciones posibles de potencia fotovoltaica y capacidad de almacenamiento compatible.

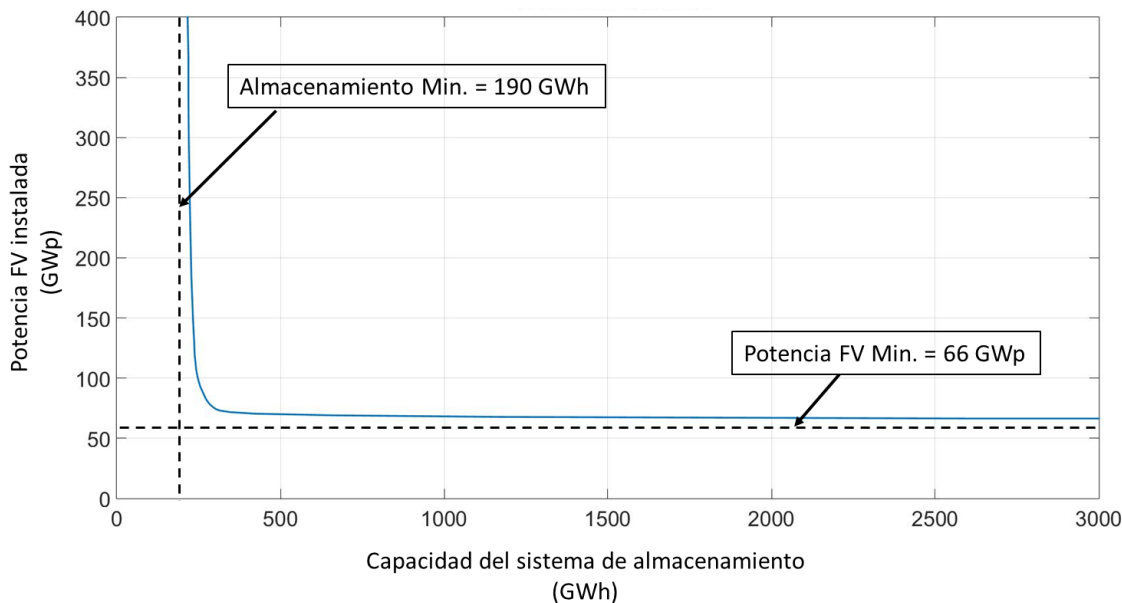


Figura 20. Curva isocuanta de compatibilidad FV-almacenamiento (*brownfield*: caso EV – 85% gestionabilidad).

Para todas las combinaciones posibles de almacenamiento y potencia fotovoltaica desplegada, se realiza el cálculo el LCOE del sistema. En la figura 21 se representa el valor que toma para todo el rango de posibilidades evaluadas, desde el caso de considerar un sistema de almacenamiento estacional, en el que el LCOE toma un valor de 23.3 c€/kWh, hasta el hipotético caso en el que la potencia instalada es ilimitada, donde se genera una asíntota vertical. El valor óptimo para este escenario es de 5.58 c€/kWh, que se alcanza con una potencia fotovoltaica instalada de 75 GWp y una capacidad de almacenamiento instalada de 298 GWh.

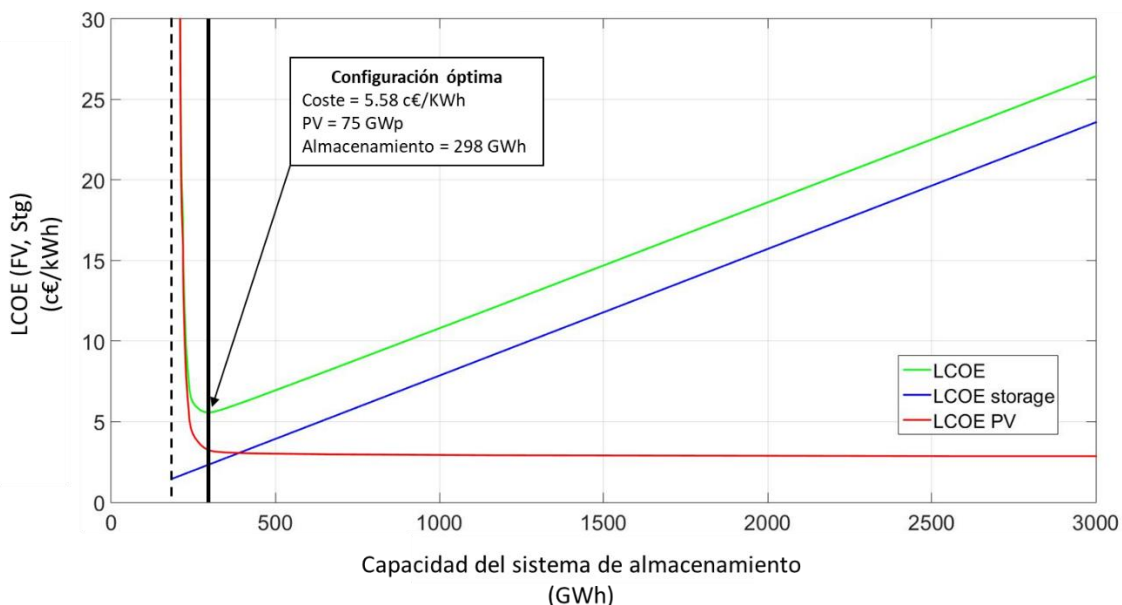


Figura 21. LCOE del escenario óptimo general (*brownfield*: caso EV - 85 % gestionabilidad).

Este mismo análisis se repite para cada porcentaje de gestionabilidad considerado en el estudio, obteniendo la configuración óptima para cada uno de ellos. La aplicación del algoritmo a todos los porcentajes establecidos proporciona los resultados mostrados en la figura 22.

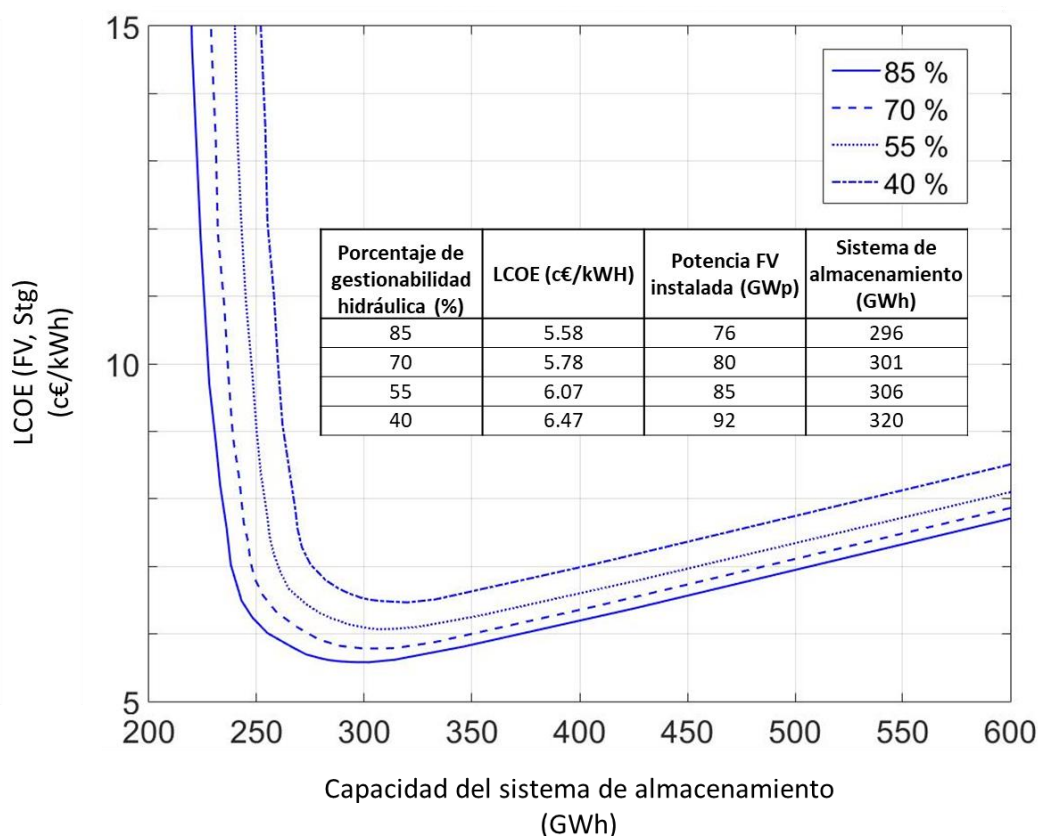


Figura 22. LCOE del escenario óptimo general (*brownfield*: caso EV).

### 3.3.2.3 Conclusiones.

Las figuras 15 y 16 representan el balance anual de energía eléctrica de los municipios y las provincias respectivamente, mostrando lo que ya preveíamos en el análisis de producción energética con instalaciones fotovoltaicas del punto 3.1.2.4. En general, las zonas más desfavorables son las situadas más al norte y aquellos municipios con mayor densidad de población o mayor actividad industrial, principalmente ciudades. En total, 35 de las 47 provincias peninsulares tienen un balance neto positivo entre las que destaca Sevilla, mientras que las 12 restantes tienen un déficit de producción, siendo Asturias la que ofrece peores resultados.

La simulación del caso *greenfield* ofrece unos resultados similares al caso de estudio de la ciudad de Sevilla, teniendo el sistema de almacenamiento óptimo de carácter diario, con un abastecimiento aproximado del 93% de la demanda. Requiere del mismo modo un sistema de generación complementario para satisfacer el resto del consumo.

El caso *brownfield*, que parte de la potencia renovable instalada y planificada, elimina la componente estacional del almacenamiento mediante la gestión de parte de la energía hidráulica. Este escenario, además de ofrecer una alternativa al sistema dimensionado anteriormente sólo con potencia fotovoltaica, permite satisfacer el 100% de la demanda y sirve como base para definir un posible camino hacia un sistema eléctrico español renovable, partiendo de la situación actual y ofreciendo una solución realista al problema de sostenibilidad.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Gómez, A. et al \[33\]](#).

### 3.4 Evaluación temporal y escenario más desfavorable.

La evaluación temporal que se pretende realizar consta de dos partes. En primer lugar, es necesario definir todos los datos asociados al sistema eléctrico español durante la década del 2010-2019, estableciendo todos los escenarios a evaluar e identificando el caso más desfavorable. En segundo lugar, se lleva a cabo la evaluación de todos los años seleccionados, incluyendo el escenario con las condiciones más adversas, y se realiza un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros frente al LCOE.

#### 3.4.1 Definición del sistema eléctrico español durante la última década.

Para la definición de las condiciones del sistema eléctrico español durante la última década, es necesario obtener los datos de producción y consumo de cada uno de los años que serán evaluados. Además, con el objetivo de analizar el escenario más desfavorable, es preciso hacer un análisis de todos los datos y variables obtenidas.

##### 3.4.1.1 Datos.

Principalmente, la mayoría de los datos utilizados son obtenidos de la monitorización temporal que hace REE [34] del sistema eléctrico peninsular, que registra información con un intervalo de actualización de diez minutos y los incluye en los reportes de seguimiento de la demanda y generación en función de la potencia usada en cada instante. La extracción de los datos para todas las horas de los últimos diez años proporciona las curvas temporales de consumo y, como consecuencia, las de demanda, según el procedimiento descrito en la sección 2.4. La tabla 12 muestra la contribución de cada tecnología de generación al sistema eléctrico español durante la última década, así como la demanda total de cada año.

En esta evaluación, la potencia estimada futura se establece según el escenario objetivo definido en el PNIEC [5]. Para caracterizar la generación de energía eléctrica correspondiente al incremento de potencia instalada renovable, es necesario determinar la cantidad de potencia instalada durante la última década con el objetivo de dimensionar la producción energética en función de los valores de potencia y generación de cada año. La tabla 13 muestra la potencia instalada de cada tecnología durante la última década, incluyendo en la última fila la potencia definida en el PNIEC [5].

**Las posibles discrepancias en potencia instalada, energía producida y consumo del sistema actual entre la evaluación temporal y el análisis granular del sistema español son debido a la utilización de diferentes reportes de datos, incluso dentro de la misma fuente. Estas discrepancias no suponen más que la diferencia de caracterización del sistema eléctrico, manteniéndose la veracidad de los datos para todos los escenarios evaluados, más cerca o menos de la realidad, con variaciones menores al 5% en las condiciones iniciales.**

La generación eléctrica renovable de cada año se adapta a los valores de potencia futuros definidos en el escenario objetivo. Esta adaptación se realiza mediante la utilización de las curvas de producción horarias de cada tecnología, en cada año, normalizadas con la potencia instalada ese mismo año para cada tecnología en cuestión. Así mismo, la tabla 14 muestra los valores de energía eléctrica producida por las tecnologías renovables considerando la potencia prevista en el PNIEC [5], la energía producida por la combinación de térmica renovable, cogeneración y residuos, la demanda total (incluyendo la del vehículo eléctrico) y la demanda que queda sin abastecer. Cabe destacar que los perfiles horarios de generación para la energía fotovoltaica no vienen explícitamente definidos para todos los años en los datos ofrecidos por REE [34], sino que sólo están caracterizados para el intervalo 2016-2018. Para el resto de los años se ha utilizado un perfil creado a partir del promedio de valores horarios de estos tres años en los que sí están definidos.

Año	Nuclear (GWh)	Petróleo /Gas (GWh)	Carbón (GWh)	Ciclo combinado (GWh)	Eólica (GWh)	Hidráulica (GWh)	Solar FV (GWh)	Solar térmica (GWh)	Térmica renovable <sup>(1)</sup> (GWh)	Cogeneración y residuos (GWh)	Intercambios internacionales (GWh)	Conexión baelárica (GWh)	Demanda (GWh)
2019	55,957	0	11,090	51,569	52,383	23,357	9,215	5,199	3,650	32,380	6,693	-1,664	249,828
2018	53,268	0	35,434	26,910	48,926	32,648	7,578	4,441	3,596	31,928	10,965	-1,215	254,480
2017	55,599	0	42,744	34,150	47,144	17,221	7,814	5,282	3,684	31,177	8,994	-1,160	252,649
2016	55,687	0	35,220	25,896	47,292	33,899	7,248	5,059	3,634	28,792	7,576	-1,226	249,077
2015	54,718	0	51,350	25,850	48,006	26,004	7,839	5,085	4,615	26,962	-133	-1,336	248,959
2014	54,753	0	41,575	21,579	51,205	36,372	7,794	4,959	4,781	25,596	-3,554	-1,281	243,780
2013	54,277	0	37,545	24,618	54,629	34,663	7,915	4,442	5,064	31,989	-6,732	-1,269	247,141
2012	58,531	0	49,994	38,237	48,114	18,530	7,803	3,443	4,736	33,716	-11,200	-570	251,334
2011	55,039	0	39,404	50,596	41,669	29,405	7,081	1,823	3,792	32,037	-6,090	-	254,755
2010	59,064	1,825	20,817	64,544	42,774	39,327	6,140	692	3,172	30,845	-8,333	-	260,867

Tabla 12. Producción del sistema eléctrico español.

Año	Nuclear (MW)	Petróleo /Gas (MW)	Carbón (MW)	Ciclo combinado (MW)	Eólica (MW)	Hidráulica (MW)	Solar FV (MW)	Solar térmica (MW)	Térmica renovable <sup>(1)</sup> (MW)	Cogeneración y residuos (GWh)
2019	7,126	0	9,222	24,562	25,257	20,412	8,594	2,306	1,071	6,239
2018	7,117	0	9,562	24,562	23,091	20,376	4,466	2,304	859	6,305
2017	7,117	0	9,536	24,948	22,922	20,359	4,439	2,304	852	6,400
2016	7,573	0	9,536	24,948	22,900	20,359	4,430	2,299	743	7,277
2015	7,573	0	10,468	24,948	22,864	20,359	4,420	2,300	742	7,361
2014	7,866	520	10,972	25,348	22,845	19,443	4,428	2,300	1,012	7,075
2013	7,866	520	11,131	25,353	22,854	19,437	4,422	2,300	975	7,089
2012	7,853	520	11,248	25,340	22,573	19,379	4,298	2,000	953	7,240
2011	7,777	1,492	11,700	25,235	21,091	19,156	4,047	1,049	858	7,282
2010	7,777	2,860	11,380	25,235	20,057	19,139	3,458	682	1,050	6,992
PNIEC	3,181	0	0	24,562	50,333	24,133	39,181	7,303	1,649	4,011

Tabla 13. Potencia instalada en el sistema eléctrico español.

(1) Considera biomasa, biogás y geotérmica.

Año	Eólica (GWh)	Solar FV (GWh)	Solar térmica (GWh)	Hidráulica (GWh)	Térmica renovable + cogeneración + residuos (GWh)	Demanda total (GWh)	Demanda no abastecida (GWh)
2019	104,390	66,520	16,038	27,615	36,030	310,603	60,009
2018	106,648	66,486	14,075	38,668	35,524	315,255	53,854
2017	103,521	68,968	16,742	20,416	34,861	313,423	68,915
2016	103,945	64,106	16,070	40,183	32,426	309,851	53,122
2015	105,680	66,855	15,936	30,827	31,577	309,733	58,858
2014	112,818	66,796	15,810	45,147	30,377	304,554	33,606
2013	120,314	66,928	15,293	43,039	37,053	307,916	25,290
2012	107,285	67,026	14,944	23,076	38,452	312,108	61,326
2011	99,441	66,730	15,387	37,044	35,829	315,529	61,098
2010	107,341	66,789	15,052	49,590	34,017	321,641	48,852

Tabla 14. Generación renovable con potencia futura.

La variabilidad de la energía anual producida por las tecnologías representadas en la tabla 14 es mostrada en la figura 23, dónde se muestran los valores anuales máximo, mínimo y promedio para cada una de ellas. Como se puede observar, la fuente más volátil es la hidráulica ( $35.56 \text{ GWh} \pm 42.6\%$ ), seguida del viento ( $107,138 \text{ GWh} \pm 12.3\%$ ), mientras que, en el lado opuesto, la desviación estándar de la producción anual fotovoltaica durante la década analizada es menor que el 3.9%.

