



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MELILLA MEDIANTE
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: María Eugenia Arcos Presedo
Director: Pablo Frías Marín

Madrid, 2021.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MELILLA
MEDIANTE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA en la ETS de Ingeniería - ICAI de
la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020-2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: María Eugenia Arcos Presedo Fecha: 24/ 08/ 2021

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Pablo Frías Marín Fecha: 24/ 08/ 2021

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Pablo Frías Marín', written in a cursive style.A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'María Eugenia Arcos Presedo', written in a cursive style.

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. María Eugenia Arcos Presedo

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MELILLA MEDIANTE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 24 de agosto de 2021

ACEPTA

Fdo

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MELILLA MEDIANTE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: María Eugenia Arcos Presedo
Director: Pablo Frías Marín

Madrid

Agradecimientos

A mis amigos, los que me han acompañado en la universidad por ayudarme a seguir cuando no quedaban fuerzas y animarme en los momentos mas duros. A mis amigas de la residencia, por apoyarme, confiar en mi y ayudarme a desconectar cuando mas lo necesitaba.

A todos los profesores que me he cruzado en la carrera. Gracias por vuestra paciencia, por vuestras tutorías y por enseñarme todo lo que se hoy.

A mi familia. A mi madre, que ha sufrido conmigo todas las temporadas de exámenes y ha celebrado todas mis alegrías. A mi padre, por enseñarme lo que es ser ingeniero, ayudarme con algunas asignaturas y tener paciencia infinita. A mi abuelo, que también era ingeniero de ICAI y le hubiese hecho mucha ilusión ver donde estoy ahora.

DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MELILLA MEDIANTE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Arcos Presedo, María Eugenia.

Director: Frías Marín, Pablo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto consiste en el desarrollo de un modelo para la evaluación de la viabilidad de la transformación de un sistema energético aislado. Se realiza una aplicación a la ciudad de Melilla, definiéndose las infraestructuras necesarias para los escenarios 2019, 2030 y 2050. Los resultados obtenidos muestran que es posible reducir un 90% las emisiones, un 70% los costes medios del sistema y obtener excedentes para producir otros productos.

Palabras clave: Sostenibilidad; sistemas eléctricos aislados; renovable; almacenamiento; fotovoltaico; costes; emisiones; Melilla.

I. Introducción

La principal preocupación de la sociedad actual está centrada en la sostenibilidad futura del planeta asociada a los procesos de calentamiento global que hemos venido experimentando en las últimas décadas como consecuencia del aumento de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El sector eléctrico ha sido tradicionalmente responsable de una gran parte de estas emisiones, aunque en el caso de España se ha reducido a menos de la mitad en la última década (REE, 2021). De esta manera la contribución del sector eléctrico en el 2020 ha quedado por detrás del transporte y la industria.

Por su parte los sistemas insulares presentan unas características que les hace incurrir en elevados costes y altas emisiones, aunque su contribución en valor absoluto no resulte significativa. Una posible solución para los sistemas aislados pasa por la conexión con el sistema principal, lo que no resulta posible en el caso de Melilla. El objeto de este proyecto es realizar una metodología original para el análisis de la transformación energética de los sistemas aislados, para aplicarla posteriormente al caso de estudio de Melilla.

II. Definición del Proyecto

El trabajo consiste en el desarrollo de una metodología original para el análisis de viabilidad para la transformación energética de un sistema eléctrico aislado. Aunque la metodología propuesta es aplicable a cualquier sistema aislado, en este trabajo se analiza el caso específico de Melilla.

El estudio parte del análisis de la demanda horaria del sistema incluyendo una previsión para el 2030 y el 2050 considerando los posibles cambios tecnológicos y de comportamiento (electrificación del transporte, eficiencia de dispositivos, ...). Posteriormente se realiza una estimación del potencial renovable de la zona, estimando mediante simuladores la producción horaria, equilibrando, en la medida de lo posible, la producción horaria con la demanda mediante instalaciones de almacenamiento de energía, completando con diésel cuando no es posible. También se incluye un análisis de la situación actual y perspectivas futuras de las tecnologías utilizadas (almacenamiento y fotovoltaica). El trabajo finaliza con la presentación de los resultados obtenidos, así como un conjunto de conclusiones y unas posibles líneas de desarrollo futuro.

III. Descripción del modelo

La metodología propuesta consiste en simular para los distintos posibles valores de fotovoltaica y almacenamiento, el coste total anual del sistema. La combinación que presente el mínimo coste para cada escenario será la seleccionada para el diseño de la instalación.