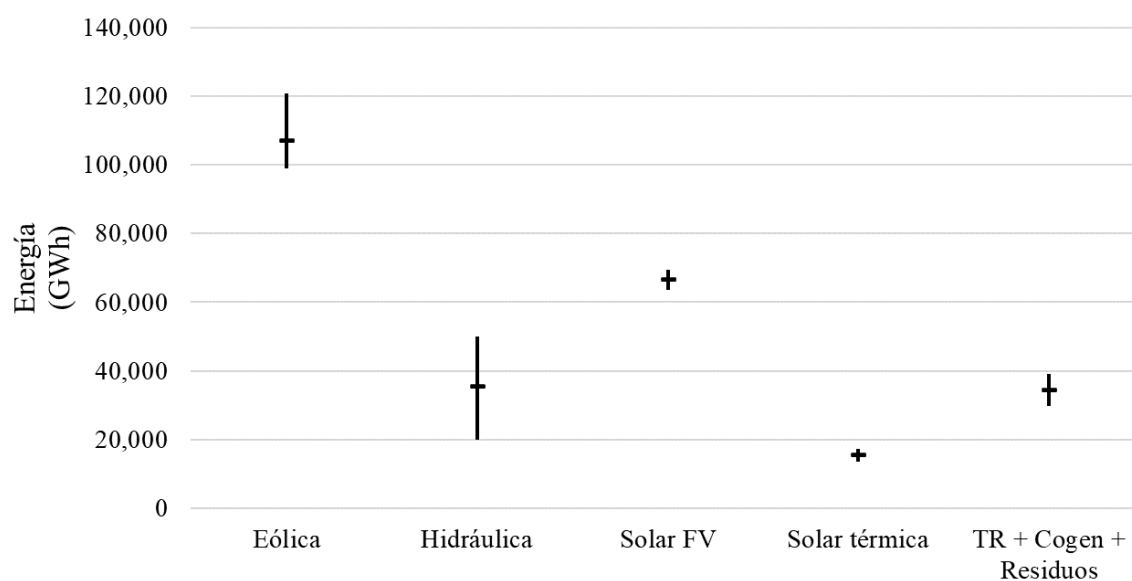


Figura 23. Producción energética máxima, mínima y promedio de la década de estudio.

Por otro lado, es necesario complementar la demanda anual de cada año con la correspondiente a la inclusión del vehículo eléctrico. Como hipótesis, se establece que el consumo derivado de la electrificación del transporte ligero es el definido en la evaluación llevada a cabo en la evaluación anterior ( $60.78 \text{ TWh}$ ) y que es el mismo valor para todos los años analizados. En la figura 24 se muestra el consumo energético total para todos los escenarios considerados.



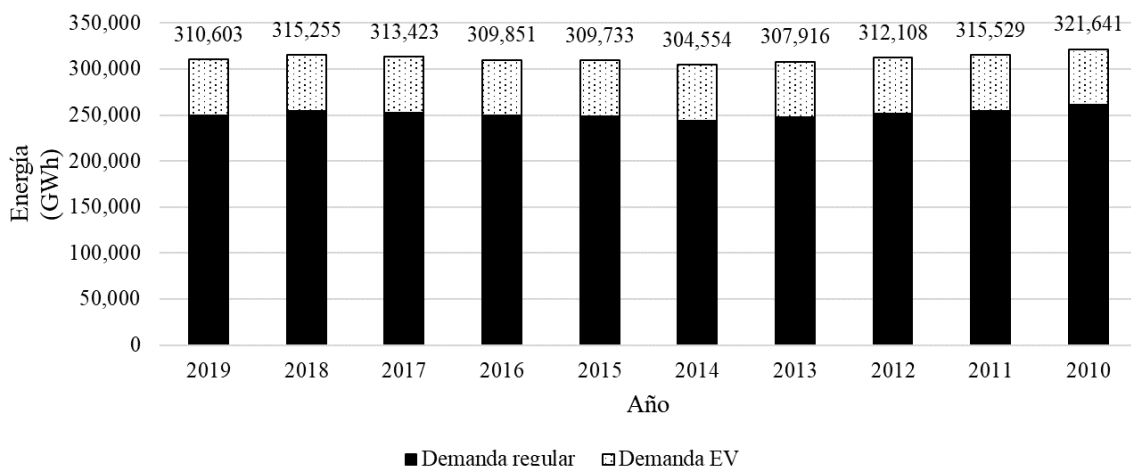


Figura 24. Consumo de energía eléctrica durante la última década incluyendo la demanda del vehículo eléctrico.

De manera análoga a cómo se hacía en la figura 23 con la producción energética, la figura 25 representa los valores máximo, mínimo y promedio del consumo energético desglosado por cada estación, considerando la demanda nominal (sin vehículo eléctrico) de toda la década. En ella se muestra cómo las estaciones más volátiles son invierno y verano, cómo se podría esperar a causa del gran consumo energético en climatización.

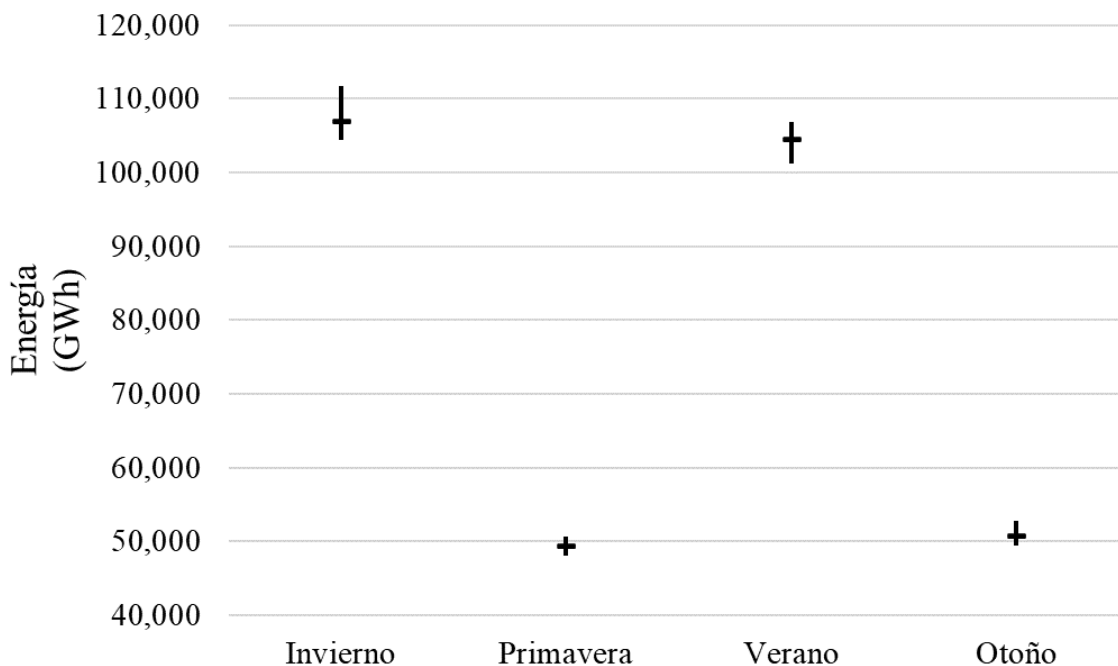


Figura 25. Consumo energético máximo, mínimo y promedio de la década de estudio.

Para completar el análisis temporal de la última década e incluir la parte económica del mismo, es necesario definir los valores de amortización e inversión de cada tecnología en uso del sistema para poder realizar la estimación del LCOE. La tabla 15 proporciona toda la información asociada a la componente económica de la evaluación, de acuerdo a la información que nos proporcionan los estudios de Arcos-Vargas, A. [10], Lazard [49] y por estimación propia.

Tecnología	Periodo de amortización (years)	Inversión (€/kW)	Precio de la energía (€/MWh)
Eólica instalada	25.0	1,300	-
Eólica futura	25.0	900	-
FV instalada	25.0	1,500	-
FV futura	25.0	500	-
FV adicional	25.0	500	-
FV sobre tejado	25.0	1,000	-
Solar térmica instalada	40.0	5,000	-
Solar térmica futura	40.0	5,000	-
Hidráulica instalada	60.0	2,000	-
Hidráulica futura	60.0	2,000	-
Baterías ion-litio	13.7	100*	-
Térmica renovable + cogen+ residuos	-	-	50

Tabla 15. Parámetros económicos.

\* Inversión en €/kWh. Este valor es una estimación a largo plazo basado en las tendencias actuales de disminución de costes que consideran los avances tecnológicos recientes y la estructura de mercado. Sin embargo, el impacto de este coste es evaluado en el análisis de sensibilidad ya que podría sufrir variaciones en el futuro.

Cabe destacar que para el caso de la cogeneración se hace una excepción y se ofrece el coste de generación de la energía. Esto es debido a que la formulación aplicada para el cálculo del LCOE no tiene en cuenta costes operacionales, despreciables para el caso de la tecnología renovable, por lo que la contribución correspondiente a esta tecnología se contabiliza en función de la energía abastecida por la misma. Además, el valor de la inversión por kW de potencia instalada de tecnología FV adicional ahora es de 500 €/kWp debido a la instalación en plantas fotovoltaicas y no sobre tejados.

### 3.4.1.2 Escenario más desfavorable.

A partir de toda la información recolectada de la última década, se está en disposición de establecer el escenario más desfavorable en función de los criterios establecidos en la metodología.

En primer lugar, se seleccionan los perfiles de generación con un menor factor de capacidad para cada una de las tecnologías entre todos los años considerados. Para ello se toma en cuenta la generación total incluyendo la capacidad instalada prevista en el [PNIEC \[5\]](#). La tabla 16 presenta los valores del factor de capacidad para cada tecnología y año (menores valores marcados en rojo).

Año	Factor de Capacidad (h)				
	Eólica	Hidráulica	Solar FV	Solar Térmica	TR + Cogen + Residuos
2019	2,074	1,144	1,072 <sup>†</sup>	2,255	4,929
2018	2,119	1,602	1,697	1,927	4,959
2017	2,057	846	1,760	2,292	4,807
2016	2,065	1,665	1,636	2,200	4,043
2015	2,100	1,277	1,774	2,211	3,897
2014	2,241	1,871	1,760	2,156	3,756
2013	2,390	1,783	1,790	1,931	4,595
2012	2,131	956	1,815	1,722 <sup>†</sup>	4,693
2011	1,976	1,535	1,750	1,738 <sup>†</sup>	4,402
2010	2,133	2,055	1,776	1,015 <sup>†</sup>	4,230

Tabla 16. Factor de capacidad por tecnología y año.

<sup>†</sup> Valores excluidos del análisis del caso más desfavorable debido a las grandes variaciones de potencia instalada durante ese mismo año, que no permiten identificar apropiadamente factor de capacidad de las mismas, para esa tecnología, durante el año en cuestión.

Por otro lado, se escogen los perfiles de consumo eléctrico con mayor cantidad de energía a abastecer para cada una de las estaciones del año. Adicionalmente, se incluye la energía asociada al consumo procedente del vehículo eléctrico. Por tanto, este nuevo escenario más desfavorable queda definido según los valores mostrados en la tabla 17, en la que, además, se indica el año del que se ha obtenido cada perfil.

Escenario	Eólica	Hidráulica	Solar FV	Solar térmica	TR + Cogen + Residuos	Demanda	Demanda no abastecida
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Worst Case	99,441	20,416	64,106	14,075	30,377	321,921	93,506
Reference year	2011	2017	2016	2018	2014	Winter - 2010 Spring - 2010 Summer - 2017 Autumn - 2010	

Tabla 17. Escenario más desfavorable.

### 3.4.1.3 Conclusiones.

La variabilidad de los perfiles de generación y demanda de cada año muestran los diferentes escenarios que se pueden presentar en el sistema eléctrico español, llegando hasta valores del 42,6 % de variación para el caso de producción hidráulica entre los años de mayor y menor generación. La definición de un escenario que represente las condiciones más desfavorables permitirá dimensionar un sistema que satisfaga todas las condiciones de variabilidad.

### 3.4.2 Análisis del sistema eléctrico durante la última década y escenario más desfavorable.

Tras la definición del problema completo, se está en disposición de aplicar el algoritmo de optimización a los once escenarios definidos. De este modo, se estima la configuración óptima de mínimo coste de potencia fotovoltaica adicional y almacenamiento que permita suministrar la energía no abastecida, derivada de la diferencia entre la producción mediante la potencia instalada prevista por el PNIEC y la demanda total, incluyendo el vehículo eléctrico.

#### 3.4.2.1 Resultados.

La aplicación del algoritmo a los datos definidos en el apartado anterior, considerando las hipótesis establecidas para el caso base en la sección 2.4.1., proporciona los resultados mostrados en la tabla 18, en la que se incluye la potencia fotovoltaica adicional instalada, la capacidad de almacenamiento en baterías y el LCOE del sistema, calculado respecto a los datos definidos en la tabla 15.

Año	Gestionabilidad 40%		
	Potencia FV adicional (GW)	Sistema de almacenamiento (GWh)	LCOE (€/MWh)
2019	81.1	291.0	35.9
2018	74.4	272.0	34.2
2017	99.7	319.0	36.8
2016	94.3	283.0	35.2
2015	93.0	300.0	35.4
2014	51.8	235.0	31.9
2013	45.2	223.0	32.3
2012	98.3	312.0	37.3
2011	83.7	290.0	35.1
2010	65.1	256.0	32.1
<b>Año más desfavorable</b>	<b>146.2</b>	<b>370.0</b>	<b>38.6</b>

Tabla 18. Potencia fotovoltaica adicional, capacidad de almacenamiento y LCOE resultante (análisis temporal).

Se puede observar que los valores del coste de la electricidad varían entre 31.9 €/MWh y 37.3 €/MWh para el caso de los años nominales, llegando a un valor máximo de 38.6 €/MWh en el caso más desfavorable. Los resultados muestran que un sistema compuesto por 146 GW de potencia solar fotovoltaica adicional, acompañado de un sistema de almacenamiento con una capacidad instalada de 370 GWh, son capaces de abastecer la demanda completa para las condiciones más adversas, cubriendo cualquier combinación entre producción y demanda de los últimos diez años.

El sistema de instalaciones fotovoltaicas y de baterías de ion-litio definen el nuevo sistema eléctrico para todos los años, complementando la generación eléctrica de cada año adaptada a las previsiones de potencia instalada del PNIEC [5]. La figura 26 muestra la contribución energética de cada tecnología, durante la última década y el escenario más desfavorable, junto a la demanda abastecida y el excedente total de sobreproducción. Este exceso de energía toma valores entre 37 TWh (12.0% de la demanda total) en 2013 y 76 TWh (24.5%) en 2016, ascendiendo hasta un total de 108 TWh (33.5%) para el caso más adverso. Además, se asume que es desperdiciado, aunque podría ser usado para aplicaciones alternativas o incluso exportado a otros países.

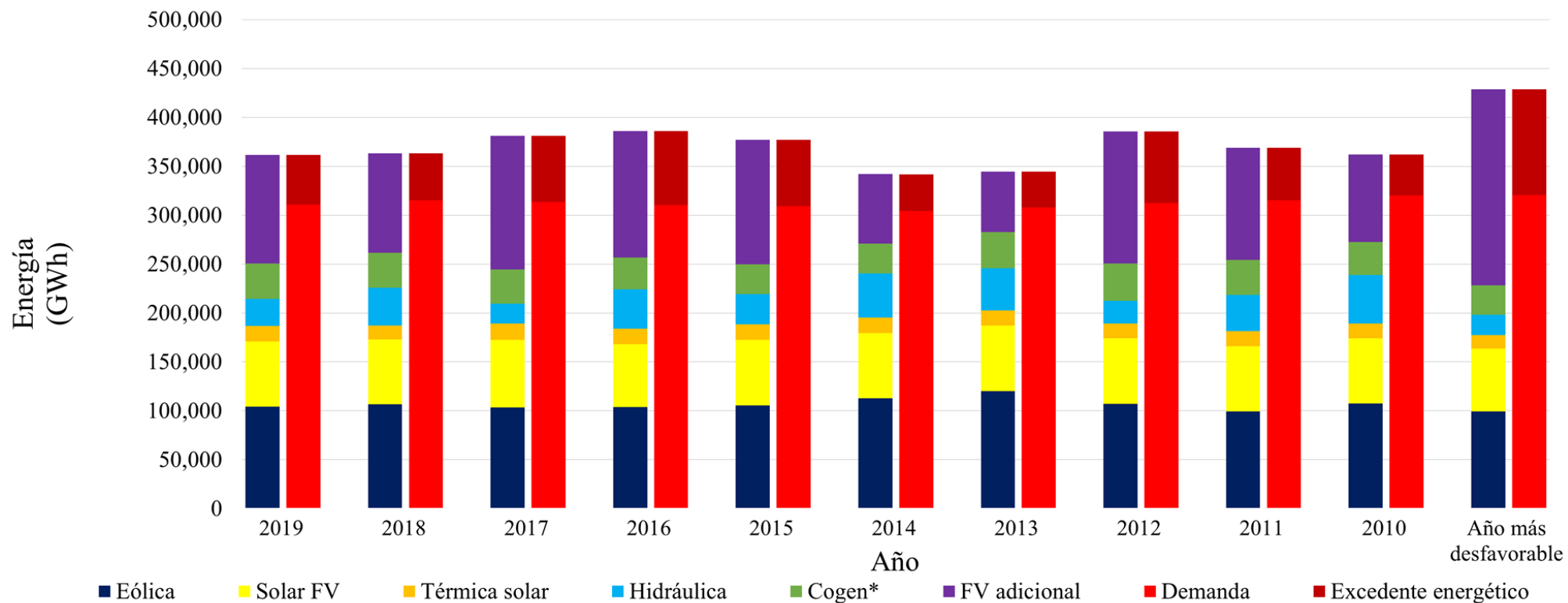


Figura 26. Contribución energética óptima en el sistema eléctrico español durante la década 2010-2019.

\*Incluye térmica renovable más residuos.

En particular, para el caso más desfavorable, la aplicación del algoritmo proporciona la curva isocuanta de abastecimiento energético completo, que define las combinaciones posibles de potencia fotovoltaica y capacidad de almacenamiento compatibles con el sistema. La figura 27 muestra los límites asintóticos de potencia fotovoltaica mínima necesaria, 72GWp, y tamaño mínimo del sistema de baterías, 296 GWh, de forma análoga a como se hacía para el escenario *brownfield* en la figura 20.

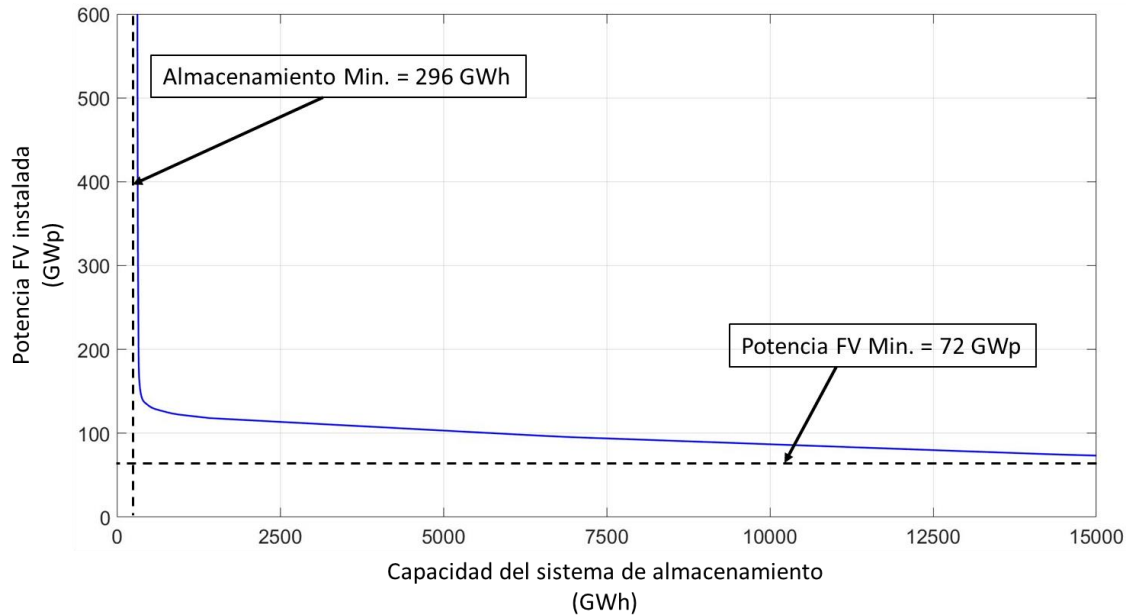


Figura 27. Curva isocuanta de compatibilidad FV-almacenamiento (Caso más desfavorable – 40% gestionabilidad).

Por otro lado, la figura 28 muestra los valores de LCOE relativos para el sistema de almacenamiento y fotovoltaico adicional, con el objetivo de caracterizar la configuración óptima. Para ello se ha representado un LCOE particular considerando sólo la energía abastecida con estas dos tecnologías, identificando el comportamiento relativo entre el aumento/disminución de capacidad de almacenamiento instalada y potencia fotovoltaica desplegada. Tal y como se puede observar, los resultados mostrados en la figura 27, son cualitativamente similares a los que se muestran en la figura 21 relativos al escenario *brownfield*.

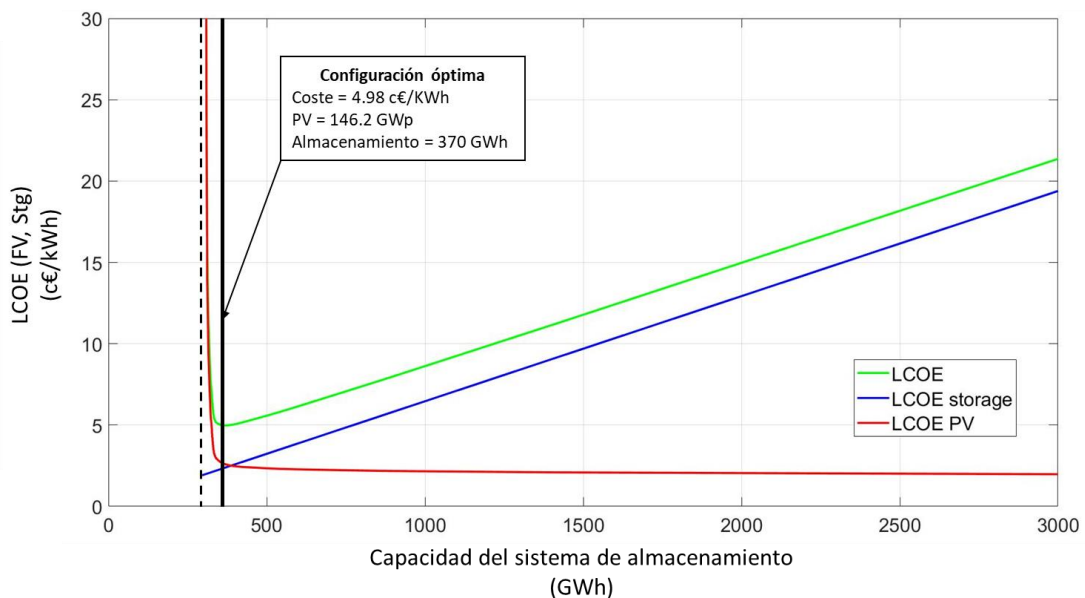


Figura 28. Configuración óptima del sistema (Caso más desfavorable – 40% gestionabilidad).

### 3.4.2.2 Conclusiones.

Los resultados obtenidos ofrecen una solución muy interesante como sistema eléctrico descarbonizado, desde una perspectiva técnica, respecto a la potencia y capacidad necesaria para satisfacer la demanda en el caso de las condiciones más adversas, y económica, con unos valores del LCOE resultante muy interesante, inferiores a los actuales del mercado.

Una de las debilidades de este modelo es la cantidad de energía excedente, que asciende hasta un 33.5% de la generación total, ya que para disminuir este excedente energético sería necesario aumentar el sistema de almacenamiento, penalizando el LCOE. Aun así, esta energía sobrante podría ser exportada a otros sistemas eléctricos adyacentes o utilizadas para usos alternativos, como podría ser la electrificación de otros sectores.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Gutiérrez, F. et al \[43\]](#).

### 3.4.3 Análisis de sensibilidad.

Para evaluar el efecto que tienen los parámetros definidos en la metodología sobre los valores del LCOE obtenidos por el sistema, se realiza el análisis de sensibilidad considerando todos los escenarios analizados, incluyendo el caso más desfavorable. Esta sección se divide en 5 subapartados, uno por parámetro seleccionado.

#### 3.4.3.1 Gestionabilidad de energía eléctrica.

En este estudio, se ha restringido la gestionabilidad energética sólo a la energía hidráulica. Con el objetivo de realizar un análisis del papel que tiene esta variable en el sistema eléctrico, se establecen varios porcentajes de gestionabilidad adicionales al caso base (40%) y se aplica el algoritmo de optimización a todos ellos: 55%, 70% y 85%.

Como consecuencia, se obtienen los valores de potencia fotovoltaica adicional, almacenamiento y LCOE del sistema para todos los niveles de gestionabilidad y todos los años considerados en el estudio, incluyendo el escenario más desfavorable. La tabla 19 muestra los resultados obtenidos para toda la casuística definida.

Año	Gestionabilidad 40%			Gestionabilidad 55%			Gestionabilidad 70%			Gestionabilidad 85%		
	Potencia FV (GW)	Sistema de almacenamiento (GWh)	LCOE (€/MWh)	Potencia FV (GW)	Sistema de almacenamiento (GWh)	LCOE (€/MWh)	Potencia FV (GW)	Sistema de almacenamiento (GWh)	LCOE (€/MWh)	Potencia FV (GW)	Sistema de almacenamiento (GWh)	LCOE (€/MWh)
2019	81.1	291.0	35.9	75.7	277.0	35.3	71.8	266.0	34.9	69.1	256.0	34.5
2018	74.4	272.0	34.2	67.8	255.0	33.5	62.5	244.0	33.0	61.1	228.0	32.5
2017	99.7	319.0	36.8	93.0	306.0	36.2	87.7	296.0	35.7	81.1	294.0	35.4
2016	94.3	283.0	35.2	79.7	273.0	34.3	71.8	257.0	33.5	67.8	240.0	32.9
2015	93.0	300.0	35.4	82.4	287.0	34.6	77.1	271.0	33.9	71.8	262.0	33.5
2014	51.8	235.0	31.9	46.5	217.0	31.2	43.9	201.0	30.7	42.5	187.0	30.3
2013	45.2	223.0	32.3	39.9	203.0	31.5	37.2	185.0	31.1	34.5	174.0	30.7
2012	98.3	312.0	<b>37.3</b>	87.7	298.0	36.5	79.7	290.0	36.0	77.1	275.0	35.5
2011	83.7	290.0	35.1	75.7	275.0	34.4	70.4	261.0	33.8	67.8	247.0	33.4
2010	65.1	256.0	32.1	59.8	237.0	31.4	55.8	222.0	30.9	54.5	205.0	<b>30.4</b>
Año más desfavorable	<b>146.2</b>	<b>370.0</b>	<b>38.6</b>	<b>131.6</b>	<b>360.0</b>	<b>37.7</b>	<b>123.6</b>	<b>345.0</b>	<b>37.0</b>	<b>117.0</b>	<b>334.0</b>	<b>36.4</b>

Tabla 19. Contribución energética óptima en el sistema eléctrico español durante la década 2010-2019.



La figura 29 presenta los valores del LCOE asociados a cada año para los cuatro porcentajes de gestionabilidad mostrando una clara tendencia decreciente con el aumento de la gestión energética. Esto se debe a la mayor cantidad de energía disponible para ser transferida a los instantes más desfavorables de las curvas de consumo, disminuyendo sustancialmente la componente estacional del sistema de almacenamiento, que sólo es útil para la cobertura de ciertas horas en los periodos de déficit energético, generalmente situados en los meses de invierno, y adyacentes, debido a la menor contribución fotovoltaica.

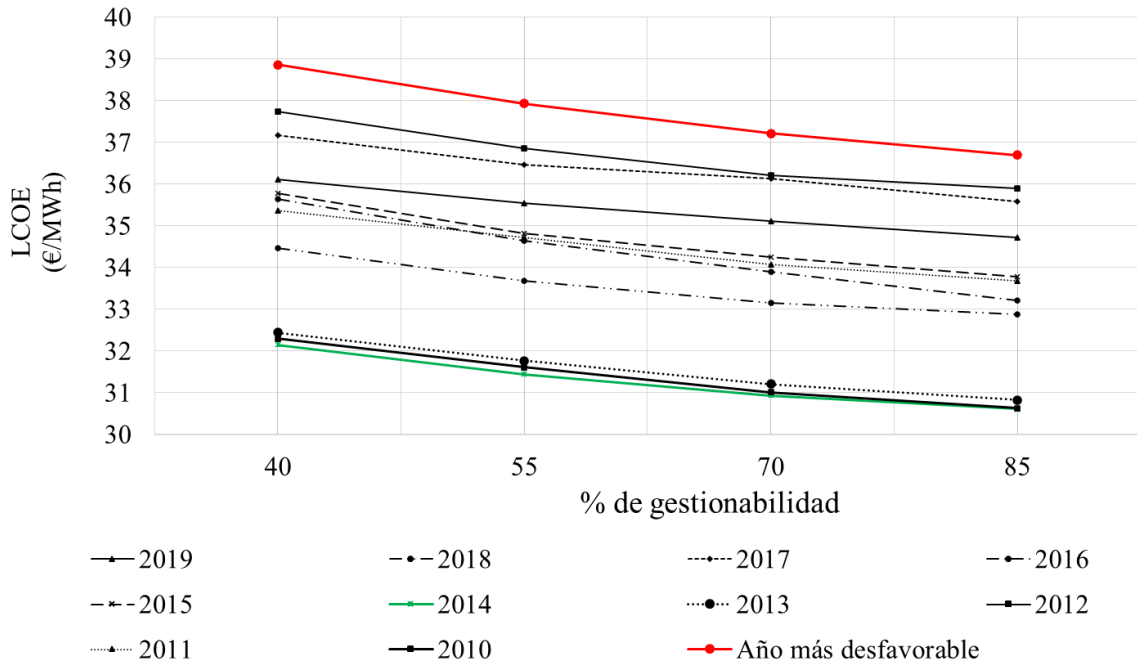


Figura 29. Sensibilidad a la gestionabilidad.

A pesar de la disminución de los valores del LCOE con el aumento del porcentaje de gestionabilidad, la elasticidad promedio del LCOE respecto a esta variable sólo es del -0.04 para un rango de variación del 113% en la gestionabilidad de la energía generada mediante tecnología hidráulica.

Particularizando para el caso más desfavorable, la figura 30 muestra los valores del LCOE calculado para cada configuración posible de potencia fotovoltaica y capacidad de almacenamiento instalada, considerando los cuatro porcentajes de gestionabilidad, del mismo modo que la figura 22 los representa para el escenario *bronwfield*.

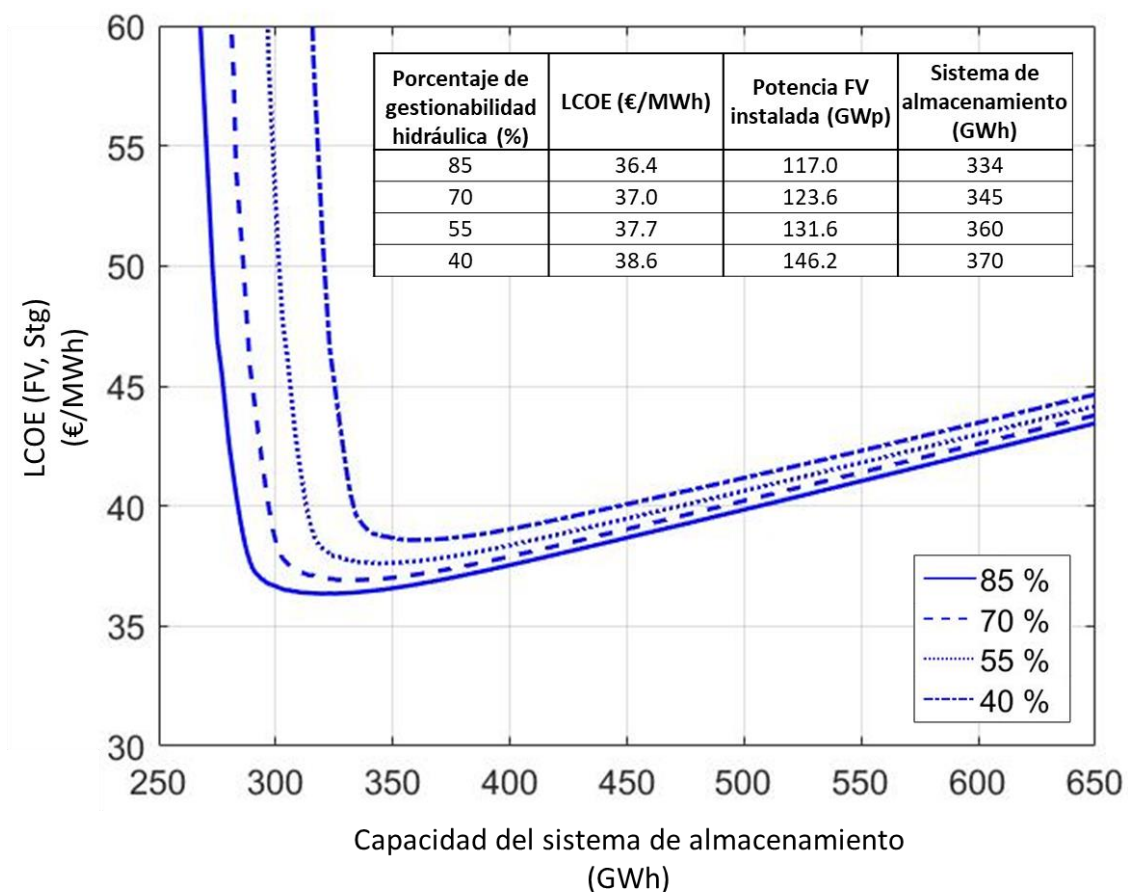


Figura 30. LCOE del escenario óptimo general (caso más desfavorable).

### 3.4.3.2 Factor de coincidencia.

La aplicación de la ecuación (2-9) proporciona los valores del factor de coincidencia para cada uno de los escenarios evaluados, que representa un indicador de sincronización o alineamiento entre producción de una tecnología y la demanda neta, a lo largo de todas las horas del año. En la figura 31 se representan los valores del CF, para el caso de la energía eólica e hidráulica, en función del LCOE, asociados al caso base (40% de gestionabilidad) e indicado el escenario más desfavorable en color rojo. La producción fotovoltaica ha sido excluida de la evaluación ya que los datos proporcionados por REE [34] no particularizaban de forma explícita el perfil horario de la energía fotovoltaica para todos los años considerados, tal y como se ha explicado en la sección 3.4.1.1.

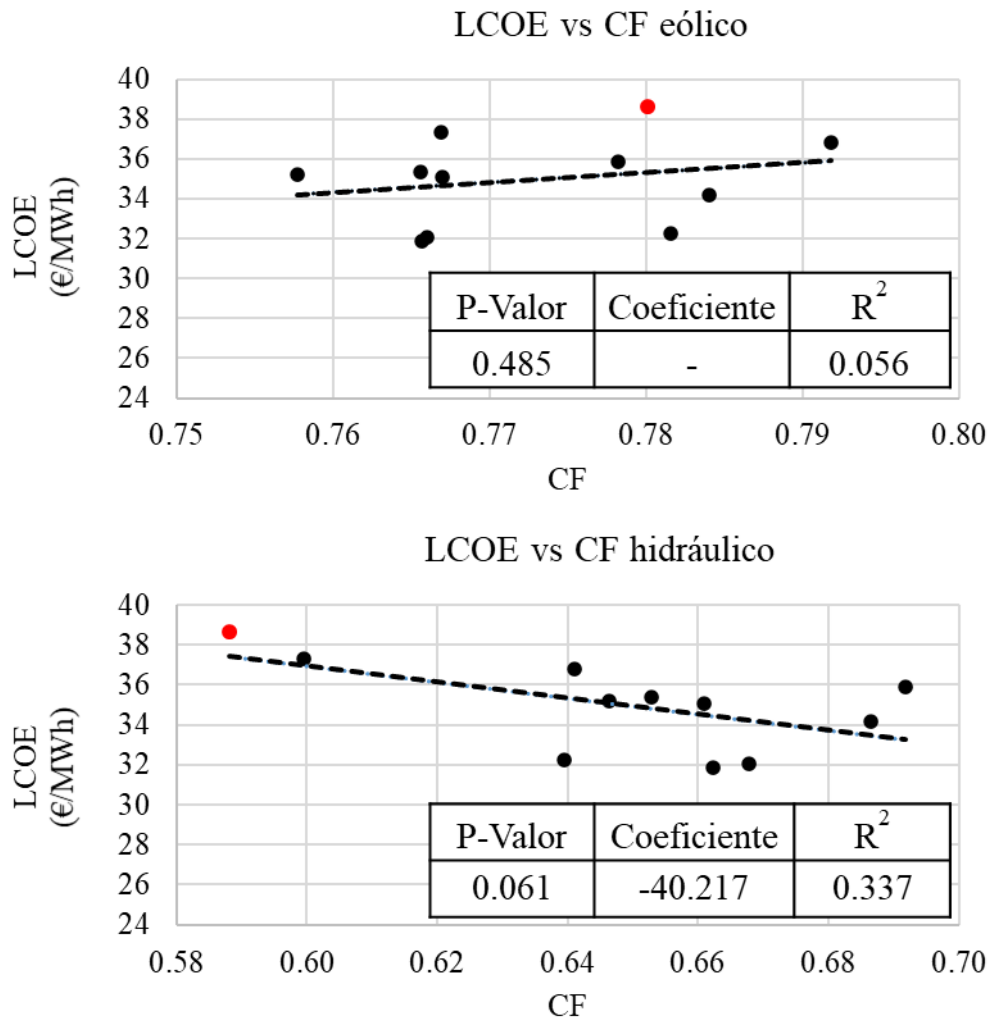


Figura 31. Sensibilidad al factor de coincidencia.