Para cada posible combinación de potencia instalada fotovoltaica y almacenamiento, se compara la producción horaria con la demanda. En el caso de que la generación sea suficiente, se salda la demanda y, si es posible, se almacena en la batería el sobrante. En los casos donde la batería no tenga capacidad se producen vertidos de energía, desaprovechando dicha energía. En los casos donde la demanda sea superior a la generación, se cubrirá con la energía almacenada en la batería, complementándola con generación diésel en aquellos casos que no sea posible. En la Figura 1 se presenta el diagrama de bloques que describe la metodología empleada.

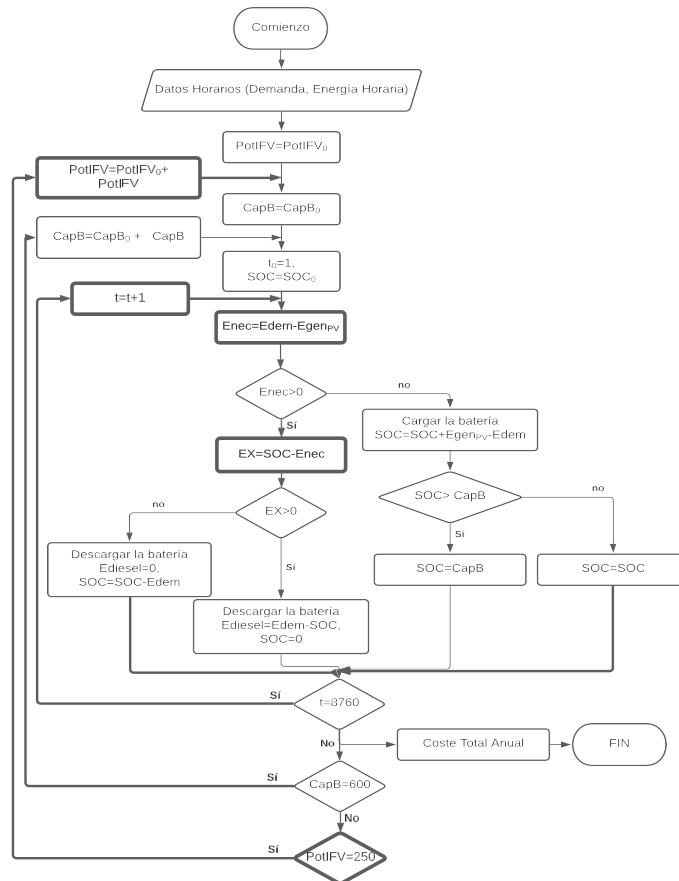


Figura 1. Metodología propuesta.

IV. Resultados

Los valores de costes asociados a cada caso se representan gráficamente identificando los valores mínimos. En la Figura 2, se muestra el escenario 2019.

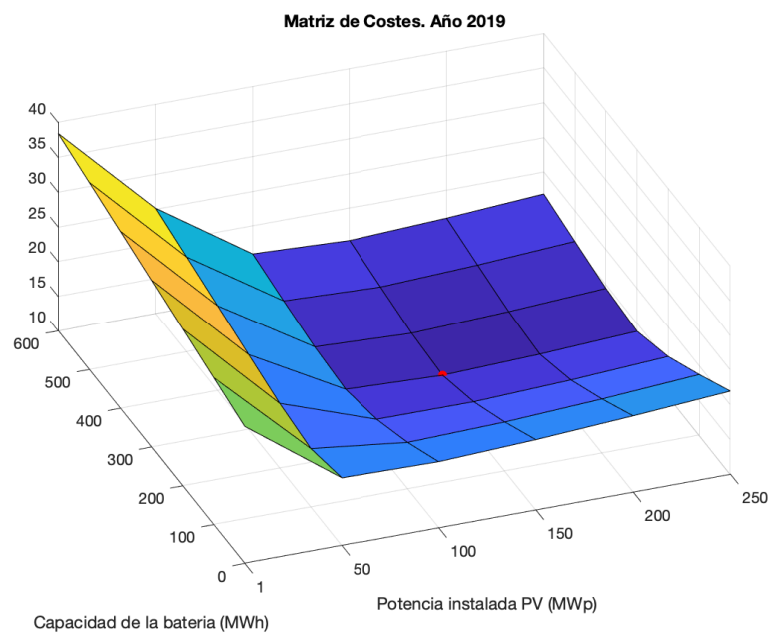


Figura 1. Superficie de costes. Año 2019.