El gran valor que toma el p-valor para el caso de la energía eólica es un indicativo de que esta variable no es significativa para poder explicar los valores del LCOE, por lo que la evaluación de la misma queda finaliza en este punto. Para el caso del CF hidráulico, esta variable es significativa al 90% aproximadamente, por lo que no puede rechazarse la hipótesis nula haciendo que la influencia de esta variable pueda ser considerada en el estudio, aunque su valor de  $R^2$  sea 0.337. Como se podría esperar, existe una relación inversamente proporcional entre el CF hidráulico y el LCOE, con un coeficiente de -40.2.

### 3.4.3.3 Factor de utilización.

El siguiente coeficiente considerado en el análisis de sensibilidad es el factor de utilización definido por la ecuación (2-11). La aplicación de esta fórmula a todos los escenarios evaluados proporciona los resultados mostrados en la figura 32, en el que ha representado en función del LCOE. Del mismo modo que en el caso anterior, sólo se ha representado el UF para la producción hidráulica y eólica.

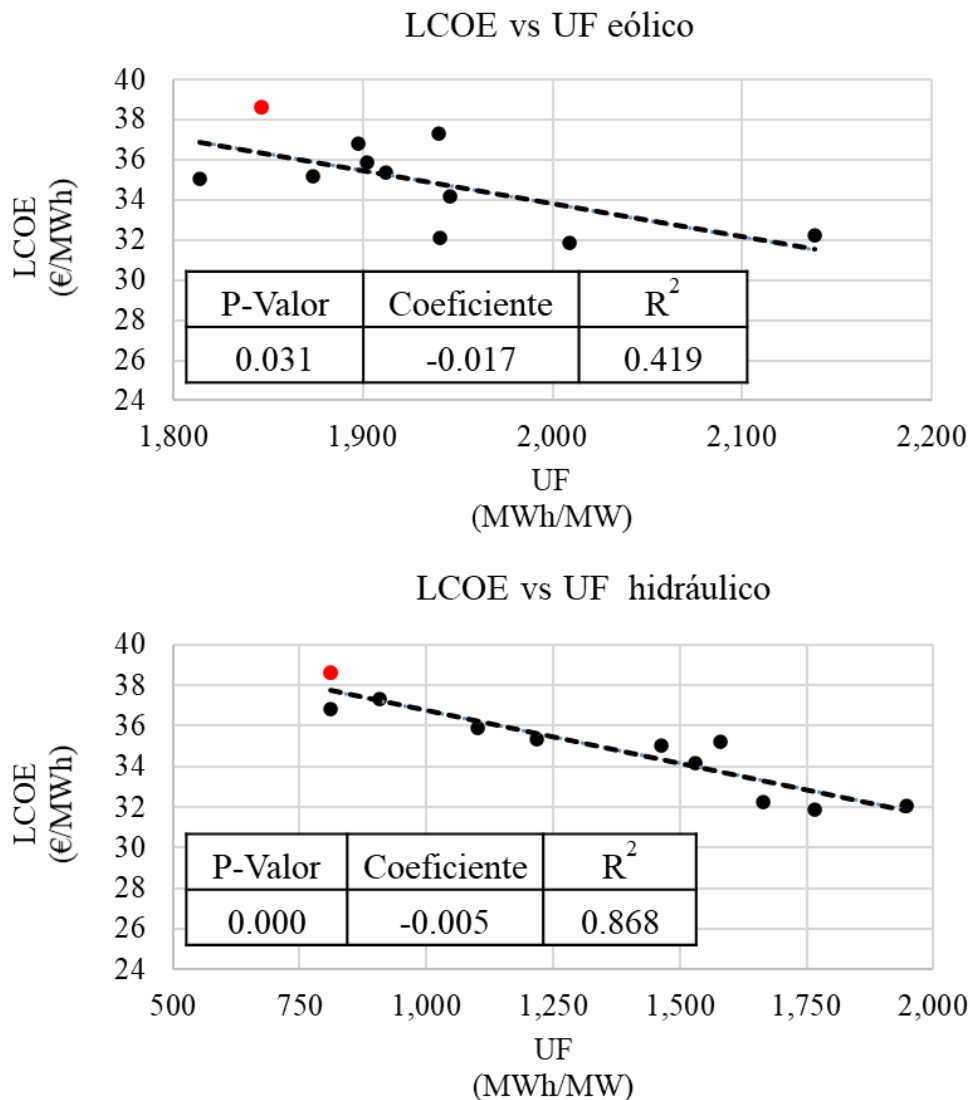


Figura 32. Sensibilidad al factor de utilización.

Para el caso del UF, se puede observar una leve tendencia decreciente de los costes de la electricidad con el incremento de este parámetro, lo que indica que, a mayor uso de las instalaciones energéticas, el coste será menor. Tal y como se puede observar en la figura 32, el p-valor es menor que 0.05 para ambas variables por lo que la hipótesis nula no puede ser rechazada y, por tanto, la consideración de estas variables en el análisis de sensibilidad sí tiene sentido.

Aunque el comportamiento es el esperado y ambas variables son significativas, el ajuste con el modelo lineal no es adecuado para el caso de la tecnología eólica ya que el valor de  $R^2$  es aproximadamente 0.42; sin embargo, para el caso del coeficiente de utilización para la generación hidráulica alcanza el valor de  $R^2 = 0.87$ , lo que parece ser una evidencia de la disminución de los costes con el incremento del uso de la energía hidráulica, formada por dos componentes, la parte no gestionable, que cubre la demanda en función de los perfiles característicos de cada año, y la gestionable, que además de abaratar los costes de almacenamiento, es usada en su totalidad.

Para el caso de coeficiente de utilización eólico, la elasticidad toma un valor de -0.44 para un rango de variación del 18% mientras que, para el caso hidráulico, la elasticidad toma un valor de -0.09 para un rango de variación del 140%.

Adicionalmente, el factor de utilización para el conjunto de todas las tecnologías del sistema es representado en la figura 33, con el que se pretende tener una idea del efecto del aprovechamiento de la capacidad instalada en los valores del LCOE.

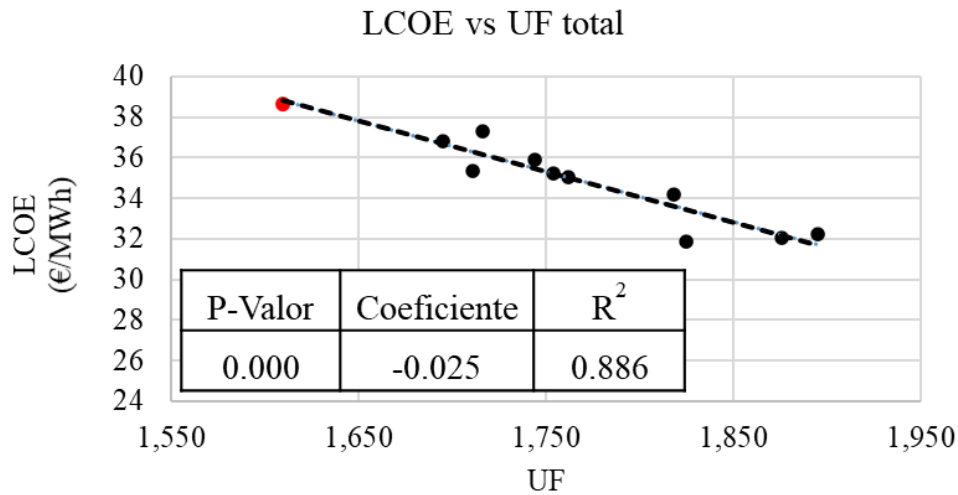


Figura 33. Sensibilidad al factor de utilización para el sistema completo.

A la vista de los resultados mostrados en la gráfica, se puede establecer que el coeficiente de utilización para el sistema completo ofrece también buenos resultados como variable explicativa, con un p-valor menor que 0.05 y un R<sup>2</sup> cercano a 0.9. Esto es debido a que, con una capacidad instalada y un consumo aproximadamente similar todos los años, la demanda neta que se necesita abastecer con la potencia fotovoltaica adicional y el sistema de almacenamiento es menor cuanto mayor es el aprovechamiento de la potencia ya instalada según el PNIEC [5].

### 3.4.3.4 Coste de potencia fotovoltaica.

En esta sección, el LCOE del sistema completo es analizado para diferentes valores del coste de inversión de los sistemas fotovoltaicos con el objetivo de analizar influencia del despliegue de los paneles en grandes plantas fotovoltaicas sobre el suelo (caso base) frente al despliegue sobre tejados.

Para ello, además del caso base ya analizado (500 €/k), el algoritmo de optimización es aplicado para tres valores adicionales de coste unitario: 667 €/kW, 833 €/kW y 1000 €/kW, representando aproximadamente escenarios hipotéticos en el cual el porcentaje de despliegue sobre tejado de la potencia fotovoltaica adicional es de 33%, 67% y 100% respectivamente, en lugar de esta completamente sobre el suelo.

Los resultados obtenidos para estos hipotéticos escenarios son mostrados en la figura 34 para el año 2014, seleccionado como un año típico, separando la contribución sobre LCOE de la potencia prevista en el PNIEC [5], de la potencia adicional fotovoltaica y del sistema de almacenamiento de baterías.

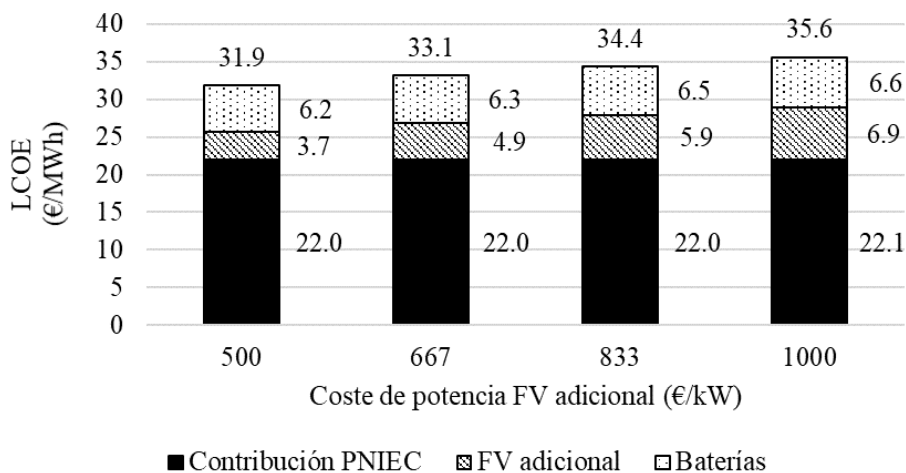


Figura 34. Sensibilidad del LCOE total al coste de inversión de sistemas fotovoltaicos.

Considerando todos los años incluidos en el análisis, el valor de elasticidad promedio es de 0.17 para un rango de variación del coste de la potencia fotovoltaica del 100%.

El incremento del coste de inversión de la tecnología fotovoltaica produce dos efectos acumulativos sobre el LCOE: 1) un incremento directo del LCOE producido por un mayor coste de inversión; 2) un incremento indirecto debido a un aumento de la capacidad instalada en la configuración óptima del sistema complementario ya que, al aumentar el coste FV, provoca que se disminuya la potencia fotovoltaica en favor del aumento de la capacidad instalada de baterías, lo cual incrementa también el LCOE.

La figura 35 muestra la variación de los valores óptimos de potencia fotovoltaica adicional instalada y de la capacidad del sistema de almacenamiento desplegada.

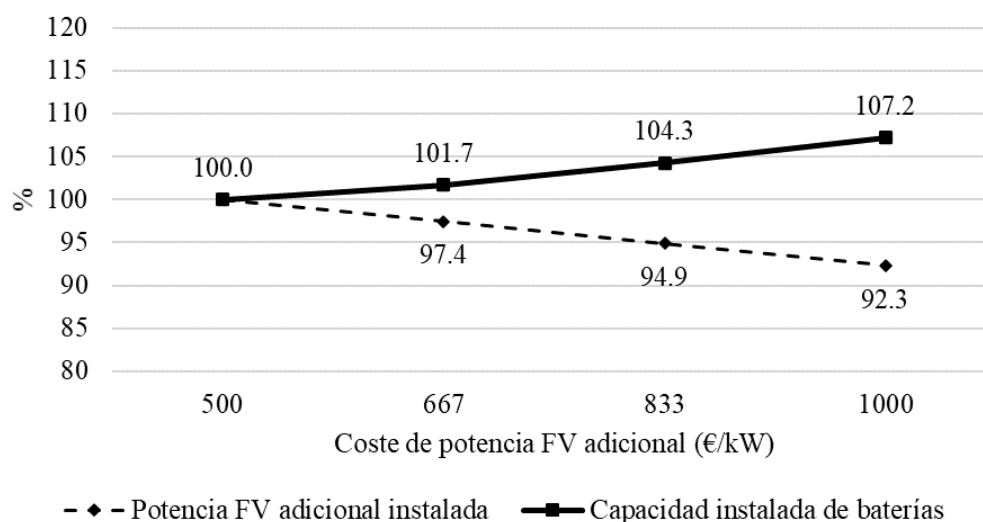


Figura 35. Variación en los valores de potencia FV adicional y capacidad de almacenamiento instaladas respecto al caso base (sensibilidad al coste de la potencia fotovoltaica).

#### 3.4.3.5 Coste de almacenamiento.

Los resultados obtenidos en este análisis muestran unos valores del LCOE relativamente bajos, en general, más pequeños que el coste actual del mercado eléctrico en Europa. Sin embargo, los valores del caso base están estimados considerando una previsión para el coste de las baterías de 100 €/kWh. Tal y como se ha mencionado en la nota de la tabla 15, la escasez de materias primas, la gran demanda, las tendencias reales de desarrollo de la tecnología, etc., podrían impactar significativamente en los costes reales del mercado de baterías y, consecuentemente, en el LCOE resultante.

Por ello, en esta sección se comparan los resultados obtenidos en el caso base con tres escenarios hipotéticos en los que se supone un coste de inversión de las baterías superior: 150 €/kWh, 200 €/kWh y 250 €/kWh. La figura 36 muestra los resultados obtenidos para el año 2014.

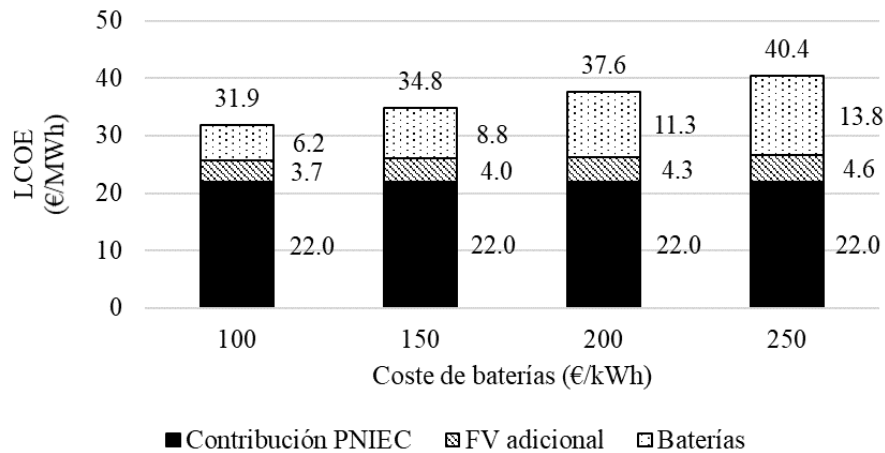


Figura 36. Sensibilidad del LCOE total al coste de inversión del sistema de almacenamiento.

Del mismo modo que se ha calculado para el análisis del incremento del coste de las instalaciones fotovoltaicas, para este caso el valor promedio de la elasticidad es de 0.19 para un rango de variación de los costes de las baterías del 150%.

Con el aumento del coste de almacenamiento con baterías, la potencia fotovoltaica considerada en la optimización aumenta, mientras que, al mismo tiempo, la capacidad instalada de baterías necesaria para abastecer toda la demanda disminuye. Es decir, un aumento relativo del coste FV/batería implica que la potencia fotovoltaica sea parcialmente sustituida por una mayor cantidad de energía disponible de almacenamiento.

La figura 37 muestra el cambio porcentual de potencia fotovoltaica adicional instalada y capacidad de almacenamiento estimada con el algoritmo de optimización. Como puede observarse, el incremento relativo de la potencia fotovoltaica instalada es aproximadamente el doble al decremento relativo de la capacidad de almacenamiento.

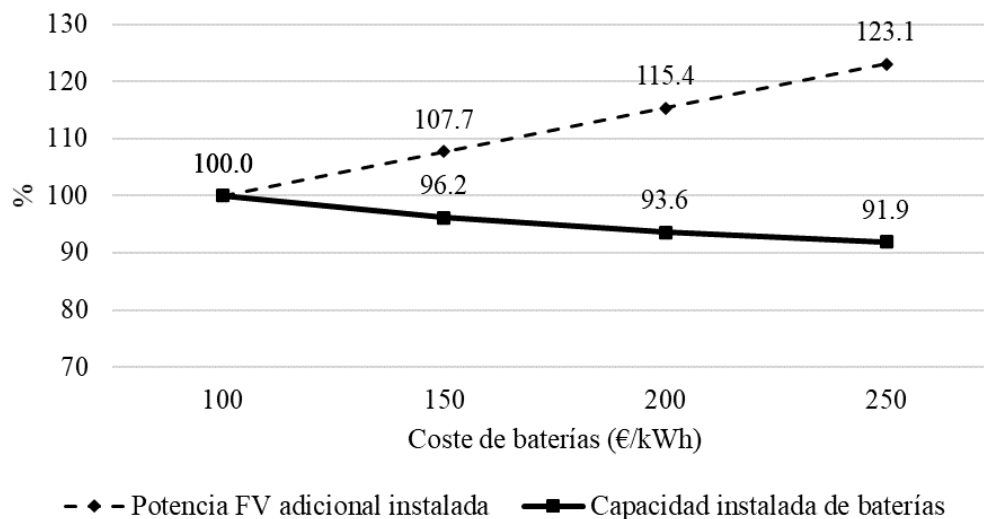


Figura 37. Variación en los valores de potencia FV adicional y capacidad de almacenamiento instaladas respecto al caso base (sensibilidad al coste de las baterías).

### 3.4.3.6 Conclusiones.

Las elasticidades obtenidas del análisis de sensibilidad se resumen en la tabla 20 para aquellas variables significativas y para la variación de coste de los sistemas fotovoltaicos y de las baterías.

Parámetro	Elasticidad del LCOE	Rango
Gestionabilidad	-0.04	1.13
UF eólico	-0.44	0.18
UF hidráulico	-0.09	1.40
Coste de baterías	0.19	1.50
Coste de sistemas FV	0.17	1.00

Tabla 20: Elasticidades del LCOE.

A la vista de los resultados, el factor de utilización eólico se convierte en el parámetro más relevante, ofreciendo una disminución del LCOE del 4.4% por cada 10% de incremento en este factor; sin embargo, este parámetro, junto al factor de utilización hidráulico, depende de las condiciones meteorológicas, por lo que la manipulación del mismo no es voluntaria, teniendo consecuencias negativas para años con condiciones más adversas.

Por otro lado, un valor de -0.04 para la elasticidad del LCOE frente a la gestionabilidad indica que un incremento del 10% en la gestionabilidad implica una disminución del LCOE de aproximadamente un 0.4%. A pesar de que este valor no es relevante, la gestionabilidad de una parte de la energía hidráulica sí que reduce sensiblemente los valores del LCOE, obteniendo buenos resultados incluso para el menor porcentaje utilizado en el estudio 40%.

Los dos últimos parámetros sí dependen de factores socioeconómicos como es el desarrollo e investigación de estas tecnologías y la inercia del mercado hacia las mismas. En los últimos años, tanto los costes de la tecnología fotovoltaica como las baterías de ion-litio han sufrido una reducción de aproximadamente el 20% anual; con aproximadamente un 2% de disminución del LCOE por cada 10% en la disminución del coste de estos sistemas, los valores del LCOE estimados en esta evaluación podrían llegar a ser reducidos entorno al 8% anual.

Para más detalle de los resultados obtenidos, puede consultarse el apartado de resultados desarrollado en [Gutiérrez, F. et al \[43\]](#).



### 3.5. Análisis de la inclusión del vehículo eléctrico.

La inclusión del vehículo eléctrico en el sistema energético español tiene consecuencias de diferente índole tanto en la producción energética, como en el cambio de los perfiles de consumo, así como el impacto medioambiental y en la infraestructura de transporte actual, entre otras.

#### 3.5.1 Estimación e impacto de la demanda del vehículo eléctrico.

Como se ha comentado en la metodología, este análisis solo considera vehículos motorizados convencionales, eliminando aquellos de dirección restringida (trenes, tranvías, etc.) y la maquinaria pesada, es decir, contempla la electrificación de coches, furgonetas, autobuses, motocicletas, ciclomotores y camiones.

En total, según [39], para el año 2018, la flota española estaba compuesta por un total de 33.7 millones de vehículos, de los cuales 32.6 se corresponden con los tipos de vehículos considerados. De todos estos, 29.8 millones pertenecen a los municipios de parte peninsular del país. En la tabla 21 se muestra el número de cada tipo de vehículo por comunidad autónoma.

CCAA	Coches	Furgonetas	Autobuses	Camiones	Motocicletas y ciclomotores	Total
Andalucía	4,080,704	412,476	9,294	462,897	655,261	5,620,632
Aragón	608,550	70,529	1,510	73,541	76,624	830,754
Asturias	516,400	46,942	1,455	40,402	57,057	662,256
Cantabria	305,540	25,170	633	31,120	39,225	401,688
Castilla La Mancha	1,073,946	129,610	2,318	150,543	112,011	1,468,428
Castilla y León	1,308,808	135,096	3,286	138,961	131,829	1,717,980
Cataluña	3,527,529	387,006	9,361	374,515	834,704	5,133,115
Comunidad Valenciana	2,567,237	198,275	4,599	277,858	386,780	3,434,749
Extremadura	589,861	71,163	1,364	68,125	55,018	785,531
Galicia	1,538,995	116,219	4,742	134,881	158,605	1,953,442
La Rioja	147,630	17,458	263	20,603	16,633	202,587
Madrid	3,759,902	394,281	11,040	260,658	364,437	4,790,318
Navarra	326,338	39,010	849	37,799	35,386	439,382
País Vasco	1,002,752	83,124	3,475	94,142	131,951	1,315,444
Región de Murcia	759,531	66,871	1,882	86,380	111,279	1,025,943
Total	22,113,723	2,193,230	56,071	2,252,425	3,166,800	29,782,249

Tabla 21. Parque de vehículos por comunidad autónoma.

La mayor parte de la flota está constituida por turismos, aproximadamente un 74.2 % del total, seguido por camiones 7.6 %, furgonetas 7.4 %, ciclomotores 5.9 %, motocicletas 4.7% y autobuses 0.2 %.

Aplicando el procedimiento descrito en la metodología se ha calculado el número de vehículos equivalentes que supone cada uno de los tipos de vehículos considerados. En la tabla 22 se muestran los principales resultados.

	Coches	Furgonetas	Autobuses	Motocicletas	Ciclomotores	Camiones
Distancia recorrida promedio anual (km/año)	12,500	19,500	55,000	11,000	11,000	100,000
Consumo específico (kWh/100 km)	16.20	22.61	144.91	7.55	3.14	96.90
Consumo promedio anual (MWh/año)	2.02	4.41	79.70	0.83	0.35	96.90
Vehículos equivalentes	1.00	2.18	39.36	0.41	0.17	47.86
Flota de vehículos	22,113,723	2,193,230	56,071	1,389,234	1,777,566	2,252,425
Flota equivalente	22,113,723	4,775,291	2,207,078	570,174	303,097	107,792,675

Tabla 22. Flota de vehículos equivalentes.

Para más detalle de los datos utilizados, puede consultarse [Gutierrez, F y Arcos, A \[40\]](#).

Respecto a la definición de las curvas de carga óptima, la solución propuesta a este problema consiste en distribuir la carga de los vehículos durante las horas con menos consumo eléctrico nominal. Esto supone varias ventajas como puede ser la disminución del impacto de la nueva demanda asociada al vehículo eléctrico en la red de distribución actual, ya que con una curva óptima de carga basada en este criterio evitaría la aparición de picos de consumo eléctrico. Además, los costes de la electricidad durante las horas de menor consumo suelen ser inferior. En la figura 38 se representa, sin considerar la demanda asociada a los camiones, la demanda actual, en rojo, y la demanda complementaria asociada al vehículo eléctrico, en amarillo, distribuida durante los periodos de menor consumo eléctrico. Cabe destacar que, cuando se iguala el consumo en todas las horas del día, la demanda restante debida a la electrificación de los vehículos se distribuye equitativamente durante las demás horas del día.

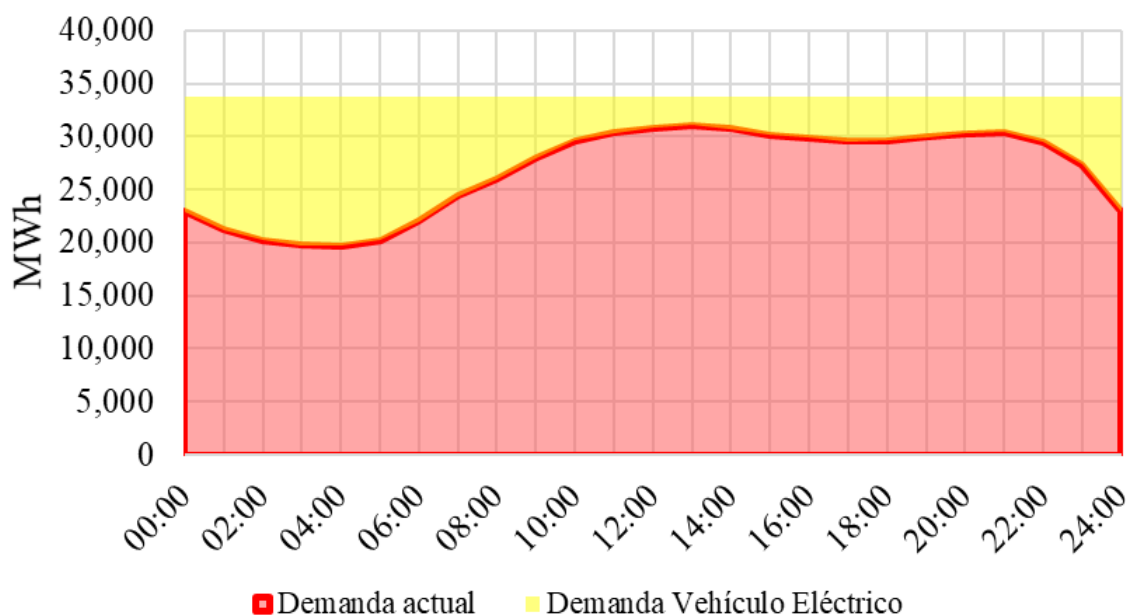


Figura 38. Escenario óptimo de carga del vehículo eléctrico.

Sin embargo, esto es estimación del esquema óptimo de carga que definen perfiles adaptados al consumo actual. El comportamiento real del proceso de carga llevado a cabo por los consumidores será diferente, siguiendo los hábitos de cada usuario, sus necesidades y la adaptación a los nuevos requerimientos de los vehículos eléctricos.

Respecto al posible impacto en la red, los valores más alto de consumo horarios durante la última década asciende hasta aproximadamente 40,000 MWh, límite seguro de operación que puede ser establecido como referencia en esta evaluación. Según la figura 35, si se lleva a cabo una carga óptima de los vehículos eléctricos el sistema soportaría la demanda asociada al vehículo eléctrico, sin embargo, el comportamiento real de los consumidores no se adaptará a dicho escenario óptimo por lo que pueden aparecer posibles problemas de congestión en la red de transmisión. Aun así, la electrificación de la flota completa de vehículos eléctricos de España no será inmediata, por lo que esta progresiva transición permitirá solventar los problemas a medida que se vaya produciendo la inclusión del vehículo eléctrico en el sistema.

En el caso de considerar la electrificación de los camiones, el perfil de carga óptimo ascendería hasta un consumo horario de aproximadamente 58,000 MWh que, añadido a las fluctuaciones derivada del comportamiento de carga real, generaría la necesidad de una adaptación de la red y de los sistemas. Estudio fuera del alcance de esta investigación.

Por último, se realiza una evaluación del impacto medioambiental asociado a la transición al vehículo eléctrico. En la tabla 23 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el parque de vehículos real, calculadas a partir del consumo promedio de combustible para cada tipo de vehículo seleccionado, considerando unos valores promedios de emisiones de CO<sub>2</sub> de 2.35 kgCO<sub>2</sub>/l de gasolina y 2.64 kgCO<sub>2</sub>/l de gasoil según el [Ministerio de Fomento del Gobierno de España \[50\]](#). Adicionalmente, según [39], el 99% de los autobuses y el 96% de los camiones usan motores de gasoil, mientras que el 99% de las motocicletas y ciclomotores usan motores de gasolina. Para esta evaluación se ha considerado que todos los autobuses y camiones usan motores de gasoil y las motocicletas y ciclomotores de gasolina, sin considerar los casos especiales de diseños alternativos.

Tipo de vehículo	Consumo (l/100 km)		Vehículos totales		Distancia promedio recorrida anual (km/año)	Emisiones (10 <sup>6</sup> tCO <sub>2</sub> /año)		
	Gasolina	Gasoil	Gasolina	Gasoil		Gasolina	Gasoil	Totales
Coches	9.2	7.0	9,678,097	12,435,626	12,500	26,155,056	28,726,297	54,881,353
Furgonetas	13.5	11.7	371,758	1,821,472	19,500	2,299,835	10,971,017	13,270,852
Autobuses	-	28.0	-	56,071	55,000	-	2,279,623	-
Motocicletas	6.4	-	1,389,234	-	11,000	2,298,349	-	-
Ciclomotores	2.7	-	1,777,566	-	11,000	1,221,772	-	-
Camiones	-	29.5	-	2,252,425	100,000	-	175,418,859	-
Total	11.7	9.5	13,216,655	16,565,594	-	31,975,011	217,395,795	249,370,807
Total (sin camiones)	11.7	7.7	13,216,655	14,313,169	-	31,975,011	41,976,936	73,951,948

Tabla 23. Ahorro en emisiones derivadas del vehículo eléctrico.

La reducción directa anual de emisiones debido al desuso de combustibles fósiles asciende hasta 73,951,948 toneladas de CO<sub>2</sub> sin considerar camiones y 249,370,807 toneladas de CO<sub>2</sub> para el caso de todos los tipos de vehículos. Sin embargo, la producción de energía eléctrica necesaria para abastecer el consumo del vehículo eléctrico podría generar emisiones en función de la tecnología utilizada para su generación. Para el caso de utilizar energías renovables, la producción eléctrica sería libre de emisiones, pero en el caso en el que se utilizara otro tipo de tecnología no-renovable, las emisiones tendrían impacto medioambiental negativo. Si consideramos que la generación de la electricidad adicional se realiza mediante la generación con gas, tecnología ampliamente utilizada en el sistema español actual, las emisiones ascenderían hasta 22,452,706 toneladas de CO<sub>2</sub> producidas para cubrir los 61 TWh de demanda adicional, para el caso de no considerar la electrificación de los camiones, y hasta 103,209,757 toneladas de CO<sub>2</sub> producidas para cubrir los 279 TWh de demanda

asociada a toda la flota, atendiendo a un ratio de emisiones de generación mediante gas en España de 370 g CO<sub>2</sub>/kWh según [51].

Cabe destacar que se ha evaluado sólo el ahorro de emisiones derivado de la eliminación del uso de combustible fósiles, pero es necesario tener en cuenta los posibles incrementos derivados del proceso de fabricación de esta nueva tecnología, así como del desguace y eliminación de la flota actual. Estos aspectos quedan fuera del alcance de este estudio y que son evaluados en capítulos posteriores en [40].

### 3.5.2 Conclusiones.

Tal y como se vio en el análisis del sistema óptimo renovable para el caso de estudio peninsular, la integración del vehículo eléctrico tendrá un impacto relevante en el sistema energético actual, tanto en las necesidades de abastecimiento de la demanda como en la utilización de la infraestructura existente. Dejando analizada la generación necesaria en evaluaciones anteriores y fuera del alcance el análisis exhaustivo del impacto en la red de transmisión y distribución, el análisis realizado también ofrece resultados interesantes respecto a la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Sin embargo, el coche eléctrico no está desplegado todavía en el mercado automovilístico español y la utilización actual del mismo queda muy lejana de la electrificación completa de toda la flota de vehículos. Este análisis sirve como una estimación preliminar del proceso de electrificación, los resultados reales se irán mostrando a medida que se vaya integrando en la sociedad los nuevos modelos eléctricos y ésta se vaya adaptando a los nuevos diseños.

Para más detalle de los resultados, puede consultarse [Gutierrez, F y Arcos, A \[40\]](#).

## 4 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en el desarrollo de la tesis pretenden mostrar la viabilidad de un sistema eléctrico sostenible para España, definiendo un camino que permita una transición ordenada hacia el modelo propuesto y asumiendo la posibilidad de cumplir el incremento de demanda futura debido a la electrificación del transporte ligero. Además, atendiendo al modelo definido, se pretende demostrar que una componente fundamental de esta transición reside en el aprovechamiento de la energía solar, debido principalmente a la localización geográfica del país y a los desarrollos tecnológicos actuales, que permitirán cumplir los objetivos propuestos a costes competitivos.

Una consideración importante acerca de la metodología desarrollada es el uso de información pública y de libre acceso que se ha utilizado para realizar toda la investigación, lo que propone un método escalable a cualquier región, incluyendo la posibilidad de evaluar zonas asociadas a otros países. Este hecho, ha permitido la particularización de la metodología a diferentes casos de estudios propuesto, comenzando por el caso individual de la ciudad de Sevilla, hasta el conjunto de toda España, analizando la casuística de generación y consumo de todos los años de la última década y del conjunto de las condiciones más desfavorables.

A continuación, se realiza una síntesis de las hipótesis utilizadas en la metodología, se presentan las principales conclusiones derivadas de la tesis y se proponen futuras líneas de investigación.

### 4.1. Hipótesis.

Con el objetivo de entender las conclusiones y el alcance de los resultados obtenidos, es conveniente sintetizar las principales limitaciones que tiene este estudio y las hipótesis que han sido establecidas, mostrando realmente aquellas condiciones que no se han tenido en consideración en la evaluación realizada con el modelo propuesto:

- Se considera un sistema de transmisión y distribución ideal. No se evalúa la capacidad de la infraestructura actual frente al incremento de demanda debido al vehículo eléctrico ni frente a la transferencia de energía en los ciclos de carga y descarga.
- En la evaluación de energía térmica realizada en el caso de estudio de un único municipio, se establece la hipótesis de poder satisfacer toda la demanda térmica industrial, a pesar de que determinados procesos industriales no pueden ser actualmente remplazados directamente por tecnología solar de forma eficiente.
- Se han tomado unos perfiles de carga de vehículos eléctricos analizados en la literatura. La curva real de carga de estos vehículos podrá ser sensiblemente distinta cuando se produzca la completa electrificación total de la flota española y se integre esta tecnología en la sociedad.
- Sólo se considera un incremento de demanda asociado a la electrificación de la flota de vehículos eléctricos. La electrificación de otros sectores energéticos no se ha tenido en cuenta en esta evaluación, así como el aumento de demanda asociado al incremento de población ni la disminución de demanda debido a mejoras de eficiencia, que se aproximan iguales.

- No se han establecido condiciones sociopolíticas en el diseño del modelo de generación propuesto. La transición hacia un sistema renovable deberá ser fomentada e impulsada en un entorno político favorable.

## 4.2. Principales conclusiones

Las principales conclusiones que se pueden obtener de la investigación quedan indicadas como sigue:

- Se define la tecnología solar fotovoltaica como la principal vía para descarbonizar el sistema eléctrico de los escenarios propuestos, proporcionando un modelo viable y económico, y consolidándose como la mejor alternativa para este propósito.
- Durante el desarrollo de los diferentes escenarios propuestos, queda demostrada la necesidad imperativa de un sistema de almacenamiento que permita adaptar la variabilidad de la producción mediante recursos renovables a los requerimientos de consumo eléctrico.
- La electrificación de la flota de vehículos de transporte ligero supone un incremento de demanda eléctrica de aproximadamente el 30% de la demanda actual.
- El uso exclusivo de tecnología fotovoltaica para el abastecimiento del consumo eléctrico (escenario *greenfield*) proporciona resultados económicamente interesantes con una cobertura de la demanda de entorno al 92%. El 8% restante precisa una componente de almacenamiento estacional que encarece sustancialmente los valores del LCOE obtenidos, por lo que sería necesario abastecer esa parte de la demanda con otros sistemas de producción eléctrica alternativos.
- El uso de la tecnología renovable actual, en combinación con la potencia estimada futura más el despliegue de un sistema de instalaciones fotovoltaicas y de baterías (caso *brownfield*), permite abastecer la totalidad de la demanda de energía eléctrica con resultados competitivos para el LCOE. La consideración de un porcentaje de gestionabilidad para la energía hidráulica permite una disminución esencial de los valores del LCOE.
- Es posible la completa descarbonización del sistema eléctrico español mediante el uso de tecnologías renovables, incluyendo la demanda asociada al vehículo eléctrico. Con un total de 275 GW de potencia renovable (185 GW de potencia fotovoltaica), un 40% de gestionabilidad en recursos hidráulicos y un sistema de almacenamiento de 370 GWh, se define un sistema eléctrico resiliente que permite el suministro de energía eléctrica sin ciclos combinados ni energía nuclear.
- El sistema resultante proporciona un valor del LCOE de 38.6 €/MWh considerando las condiciones más desfavorables de producción energética y consumo eléctrico de la última década. Este valor se reduce a 36.4 €/MWh considerando un aumento hasta el 85% de flexibilidad de los recursos hidráulicos.
- Para el caso de años regulares, los valores del LCOE obtenidos alcanzan hasta una reducción del 20% respecto a las condiciones más desfavorables

- El despliegue de la tecnología fotovoltaica adicional distribuida sobre el tejado de los edificios permite la liberación de 770 km<sup>2</sup> de superficie peninsular, suponiendo una penalización en los valores del LCOE resultante entre el 10-15%.
- La transformación al sistema eléctrico propuesto permite obtener la independencia energética del país, incluyendo un excedente de producción eléctrica (108 TWh en el escenario más desfavorable) que podría ser exportado hacia sistemas eléctricos adyacentes

### 4.3. Futuras líneas de investigación.

El desarrollo de la tesis y los resultados obtenidos sugieren diferentes líneas de investigación a través de las cuales poder seguir incrementando el alcance de los estudios propuestos:

- Particularización del modelo a sistemas eléctricos aislados: la aplicación del modelo propuestos a sistemas eléctricos aislados como son islas o núcleos urbanos de países con poca densidad de población podría proporcionar una alternativa renovable a los sistemas actuales, basados principalmente en diésel. La particularización del modelo a estos casos de estudio podría generar la necesidad de una adaptación de las tecnologías de generación propuestas y del sistema de almacenamiento para satisfacer los requerimientos energéticos de cada sistema en cuestión.
- Impacto sobre el LCOE de un sistema de almacenamiento alternativo: el modelo basa el sistema de almacenamiento en baterías de ion-litio y en un porcentaje de gestionabilidad de recursos hidráulicos. El uso de nuevas formas de almacenamiento, como el hidrógeno, podrían ofrecer unos resultados más competitivos para el LCOE al disminuir la componente estacional del sistema de almacenamiento propuesto con baterías.
- Desarrollo de herramienta automática: la utilización de una aplicación para la estimación de la potencia fotovoltaica y sistema de almacenamiento adicional necesaria para descarbonizar cualquier sistema eléctrico sería de gran utilidad para establecer una primera aproximación rápida en aquellos sistemas en los que se quiera llevar a cabo una transformación sostenible.
- Electrificación de otros sectores energéticos: se ha considerado la electrificación de la flota de vehículos de transporte ligero. La electrificación de otros sectores energéticos producirá cambios en las necesidades de consumo, lo que modificará la infraestructura del sistema eléctrico actual. La evaluación de estos cambios proporcionará una visión en adelante del impacto sobre el sistema energético, permitiendo a los operadores estar preparados para los incrementos en producción, demanda y, probablemente, almacenamiento.
- Flexibilización de la demanda: el principal problema que enfrenta el modelo de generación propuesto es la diferencia entre las curvas de producción eléctrica de los recursos renovables y la distribución horaria de consumo. La flexibilización de la demanda, principalmente la asociada al vehículo eléctrico, podría permitir una reducción en la capacidad instalada del sistema almacenamiento y, por tanto, en los valores del LCOE resultante. Esto incluye además la posibilidad de hacer uso el sistema de baterías incluido en los propios vehículos eléctricos como soporte o sustituto del sistema de almacenamiento del modelo.

# 5 PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA PRESENTE TESIS

De la presente investigación se han desarrollado diferentes publicaciones que representan su continuo avance y el camino seguido hasta su finalización.

En concreto, se han publicado dos artículos de revistas con cuartil Q1: la revista *Sustainable Cities and Society* y la revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews*). Se ha publicado un capítulo de un libro en la editorial Springer. Y, finalmente, hay un artículo en actual revisión en la revista *Q1 Renewable and Sustainable Energy Reviews*, que se encuentra subido al repositorio arXiv.org.

A continuación, se muestra cada publicación con su índice correspondiente de calidad. Además, las referencias incluidas en estos archivos se han añadidas a un subapartado de la bibliografía del presente documento.

## 5.1. Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville.

- Autor: Arcos-Vargas, Ángel; Gómez-Expósito, Antonio; Gutiérrez-García, Francisco.
- Tipo: Artículo.
- Revista: *Sustainable Cities and Society* (2210-6707 / 2210-6715).
- Año de publicación: 2019.
- Volumen: 46.
- Número de artículo: 101450.

### 5.1.1 Indicadores de calidad.

- Número de citas.

Fuente	Nº Citas	Fecha Actualización
Scopus	10	14/08/2021
Wos	7	14/08/2021

Tabla 24. Número de citas (Arcos, A. et al [30]).

- JRC.
  - Año (SCIE): 2019
  - Factor de Impacto (SCIE): 5.268

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
CONSTRUCTION & BUILDING TECHNOLOGY	SCIE	5/63	Q1	T1	D1
ENERGY & FUELS	SCIE	27/112	Q1	T1	D3
GREEN & SUSTAINABLE SCIENCE & TECHNOLOGY	SCIE	12/41	Q2	T1	D3

Tabla 25. Clasificación JCR (Arcos, A. et al [30]).



- SJR.
  - Año (SJR): 2019
  - Factor de Impacto: 1.356

Categoría	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Geography, Planning and Development	44/682	Q1	T1	D1
Civil and Structural Engineering	33/322	Q1	T1	D2
Transportation	19/107	Q1	T1	D2
Renewable Energy, Sustainability and the Environment	37/185	Q1	T1	D3

Tabla 26. Clasificación SJR (Arcos, A. *et al* [30]).

### 5.1.2 Abstract.

*This paper proposes a methodology that, using only publicly available information, assesses the capacity of urban agglomerations to be self-sufficient and energy sustainable. The methodology evaluates the potential of the urban surface to accommodate thermal and PV solar facilities, as well as the energy storage requirements on a year-round basis. When applied to the city of Seville, considering not only the current electricity demand but also the one arising from the electrification of both urban transport and the entire thermal energy currently supplied by gas, the conclusion is that it is possible to have a self-supplied energy system based almost exclusively on PV and thermal panels. Given the high cost of seasonal storage, the resulting system is economically unviable, so it makes sense to keep the transmission grid as a back-up system to feed power into the city at certain times of the year (up to 8% of annual consumption). In the case study, the renewable energy comes mainly from PV facilities roof-mounted (72%), or ground-mounted in the surrounding urban lots (25%), plus a modest contribution from biogas (wastewater). A discussion is included regarding the role of regulated utilities, that should be reconsidered in the light of these upcoming scenarios.*

## 5.2. On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain.

- Autor: Gómez-Expósito, Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Gutiérrez-García, Francisco.
- Tipo: Artículo.
- Revista: Renewable & Sustainable Energy Reviews (1364-0321 / 1879-0690).
- Año de publicación: 2020.
- Volumen: 132.
- Número de artículo: 110074.

### 5.2.1 Indicadores de calidad.

- Número de citas.

Fuente	Nº Citas	Fecha Actualización
Scopus	5	14/08/2021
Wos	4	14/08/2021

Tabla 27. Número de citas [Gómez A. et al. \[33\]](#)).

- JRC.
  - Año (SCIE): 2019
  - Factor de Impacto (SCIE): 12.110

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
ENERGY & FUELS	SCIE	7/12	Q1	T1	D1
GREEN & SUSTAINABLE SCIENCE & TECHNOLOGY	SCIE	1/41	Q1	T1	D1

Tabla 28. Clasificación JCR ([Gómez A. et al. \[33\]](#)).

- SJR.
  - Año (SJR): 2020
  - Factor de Impacto: 3.522

Categoría	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Renewable Energy, Sustainability and the Environment	9/185	Q1	T1	D1

Tabla 29. Clasificación SJR ([Gómez A. et al. \[33\]](#)).

### **5.2.2 Abstract.**

*This work evaluates on a large-scale basis the potential contribution of rooftop PV to the future electricity mix. First, based upon an estimation of the available urban rooftop surface, the maximum PV distributed capacity is calculated for each conurbation. Then, several sustainable scenarios are considered, each comprising different shares of centralized renewables, rooftop PV and storage. For each generation scenario, the storage capacity that balances the net hourly demand is determined, and the portfolio combination that minimizes the cost of supplying electricity is obtained. The analysis is applied to mainland Spain, using public information and detailed granular models, both in time (hourly resolution) and space (municipal level). For the Spanish case, when the flexibility of hydro and biomass generation is taken into account, the least-cost portfolio involves rather modest storage capacities, in the order of daily rather than seasonal values. This shows that a sustainable, almost emissions-free electricity system for Spain is possible, at a cost that can be even lower than current wholesale market prices.*

### 5.3. Forecast of EV derived electrical demand. The spanish case.

- Autor: Gutiérrez-García, Francisco José; Arcos-Vargas, Ángel.
- Tipo: Capítulo.
- Libro: The Role of the Electric Vehicle in the Energy Transition.
- Año de publicación: 2021.
- Páginas: 25 - 43.
- Editorial: Springer.

#### 5.3.1 Indicadores de calidad.

- SPI.
  - Año (SPI): 2018

Editorial	Ambito	Categoría	Puntuación	Posición	Cuartil
Springer	Internacional	General	670	4/96	Q1
Springer	Internacional	Derecho	179	3/44	Q1
Springer	Internacional	Educación	94	2/28	Q1
Springer	Internacional	Economía	88	2/26	Q1
Springer	Internacional	Geografía	72	1/18	Q1
Springer	Internacional	Filosofía	52	4/22	Q1
Springer	Internacional	Biblioteconomía y Documentación	46	1/11	Q1
Springer	Internacional	Lingüística, Literatura y Filología	35	21/48	Q2
Springer	Internacional	Sociología	28	6/19	Q2
Springer	Internacional	Psicología	21	13/28	Q2
Springer	Internacional	Historia	20	25/41	Q3
Springer	Internacional	Comunicación	16	10/20	Q2
Springer	Internacional	Arqueología y Prehistoria	12	12/22	Q3
Springer	Internacional	Antropología	5	14/18	Q3
Springer	Internacional	Ciencias Políticas	2	12/13	Q4

Tabla 30. Clasificación SPI (Gutiérrez, F y Arcos, A [40]).

- SJR.
  - Año (SJR): 2020
  - Factor de Impacto: 0.170

<b>Categoría</b>	<b>Posición</b>	<b>Cuartil</b>	<b>Tercil</b>	<b>Decil</b>
Industrial and Manufacturing Engineering	251/347	Q3	T3	D8
Energy Engineering and Power Technology	167/207	Q4	T3	D9
Management, Monitoring, Policy and Law	288/344	Q4	T3	D9
Renewable Energy, Sustainability and the Environment	156/185	Q4	T3	D9

Tabla 31. Clasificación SJR ([Gutierrez, F y Arcos, A \[40\]](#)).

### 5.3.2 Abstract.

*The inclusion of the electric vehicles in Spain is unavoidable, as well as in the developed countries, and the electrification of the Spanish vehicle fleet will produce an increase in the electric energy demand which will require changes in the current infrastructure. This chapter estimates the total consumption of an entire electric fleet considering the electrification of all the vehicles registered in Spain. The analysis performs a sampling of the most recent models of EV in the market and the typical driven annual distances of each type of vehicle. Finally, the environmental impact is estimated regarding CO2 emissions, the optimal charging scheme is established and some consideration about the impact in the grid are taken into account.*

#### 5.4. Robustness of electricity systems with nearly 100% share of renewables: a worst-case study.

- Autor: Gutiérrez-García, Francisco; Arcos-Vargas, Ángel; Gómez-Expósito, Antonio.
- Tipo: Artículo.
- Revista: Renewable & Sustainable Energy Reviews (1364-0321 / 1879-0690) – **Bajo Revisión**.
- Repositorio: arXiv.org<sup>3</sup>.

*Several research studies have shown that future sustainable electricity systems, mostly based on renewable generation and storage, are feasible with current technologies and costs. However, recent episodes of extreme weather conditions, probably associated with climate change, cast shades of doubt on whether the resulting generation portfolios are sufficiently robust to assure, at all times, a suitable balance between generation and demand, when adverse conditions are faced. To address this issue, this work elaborates a methodology intended to determine a sustainable electricity system that can endure extreme weather conditions, which are likely to occur. First, using hourly production and demand data from the last decade, along with estimates of new uses of electricity, a worst-case scenario is constructed, including the storage capacity and additional photovoltaic power which are needed to serve the demand on an hourly basis. Next, several key parameters which may have a significant influence on the LCOE are considered, and a sensitivity analysis is carried out to determine their real impact, significance and potential trends. The proposed methodology is then applied to the Spanish system. The results show that, under the hypotheses and conditions considered in this paper, it is possible to design a decarbonized electricity system that, taking advantage of existing sustainable assets, satisfies the long-term needs by providing a reliable supply at an average cost significantly lower than current market prices.*

---

<sup>3</sup> [arXiv:2105.14582](https://arxiv.org/abs/2105.14582) [eess.SY] (or [arXiv:2105.14582v1](https://arxiv.org/abs/2105.14582v1) [eess.SY] for this version)

# ANEXOS

Los anexos incluyen los códigos de programación utilizados durante el desarrollo de los diferentes apartados de la presente tesis y el modelo econométrico empleado para la estimación de la demanda eléctrica de cada municipio considerados en el modelo energético peninsular:

## A. Códigos de programación.

A continuación, se muestran las líneas de código de cada algoritmo utilizado, omitiendo

### A.1. Código de cálculo de irradiación diaria (MATLAB).

```
%Irradiacion.m
clear all; close all; clc;

%% Import the data

%Se importan los valores de la irradiación diaria para los días típicos
%obtenidos de PVGIS para todas las orientaciones que han sido almacenados
en %EXCEL desde el mes de agosto del año anterior hasta el mes de mayo del
año %siguiente

[~, ~, raw0_0] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
[~, ~, raw1_0] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
[~, ~, raw2_0] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
[~, ~, raw3_0] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
raw = [raw0_0;raw1_0;raw2_0;raw3_0];

%% Create output variable

%Se asignan los valores correspondientes a cada orientación a un vector
oeste=reshape([raw1_0{:}],size(raw1_0));
sur=reshape([raw0_0{:}],size(raw0_0));
este=reshape([raw2_0{:}],size(raw2_0));
norte=reshape([raw3_0{:}],size(raw3_0));
%% Clear temporary variables
clearvars raw raw0_0 raw1_0 raw2_0 raw3_0;

%Día 15 de cada mes que se considera como el día en el que se ha tomado la
%medida de PVGIS
```

```

dia      = [-138,-107,-77,-46,-16,15,46,74,105,135,166,196,...
           227,258,288,319,349,380,408,439,469,500];

for k=1:24
    %Creación de los polinomios de cada orientación
    surP(k,:) = polyfit(dia,sur(k,:),21);
    esteP(k,:) = polyfit(dia,este(k,:),21);
    oesteP(k,:) = polyfit(dia,oeste(k,:),21);
    norteP(k,:) = polyfit(dia,norte(k,:),21);

    %Cálculo de la irradiación cada hora cada día utilizando los polinomios
    for j=1:380
        xx(j)=j;
        sumas = surP(k,(length(surP(k,:))));
        sumae = esteP(k,(length(esteP(k,:))));
        sumao = oesteP(k,(length(oesteP(k,:))));
        suman = norteP(k,(length(norteP(k,:))));
        for i= 1:(length(surP(k,:))-1)
            sumas = sumas + surP(k,i)*xx(j)^(length(surP(k,:))-i);
            sumae = sumae + esteP(k,i)*xx(j)^(length(esteP(k,:))-i);
            sumao = sumao + oesteP(k,i)*xx(j)^(length(oesteP(k,:))-i);
            suman = suman + norteP(k,i)*xx(j)^(length(norteP(k,:))-i);
        end
        ss(j) = sumas;
        ee(j) = sumae;
        oo(j) = sumao;
        nn(j) = suman;
    end

    %Asignación de los valores a los días
    for m=1:365
        %para evitar inestabilidades en el comienzo de la interpolación
        if m<15
            SUR(k,m)= ss(380-15+m);
            ESTE(k,m)= ee(380-15+m);
            OESTE(k,m)= oo(380-15+m);
            NORTE(k,m)=nn(380-15+m);
        else
            SUR(k,m)=ss(m);

```



```
ESTE (k, m) = ee (m) ;  
OESTE (k, m) = oo (m) ;  
NORTE (k, m) = nn (m) ;  
end  
end  
end
```

## A.2. Código de optimización de layout (MATLAB).

```

%%angulosgenericos.m
clear all; clc; close all;

%Datos de elevación.
elevacion=[76,73,64,53,42,33,29,32,42,53,... %ángulo de elevación solar.
           64,72,76,73,64,53,42,33,29,32,42,53,64,72];

mes=[-6,-5,-4,-3,-2,-1,0,1,2,3,4,5,6,7,8,... %meses utilizado (desde julio
      9,10,11,12,13,14,15,16,17];           %del año anterior a mayo del
posterior).

dia=[-204,-174,-133,-102,-72,-41,-11,21,...%Día 21 de cada mes para los
meses

      considerados.
      52,80,111,141,172,202,233,264,294,324,355,386,417,445,476,506];

%%Polinomio de interpolación.
PP=polyfit(dia, elevacion,23);

%Valores para todos los días del ángulo de elevación.
for j=1:365
    xx(j)=j;      %Día.
    suma=PP(length(PP));
    for i= 1:(length(PP)-1)
        suma=suma + PP(i)*xx(j)^(length(PP)-i);
    end
    yy(j)=suma;  %Ángulo de elevación.
end

figure(1)
plot(dia(8:19),elevacion(8:19),'r*')
title('Elevación del sol')
grid on
hold on

```

```

plot (xx,yy)

% Cálculo de la energía producida.
Erealmax = 0; %valor máximo.

for k=1:2000;

    ang = 33; %Ángulo de inclinación del panel.
    d = 0.2+k/1000; %Distancia de separación.
    long = 1.558; %Longitud del panel.
    Spanel = 1.558*1.046; %Superficie del panel.
    lhor = cos(33/180*pi)*long; %Longitud de la proyección horizontal
del
    panel.
    Rend = 0.32/Spanel; %Eficiencia nominal (Potencia
    nominal/Área).
    gamma2 = yy; %Ángulos de elevación.
    %Función que calcula la distancia de la sombra sobre el panel para cada
    %ángulo.
    [B , BPL] = feval(@(x) calculobcond(x,ang,d,long),gamma2);

    ene = B(1:31);
    feb = B(32:59);
    mar = B(60:90);
    abr = B(91:120);
    may = B(121:151);
    jun = B(152:181);
    jul = B(182:212);
    ago = B(213:243);
    sep = B(244:273);
    oct = B(274:304);
    nov = B(305:334);
    dic = B(335:365);

    %Energía producida cada mes (enero-diciembre).
    Emes = [102, 112,142,139,151,152,162,159,139,130,106,96.7];

    %Cálculo de paneles que se pueden instalar en la superficie considerada

    paneles = 1;

```

```

Locupado    = lhor;

while Locupado<10
    paneles    = paneles+1;
    Locupado    = Locupado+lhor+d;
end

paneles    = paneles-1;
Locupado    = Locupado-lhor-d;
stotal     = 9*paneles*Spanel;
pan(k)     = paneles;

%Superficie disponible cada día considerando la sombra.

for i=1:365
    if B(i)>0
        S(i)    = 9*Spanel+9*((1.558-B(i))*1.046)*(paneles-1);
    else
        S(i)    = (9*paneles)*Spanel;
    end
end

%Superficie disponible cada mes considerando la sombra.

Saprov(1)=sum(S(1:31))/stotal/31;
Saprov(2)=sum(S(32:59))/stotal/28;
Saprov(3)=sum(S(60:90))/stotal/31;
Saprov(4)=sum(S(91:120))/stotal/30;
Saprov(5)=sum(S(121:151))/stotal/31;
Saprov(6)=sum(S(152:181))/stotal/30;
Saprov(7)=sum(S(182:212))/stotal/31;
Saprov(8)=sum(S(213:243))/stotal/31;
Saprov(9)=sum(S(244:273))/stotal/30;
Saprov(10)=sum(S(274:304))/stotal/31;
Saprov(11)=sum(S(305:334))/stotal/30;
Saprov(12)=sum(S(335:365))/stotal/31;

%Resultados principales.

```

```

Sutilizada(k) = stotal*sum(Saprov)/12; %Superficie utilizada.
Ereal(k)      = stotal*Saprov*Emes';  %Energía disponible por kWp.
separacion(k) = d;                   %Distancia de separación.
Etotal(k)     = Ereal(k)*Rend;       %Energía producida.

%Cálculo de distancia óptima.
if Ereal(k)>Erealmax
    dopt      = d;
    panelesopt = paneles;
    Erealmax  = Ereal(k);
end
end

%Representación gráfica de los resultados.

figure(2)
plot(separacion,Ereal)
title('Energía eléctrica disponible en función de la separación')
grid on
xlabel('d (m)')
ylabel('Energía eléctrica (kWh)')

figure(3)
plot(separacion,Etotal)
grid on
title('Energía eléctrica generada en una superficie 10m x 10m')
xlabel('d (m)')
ylabel('Energía eléctrica (kWh)')

function [b, bpl] = calculobcond(gamma2,ang,d,long)

    gamma2      = gamma2*pi/180;          %Angulo de elevación.

    angPanel    = ang*pi/180;            %Angulo de inclinación del panel.
    l           = long;                  %Longitud del panel.
    h           = l * sin(angPanel);     %Proyeccion vertical del panel.
    gamma1      = atan(h./d);
    gam1        = gamma1/pi*180;         %Angulo de inclinación para b=0
definido por la distancia de separación.

```

---

```
a = sqrt(h.^2+d.^2);
b = a * sin(gamma1-gamma2)./sin(angPanel+gamma2); %Parte del panel
en
                                     sombra.
bpl = b/l;                            %Porcentaje de
                                     panel    en
                                     sombra.
end
```

**A.3. Código de dimensionamiento del sistema de almacenamiento (MATLAB).**

```

%almacenamiento.m
clc, clear all, close all

%% Import the data
%Importamos los datos del balance horario
[~, ~, raw] = xlsread('archivo','hoja','celdas');
raw(cellfun(@(x) ~isempty(x) && isnumeric(x) && isnan(x),raw)) = {''};

%% Exclude rows with non-numeric cells
I = ~all(cellfun(@(x) (isnumeric(x) || islogical(x)) && ~isnan(x),raw),2);
% Find rows with non-numeric cells
raw(I,:) = [];

%% Create output variable
NegativosMWh = reshape([raw{:}],size(raw));

%% Clear temporary variables
clearvars raw I;

%% Cálculo del balance anual continuo
a = NegativosMWh;
b = 0;

% Cálculo del sumatorio de los resultados del balance
for i=1:length(a);
    b = b+a(i);
    c(i) = b;
end

figure (1)
plot(1:8760,c)
grid on
title('Balance energético horario (comportamiento ideal)')
ylabel('Producción-Consumo (MWh) ')
xlabel('Horas (h)')

%% Cálculo del balance anual continuo (5% de perdidas en la descarga)
bperdidas = 0;

```

```
min          = 0;
max          = 0;
for k=1:length(a)
    if a(k)<=0
        bperdidas = bperdidas+a(k)/0.95;
    else
        bperdidas = bperdidas+a(k);
    end
    cperdidas(k) = bperdidas;

    if cperdidas(k)<min
        min = cperdidas(k);
        kmin = k;

        elseif cperdidas (k)>max
            max = cperdidas(k);
            kmax = k;
        end
    end

figure (2)
plot(1:8760,cperdidas)
grid on
title('Balance energético horario (con pérdidas)')
ylabel('Producción-Consumo (MWh) ')
xlabel('Horas (h)')

%Valor del tamaño del sistema
Battery=max-min;
```



#### A.4. Código de *data\_scraping* (Python3).

```
# importación de las librerías necesarias
import urllib.request
from bs4 import BeautifulSoup
from selenium import webdriver
import time
import pandas as pd
import random

#Establecer el directorio de descarga
download_dir = 'D:\Documentos\Doctorado\Extracto'

#Definir intervalo de tiempo de los registros en el formato de la dirección
url de la web.
date_start = '2010-01-01'
date_end = '2019-12-31'

mydates = pd.date_range(date_start, date_end).tolist()
profile = webdriver.FirefoxProfile()
profile.set_preference('browser.download.folderList', 2)
profile.set_preference('browser.download.manager.showWhenStarting',
False)
profile.set_preference('browser.download.dir', download_dir)
profile.set_preference('browser.helperApps.neverAsk.saveToDisk',
'text/csv')

# Ejecutar el webdriver de firefox para la url seleccionada.
driver = webdriver.Firefox(firefox_profile=profile, executable_path =
'driver\geckodriver.exe')

#Iteraciones de consulta y descarga de datos.
for date in mydates:
    date_format = date.strftime('%Y-%m-%d')
    print(date_format)
    url
    =
'https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/tablas/'+date_format+'/'
2'
    a = driver.get(url)
    time.sleep(random.randrange(7, 9))
    dlbut = driver.find_element_by_xpath("/html/body/div/md-
content/div/section/div[2]/div[2]/table[2]/thead/tr/th/div/span[2]/a")
```

```
dlbut.click()  
time.sleep(random.randrange(3, 5))
```

## B. Modelo econométrico de estimación de demanda local.

La definición del modelo econométrico estadístico utilizado en la estimación de la demanda regular de energía eléctrica anual para cada municipio se ha realizado siguiendo los pasos que se describen a continuación.

En primer lugar, se han propuesto una serie de variables explicativas potenciales que permitan caracterizar la demanda eléctrica de cada municipio, perteneciendo a métricas demográficas, económicas y geográficas. En concreto se han propuesto las siguientes variables: habitantes totales del municipio, renta media disponible per cápita, renta bruta disponible per cápita, valor catastral no industrial, valor catastral industrial, número de industrias, altitud, elevación y zona climática.

En segundo lugar, se ha realizado una búsqueda exhaustiva de los valores que toman estas variables para todos los municipios implicados en el estudio. Además, para poder dimensionar el modelo y poder verificar su integridad, ha sido necesario realizar una búsqueda de valores de consumo de energía eléctrica real, los cuales sólo han sido encontrados para los municipios del País Vasco, Navarra, Andalucía y Madrid.

Tras la recolección de todos los datos, el siguiente paso es la definición del modelo de cálculo econométrico. El análisis estadístico se ha realizado con Stata<sup>4</sup> utilizando un modelo de regresión lineal múltiple que permita estimar el consumo de aquellos municipios para los que no se han encontrado datos del consumo eléctrico a partir de las variables definidas.

En la ejecución del análisis se ha probado el modelo con diferentes combinaciones de las variables definidas anteriormente con el objetivo de utilizar el conjunto de aquellas que proporcionan el mejor ajuste de los resultados respecto a los valores de consumo reales de los que se disponen en algunos municipios.

Consecuentemente, se establecen qué variables son explicativas entre todas las que se han propuestos y se calcula el  $R^2$  para comprobar la integridad del modelo y la capacidad que tiene de estimar el consumo real.

Los resultados muestran que se desechan las variables de renta media disponible per cápita, renta bruta disponible per cápita y número de industrias, siendo significativas el número de habitantes total cada municipio, el valor catastral industrial y no industrial, la elevación, la altitud y la zona climática.

Por último, la comprobación del ajuste del modelo ofrece un valor de  $R^2 = 0.9751$ , por lo que se da como bueno el modelo de estimación de consumo de eléctrico.

---

<sup>4</sup> <https://www.stata.com/>

# REFERENCIAS

- [1] Agencia Internacional de la Energía, «International Energy Agency,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/>.
- [2] Naciones Unidas, «World Population Prospects 2019,» Department of Economic and Social Affairs.
- [3] Naciones Unidas, «Protocolo de Kyoto,» de *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)*, Kyoto, 1998.
- [4] Naciones Unidas, «Tratado de París,» de *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)*, París, 2015.
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Gobierno de España, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 2020.
- [6] Agencia Internacional de la Energía, «Global Energy Review 2020,» 2020.
- [7] Agora Energiewende, «The European Power Sector in 2019,» 2020.
- [8] Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D. y Román Medina, E., «Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity,» *Progress in photovoltaics: research and applications*, vol. 28, pp. 439-453, 2020.
- [9] Real Academia de Ingeniería, *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, 2017.
- [10] Arcos-Vargas, A., Núñez, F. y Canca, D., «Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market,» *Applied Energy*, p. 260:114273, 2020.
- [11] BloombergNEF, «New Energy Outlook 2020,» 2020.
- [12] Det Norske Veritas and Germanischer Lloyd, «Energy Transition Outlook 2020,» 2020.
- [13] Shell, «Shell Scenarios: Sky,» 2018.
- [14] Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT y SolarPower Europe, «100% Renewable Europe: How to make Europe's energy system climate neutral before 2050,» 2020.
- [15] University of California Berkeley, «2035 the report,» 2020.
- [16] Stamford, A., Azapagic, A., «Life cycle sustainability assessment of UK electricity scenarios to 2070,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 23, pp. 194-211, 2014.

- [17] Singh, R., «Energy sufficiency aspirations of India and the role of renewable resources: Scenarios for future,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2783-2795, 2018.
- [18] Mai, T., Mulcahy, D., Hand, M. M. y Baldwin, S. F., «Envisioning a renewable electricity future for the United States,» *Energy*, vol. 65, pp. 374-386, 2014.
- [19] Jacobson M. Z., Cameron, M. A., Hennessy, E. M., Petkov, I., Meyer, C. B., Gambhir, T. K., Maki, T. A., Pflieger, K., Clonts, H., McEvoy, A. L., Miccioli, M. L., von Krauland, A., Fang, R. W. y Delucchi, M. A., «100% clean and renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for 53 towns and cities in North America,» *Sustainable Cities and Society*, vol. 42, pp. 22-37, 2018.
- [20] Krajacic, G., Duic, N., Zmijarevic, Z., Vad Mathiesen, B., Vucinic, A. A. y Carvalho, M. G., «Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO<sub>2</sub> emissions reduction,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, pp. 2073-2083, 2011.
- [21] Brown, A., Beiter, P., Heimiller, D., Davidson, C., Denholm, P., Meliu, J., Lopez, A., Hettinger, D., Mulcahy, D. y Porro, G., «Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results.,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016.
- [22] Andersen, G. B., Rodriguez, R. A., Becker, S. y Greiner, M., «The potential for arbitrage of wind and solar surplus power in Denmark,» *Energy*, vol. 76, pp. 49-58, 2014.
- [23] Le, N. A. y Bhattacharyya, C. S., «Integration of wind power into the British system in 2020,» *Energy*, vol. 36, pp. 5975-5983, 2011.
- [24] Gagnon, P., Margolis, R., Melius, R., Phillips, C. y Elmore, R., «Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment.,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016.
- [25] Hong, T., Lee, M., Koo, C., Jeong, K. y Kim, J., «Development of a method for estimating the rooftop solar photovoltaic (PV) potential by analyzing the available rooftop area using Hillshade analysis,» *Applied Energy*, vol. 194, pp. 320-332, 2017.
- [26] Lee, M., Hong, T., Jeong, K. y Kim, J., «A bottom-up approach for estimating the economic potential of the rooftop solar photovoltaic system considering the spatial and temporal diversity,» *Applied Energy*, vol. 232, pp. 640-656, 2018.
- [27] Comisión Europea, «Photovoltaic Geographical Information system (PVGIS),» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [28] Instituto Nacional de Estadística. [En línea]. Available: <https://www.ine.es/>.
- [29] Stillwell, A. S., Hoppock, D. C. y Webber, M. E., «Energy recovery from wastewater treatment plants in the United States: a case study of the energy-water Nexus,» *Sustainability*, vol. 2, pp. 945-962, 2010.
- [30] A. Arcos-Vargas, A. Gómez-Expósito y F. J. Gutiérrez-García, «Self-sufficient renewable energy supply in urban areas: Application to the city of Seville,» *Sustainable Cities and Society*,

- vol. 46, 2019.
- [31] Instituto Geográfico Nacional – Gobierno de España. [En línea]. Available: <https://www.ign.es/web/ign/portal>.
- [32] Ministerio de Fomento - Gobierno de España, «Documento Básico HE, ahorro de energía,» BOE 23-06-2017, 2017.
- [33] Gómez-Expósito, A., Arcos-Vargas, A. y Gutiérrez-García, F. J., «On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, 2020.
- [34] S. -. R. Red Eléctrica Corporación. [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/visiona/home>.
- [35] Ministerio de Fomento - Gobierno de España, «Observatorio de costes del transporte de mercancías por carretera,» 2017.
- [36] Dirección General de Tráfico - Gobierno de España, «Plan Estratégico para la Seguridad Vial de Motocicletas y Ciclomotores,» 2019.
- [37] Department for Transport - Government of the UK, «Road Traffic Estimates: Great Britain 2017,» 2017.
- [38] Federal Highway Administration y U.S. Department of Transportation, «Highway Statistics 2018,» 2018.
- [39] Dirección General de Tráfico - Gobierno de España, «Parque de vehículos - Anuario 2018,» 2018.
- [40] Gutiérrez, F. J. y Arcos, A., «Chapter 2: Forecast of EV Derived Electrical Demand. The Spanish Case.,» de *The Role of the Electric Vehicle in the Energy Transition: A Multidimensional Approach.*, 2020.
- [41] A. Postma, «Electric Vehicle Charging and its Effect on the Electricity Grid,» UIMP Santander, 2014.
- [42] Red Electrica Corporación S.A. - REE, «Control centre for the electric vehicle (cecovel),» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/en/red21/electric-vehicle/cecovel-the-electric-vehicle-control-centre>.
- [43] Gutiérrez-García, F.J., Arcos-Vargas, Á. y Gómez-Expósito, A., «Robustness of electricity systems with nearly 100% share of renewables: a worst-case study,» 2021. [En línea]. Available: <https://arxiv.org/abs/2105.14582>.
- [44] Ayuntamiento de Sevilla, «GeoSEVILLA,» [En línea]. Available: <https://sig.urbanismosevilla.org/VisorGis/>.
- [45] EMASESA, «Empresa Metropolitana de Abastecimiento y Saneamiento de Aguas de Sevilla S.A.,» [En línea]. Available: <https://www.emasesa.com/>.
- [46] Diputación de Sevilla, «Anuario Estadístico de la provincia de Sevilla,» 2018.

- [47] Ayuntamiento de Sevilla, «Plan de Acción por el Clima y la Energía Sostenible de Sevilla,» 2017. [En línea].
- [48] Red Eléctrica Corporación S.A. - REE, «Informe del sistema eléctrico,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema>.
- [49] Lazard, «Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0.,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/>.
- [50] «Cosnomo y emisiones de CO<sub>2</sub>,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España., [En línea]. Available: <http://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones>.
- [51] Arcos-Vargas, A. y Riviere L., Grid parity and carbon footprint: an analysis for residential solar, 2019.
- [52] Grantham Institute, «Expect the Unexpected: The Disruptive Power of Low-carbon Technology,» 2017.
- [53] Gude, V. G., «Energy and water autarky of wastewater treatment and power generation systems.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 52-68, 2015.
- [54] Dai, Y.J., Xie, W.T., Wang, R.Z. y Sumathy, K., «Concentrated solar energy applications using Fresnel lenses: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 6, pp. 2588-2606, 2011.

# REFERENCIAS ADICIONALES INCLUIDAS EN LAS PUBLICACIONES

Alahakoon D., Yu X. Smart Electricity Meter Data Intelligence for Future Energy Systems: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12, 2016.

Arcos-Vargas A., Cansino J.M., Román-Collado R. Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, 1024-1035, 2018

Brito M.C, Gomes N., Santos T., Tenedório J.A. Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. *Solar Energy*, 86, 283-288, 2012

Cao X., Dai X., Liu J. Building energy-consumption status worldwide and the state-of-the-art technologies for zero-energy buildings during the past decade. *Energy and Buildings* 128, 198-213, 2016.

Chen X., Shao S., Tian Z., Xie Z., Yin P. Impacts of air pollution and its spatial spillover effect on public health based on China's big data sample. *Journal of Cleaner Production*, 147, 915-925, 2017.

Chourabi H., Nam T., Shawn W., Gil-García J.R., Mellouli S., Nahon K., Pardo T.A., Scholl H.J. Understanding Smart Cities: An Integrative Framework. 45th Hawaii International Conference on System Sciences, 2012.

De Sisternes F.J, Jenkins J.D., Botterud A. The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, 175, 368-379, 2016.

Economist for Energy. 2018. <https://eforenergy.org/publicaciones.php>

El-Khattam W., Salama M.M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. *Electric Power Systems Research*, 71, 119-128, 2004.

European Commission. Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat/>

Good C., Andresen I., Hestnes A.G. Solar energy for net zero energy buildings – A comparison between solar thermal, PV and photovoltaic–thermal (PV/T) systems. *Solar Energy*, 122, 986-996, 2015.

Gómez A., Arcos A., Maza J.M., Rosendo J.A., Alvarez G., Carrillo S., González J., Morales D., González T. City-Friendly Smart Network Technologies and Infrastructures: The Spanish Experience. *Experience Proceedings of the IEEE*, 106, 626-660, 2018.

Gu Y., Li Y., Li X., Luo P., Wang H, Robinson Z.P., Wang X., Wu J., Li F. The feasibility and challenges of energy self-sufficient wastewater treatment plants. *Applied Energy*, 204, 1463-1475, 2017.

Hannan M.A., Hoque M.M., Mohamed A., Ayob A. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 771-789, 2017.

Henbest S. *New Energy Outlook 2018*. BloombergNEF. 2018.

Herrando M., Markides C.N. Hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heat and power provision in the UK: Techno-economic considerations. *Applied Energy*, 161, 512-532, 2016.

Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Cameron M.A., Mathiesen B.V. Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes. *Renewable Energy*, 123, 236-248, 2018.



- Jacques D.A., Gooding J., Giesekam J.J., Tomlin A.S., Crook R. Methodology for the assessment of PV capacity over a city region using low-resolution LiDAR data and application to the City of Leeds (UK). *Applied Energy*, 124, 28-34, 2014.
- Karteris M., Slini Th., Papadopoulos A.M. Urban solar energy potential in Greece: A statistical calculation model of suitable built roof areas for photovoltaics. *Energy and Buildings*, 62, 459-468, 2013.
- Kollmann R., Neugebauer G., K. F., Truger B., K. H., Stoeglehner G., Ertl T. Renewable energy from wastewater-Practical aspects of integrating a wastewater treatment plant into local energy supply concepts. *Journal of Cleaner Production*, 155, 119-129, 2017.
- Linares P., Declercq D. Escenarios para el sector energético en España 2030 - 2050. *Economist for Energy*. 2018
- Mo W., Zhang Q. Energy–nutrients–water nexus: Integrated resource recovery in municipal wastewater treatment plants. *Journal of Environmental Management*, 127, 255-267, 2013.
- Moskowitz S. Trends in Solar Technology and System Prices. *GTMresearch*. 2018.
- Ordóñez J., Jadraque E., Alegre J., Martínez G. Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2122-2130, 2010.
- O'Shaughnessy E., Cutler D., Ardani K., Margolis R. Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings. *Applied Energy*, 213, 11-21, 2018.
- Real Academia de Ingeniería de España. Propuestas para el fomento de la movilidad eléctrica: Barreras identificadas y medidas que se deberían adoptar. 208, 2018.
- Santos T., Gomes N., Freire S., Brito M.C., Santos L., Tenedório J.A. Applications of solar mapping in the urban environment. *Applied Geography*, 51, 48-57, 2014.
- Sevket M., Tepe Y. Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1187-1197, 2015.
- Shoener B.D., Bradley I.M., Cusick R.D., Guest J.S. Energy positive domestic wastewater treatment: the roles of anaerobic and phototrophic technologies. *The Royal Society of Chemistry*, 16, 1204-1222, 2014.
- SunCalc application web <https://www.suncalc.org>
- Unite kingdom Government, Department for transport, 2017  
<https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-transport>
- United Nations. Population Division – World Population Prospects. 2017.  
<https://esa.un.org/unpd/wpp/DataQuery/>
- Bloomberg New Energy Finance. (2019). New Energy Outlook 2018.  
<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.
- Bronski, P., Creyts, J., Guccione, L., Madrazo, M., Mandel, J., Rader, B., Crowdis, M. The economics of grid defection: When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service. *Rocky Mountain Institute*. 1-73, 2017.
- Hoffmann W. PV as a Major Contributor to the ~100% Renewably Powered World and Solving the Climate Battle. In: Petrova-Koch V., Hezel R., Goetzberger A. (eds) *High-Efficient Low-Cost Photovoltaics*. Springer Series in Optical Sciences, vol 140. Springer, Cham, 2020.
- Leonard, M. D., Michaelides, E. E., & Michaelides, D. N. Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables. *Renewable Energy*, 145, 951-962, 2020.
- Xin-gang, Z., & Zhen, W. Technology, cost, economic performance of distributed photovoltaic industry in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 110, 53-64, 2019.

- International Energy Agency. World Energy Outlook; International Energy Agency: Paris, France. 2019.
- International Energy Agency. Trends 2015 in Photovoltaic applications. Report No. IEA-PVPS T1-36, 2019. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/02/5319-iea-pvps-report-2019-08-lr.pdf>
- UNFCCC. Paris decision. 2015. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. Available from: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.
- Yushchenko, A., De Bono, A., Chatenoux, B., Patel, M. K., & Ray, N. GIS-based assessment of photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) generation potential in West Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2088-2103, 2018.
- Jacobson, M. Z., Howarth, R. W., Delucchi, M. A., Scobie, S. R., Barth, J. M., Dvorak, M. J., Jones, R. Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight. *Energy Policy*, 57, 585-601, 2013.
- Det Norske Veritas –DNV. "Energy transition outlook 2018", A global and regional forecast of the energy transition to 2050. 2018.
- Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Oyewo A.S., Child M., Caldera U., Sadovskaia K., Farfan, J., Barbosa LSNS., Fasihi M., Khalili S., Dalheimer B., Gruber G., Traber T., De Caluwe F., Fell H.-J., Breyer C. Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin, March 2019.
- Trainer, T. A critique of Jacobson and Delucchi's proposals for a world renewable energy supply. *Energy Policy*, 44, 476-481, 2012.
- Trainer, T. 100% Renewable supply? Comments on the reply by Jacobson and Delucchi to the critique by Trainer. *Energy policy*, 57, 634-640, 2013.
- Jacobson, M. Z., & Delucchi, M. A. Response to Trainer's second commentary on a plan to power the world with wind, water, and solar power. *Energy Policy*, 57, 641-643, 2013.
- Jakubiec, J. Alstan., Reinhart & Christoph F. A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels based on LiDAR and GIS data combined with hourly Daysim simulations. *Solar Energy*. 93, 127-143, 2013.
- Suomalainen, Kiti., Wang, Vincent. & Sharp, Basil. Rooftop solar potential based on LiDAR data: Bottom-up assessment at neighbourhood level. *Renewable Energy*. 111, 463-475, 2017.
- Strzalka, Aneta., Alam, Nazmul., Duminil, Eric., Coors, Volker. & Eicker, Ursula. Large scale integration of photovoltaics in cities. *Applied Energy*. 93, 413-421, 2012.
- Buffat, René., Grassi, Stefano. & Raubal, Martin. A scalable method for estimating rooftop solar irradiation potential over large regions. *Applied Energy*. 216, 389-401, 2018.
- Ko, Li., Wang, Jen-Chun., Chen, Chia-Yon. & Tsai, Hsing-Yeh. Evaluation of the development potential of rooftop solar photovoltaic in Taiwan. *Renewable Energy*. 76, 582-595, 2015.
- Izquierdo, Salvador., Rodrigues, Marcos. & Fueyo, Norberto. A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. *Solar Energy*. 82, 929-939, 2008.
- Kurdgelashvili, Lado., Li, Junli., Shih, Cheng-Hao. & Attia, Benjamin. Estimating technical potential for rooftop photovoltaics in California, Arizona and New Jersey. *Renewable Energy*. 95, 286-302, 2016.
- Assoulinea, Dan., Mohajeri, Nahid. & Scartezzini, Jean-Louis. Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests. *Applied Energy*. 2017, 189-211, 2018.

- Assoulinea, Dan., Mohajeri, Nahid. & Scartezzini, Jean-Louis. Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach. *Solar Energy*. 141, 278-296, 2017.
- Romero Rodríguez, Laura., Duminil, Eric., Sánchez Ramos, José. & Eicker, Ursula. Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models: A case study and new methodological approach. *Solar Energy*. 146, 264-275, 2017.
- Junta de Andalucía. (2019), Sistema de Información Multiterritorial de Andalucía (SIMA). <https://www.juntadeandalucia.es/institutodeestadisticaycartografia/sima/index2.htm>.
- Comunidad Autónoma del País Vasco. Indicadores municipales de sostenibilidad: Consumo eléctrico anual del municipio (kWh/habitante). 2019. <https://datos.gob.es/es/catalogo/a16003011-indicadores-municipales-de-sostenibilidad-consumo-electrico-anual-del-municipio-kwh-habitante>.
- Comunidad Autónoma de Madrid. Anuario Estadístico de la Comunidad de Madrid. 1985-2019 Industria y energía. 2019. <http://www.madrid.org/iestadis/fijas/estructu/general/anuario/ianucap12.htm>.
- Ministerio para la Transición Ecológica. Boletín Oficial del Estado. Viernes 4 de enero de 2019. Resolución de 21 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo. 2019.
- Ministerio del Interior. Dirección General de Tráfico. Tablas estadísticas. 2019. <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/>.
- Bódis, K., Kougias, I., Jäger-Waldau, A., Taylor, N., & Szabó, S. A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109309, 2019.
- Ministerio de Fomento. Instituto Cartográfico Nacional. Cartografía y datos geográficos. 2019. <https://www.fomento.gob.es/areas-de-actividad/instituto-geografico-nacional/cartografia>.
- Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., & Kay, M. Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 109-125, 2018.
- Tevar, G., Gomez-Exposito, A., Arcos-Vargas, A., & Rodriguez-Montanes, M. Influence of rooftop PV generation on net demand, losses and network congestions: A case study. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 68-86, 2019.
- [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/741953/road-traffic-estimates-in-great-britain-2017.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/741953/road-traffic-estimates-in-great-britain-2017.pdf)
- <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/consejo-superior-de-seguridad-vial/grupos-trabajo/gt-52-motocicletas-y-seguridad-vial.shtml>
- <https://apps.fomento.gob.es/CVP/handlers/pdfhandler.ashx?idpub=TTW103>
- <https://afdc.energy.gov/data/>
- <https://www.urbener.com/zem2all/>
- Monzón, Pérez y Di Commo. La eficiencia energética y ambiental de los modos de transporte en España. 2009.
- European Commission. National Energy and Climate Plans. EU countries' 10-year national energy and climate plans for 2021-2030. [https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans\\_en](https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en). 2020
- Gobierno de España. BOE: Real Decreto 15/2018. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>. 2018.

- Gobierno de España. BOE: Real Decreto 244/2019. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/dof/spa/pdf>. 2019.
- Cosic, B., Krajacic, G., Duic, N. A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia. *Energy*. 48:80-87, 2012.
- Fernandes, L., Ferreira, P. Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system. *Energy*. 69:51-57, 2014.
- Aalborg University, Denmark. EnergyPLAN: Advanced energy system analysis computer model. <https://www.energyplan.eu/>. 2000.
- Krajačić, G., Duić, N., Carvalho, M.G. H2RES, Energy planning tool for island energy systems – The case of the Island of Mljet. *International Journal of Hydrogen Energy*. 34:7015-7026, 2009.
- Azapagic, A., Grimston, M., Anderson, K., Keith, Bk., Glynn, S., Howel, S., Kouloumpis, V., Perdan, S., Simpson, J., Stamford, L., Stoker, G., Thomas, P., Youds, L. Assessing the sustainability of nuclear power in the UK. Manchester: SPRIng project. 2011. <http://www.springsustainability.org/>.
- Gibon, T., Wood, R., Arvesen, A., Bergesen, J., Suh, S., Hertwich, E. A Methodology for Integrated, Multiregional Life Cycle Assessment Scenarios under Large-Scale Technological Change. *Environmental Science and Technology*. 49:11218-11226, 2015.
- Guinée, J.B., Heijungs, R., Huppes, G., Zamagni, A., Masoni, P., Buonamici, R., Ekvall, T., and Rydberg, T. Life Cycle Assessment: Past, Present, and Future. *Environmental Science and Technology*. 45:90-96, 2011.
- Berrill, P., Arvesen, A., Scholz, Y., Gils, H.C., Hertwich, E.G. Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe. *Environmental Research Letter*. 11:014012, 2016.
- Santos, M.J., Ferreira, P., Araújo, M., Portugal-Pereira, J., Lucena, A.F.P., Schaeffer, R. Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multicriteria assessment. *Journal of Cleaner Production*. 167:938-950, 2017.
- Lucena, A.F.P., Schaeffer, R., Szklo, A.S. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. *Global Environmental Change*. 20:342-350, 2010.
- IAEA (International Atomic Energy Agency). MESSAGE-Brazil v.1.3. <https://www.iaea.org/topics/energy-planning/energy-modelling-tools>. 2006.
- Kumar, K. Assessment of renewables for energy security and carbon mitigation in Southeast Asia: The case of Indonesia and Thailand. *Applied Energy*. 163:63-70, 2016.
- Stockholm Environmental Institute. LEAP: the Low Emissions Analysis Platform. <https://leap.sei.org/default.asp>. 1980.
- Short W., Sullivan P., Mai T., Mowers M., Uriarte C., Blair N., Heimiller, D., Martinez, A. Regional Energy Deployment System (ReEDS). U.S. Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information. 2011.
- Pursiheimo, E., Holttinen, H., Koljonen, T. Path toward 100% renewable energy future and feasibility of power-to-gas technology in Nordic countries. *IET Renewable Power Generation*. 11:1698-1706, 2017.
- Loulou R., Goldstein, G., Kanudia, A., Lettila, A., Remme, U., Wright, E., Giannakidis, G., Noble, K.. Documentation for the TIMES Model. Energy Technology Systems Analysis Programme. 2016.
- Schlachtberger, D.P., Brown, T., Schafer, M., Schramm, S., Greiner, M. Cost optimal scenarios of a future highly renewable European electricity system: Exploring the influence of weather data, cost parameters and policy constraints. *Energy*. 163:100-114, 2018.

Mauleón, I. Photovoltaic investment roadmaps and sustainable development. *Journal of Cleaner Production*. 167:1112-1121, 2017.

International Energy Agency. *Energy Efficiency Market Report. Market Trends and Medium-term Prospects*. 2013. <https://www.iea.org/reports/medium-term-renewable-energy-market-report-2013>.

International Energy Agency. *Technology Roadmap. Wind Energy*. Paris, France. 2013. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-wind-energy-2013>.

Green Peace international. *Energy [r]evolution. A Sustainable WorldEnergy Outlook 2012*. Amsterdam. The Netherlands. 2012. <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2012/Energy%20Revolution%202012/ER2012.pdf>.

International Renewable Energy Agency, IRENA. *REmap 2030: a Renewable Energy Roadmap*. 2014. <https://www.irena.org/publications/2014/Jun/REmap-2030-Full-Report>.

Elliston, B., Diesendorf, M., MacGill, I. Simulations of scenarios with 100 renewable electricity in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy*. 45:606-613, 2012.

García-Gusano, D., Martín-Gamboa, M., Iribarren, D., and Dufour, J. Prospective Analysis of Life-Cycle Indicators through Endogenous Integration into a National Power Generation Model. *Resource*. 5:39, 2016.

García-Gusano, D., Iribarren, D., Garraín, D. Prospective analysis of energy security: A practical life-cycle approach focused on renewable power generation and oriented towards policy-makers. *Applied Energy*. 190:891-901, 2017.

García-Gusano, D., Iribarren, D. Prospective energy security scenarios in Spain: The future role of renewable power generation technologies and climate change implications. *Renewable Energy*. 126:202-209, 2018.

Park, M., Barrett, M., Cassarino, T.G. Assessment of future renewable energy scenarios in South Korea based on costs, emissions and weather-driven hourly simulation. *Renewable Energy*. 143:1388-1396, 2019.

Ministry of Trade Industry and Energy (MOTIE), 3020 Renewable Energy Plan, 2017. 2017. [http://www.motie.go.kr/motiee/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs\\_seq\\_n=159996&bbs\\_cd\\_n=81](http://www.motie.go.kr/motiee/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=159996&bbs_cd_n=81).

Sadorsky, P. Some future scenarios for renewable energy. *Futures*. 43:1091-1104, 2011.

Asdrubali, F., Baldinelli, G., D'Alessandro, F., Scrucca, F. Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 42:1113-1122, 2015.