Para la presentación de los resultados se han definido una serie de indicadores (*KPI*) que se muestran en la siguiente tabla (Tabla 1).

	Situación actual	Fase I (Escenario 2019)	Fase II (Escenario 2030)	Fase III (Escenario 2050)
Demanda anual (GWh)	211	211	234	288
Potencia instalada PV (MWp)	0	150	150	200
Almacenamiento óptimo (MWh)	0	300	400	500
Generación diésel (GWh)	211	24,48	23,81	25,79
Capacidad de conexión óptima (MW)	0	43,2	43,2	57,6
Número de circuitos instalados óptimos	0	9	9	12
Inversión en generación (M€)	0	135	155	200
Inversión en conexión (M€)	0	1,35	1,35	1,8
% de generación renovable	0%	88%	90%	91%
Emisiones (kTm CO₂)	173020	20070	19525	21148
Emisiones específicas (kTm CO₂/MWh)	0,82	0,10	0,08	0,07
Coste anual total (M€)	29,95	12,67	12,36	12,85
Coste medio de generación (€/MWh)	142	60,03	52,83	44,61
Vertidos (GWh)	0	133,195	109,545	164,433
% de energía renovable no aprovechada	0	42%	34%	39%

Tabla 1. Indicadores clave del estudio.

Dado que la tecnología es modular, se proponen un conjunto de instalaciones que van aumentando, acompasando la demanda. En la Figura 3, se muestra la ubicación gráfica de las instalaciones fotovoltaicas, de las unidades de almacenamiento, así como las instalaciones de conexión necesarias.



Figura 3. Disposición geográfica de las instalaciones para las distintas fases.

V. Conclusiones

Con este trabajo se comprueba que es posible desarrollar un nuevo sistema eléctrico para la ciudad autónoma de Melilla incurriendo en unos costes medios del sistema un 70% inferiores que los actuales, mientras las emisiones se ven reducidas en mas de un 90% a las actuales. El hecho de dismantelar la central actual obligaría el sistema ha incurrir en costes mucho mayores, debiendo instalar una gran cantidad de almacenamiento. El sistema propuesto hace que el 40% de la energía renovable producida no pueda ser utilizada, pudiendo ser aprovechada por otras aplicaciones (desalinización de agua, producción de bitcoins...). De esta manera la implementación de este proyecto contribuirá a cuatro de los objetivos de desarrollo sostenibles como son el 7, “Energía asequible y no contaminante”, el 11 “Ciudades y comunidades sostenibles”, el 13 “Acción por el clima”, y como subproducto, el 6 “Agua limpia y saneamiento”.

DECARBONIZATION OF MELILLA'S ELECTRICITY SYSTEM THROUGH SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATION

Author: Arcos Presedo, María Eugenia.

Supervisor: Frías Marín, Pablo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project consists of the development of a model for the evaluation of the feasibility of the transformation of an isolated energy system. It is applied to the city of Melilla, defining the necessary infrastructures for the 2019, 2030 and 2050 scenarios. The results obtained show that it is possible to reduce emissions by 90%, reduce average system costs by 70% and obtain surpluses to produce other products.

Keywords: Sustainability; isolated electrical systems; renewable; storage; photovoltaic; costs; emissions; Melilla.

I. Introduction

The main concern of today's society is focused on the future sustainability of the planet associated with the global warming processes that we have been experiencing in recent decades as a result of the increase in greenhouse gas emissions (GHG). The electricity sector has traditionally been responsible for a large part of these emissions, although in the case of Spain it has been reduced to less than half in the last decade (REE, 2021). Thus, the contribution of the electricity sector in 2020 was behind that of transport and industry.

For their part, island systems present characteristics that make them incur high costs and high emissions, although their contribution in absolute value is not significant. A possible solution for isolated systems is to connect them to the main system, which is not possible in the case of Melilla. The purpose of this project is to develop an original methodology for the analysis of the energy transformation of isolated systems, to be subsequently applied to the case study of Melilla.

II. Model's description

The work consists of the development of an original methodology for the feasibility analysis for the energy transformation of an isolated power system. Although the proposed methodology is applicable to any isolated system, this work analyzes the specific case of Melilla.

The study starts with the analysis of the hourly demand of the system including a forecast for 2030 and 2050 considering possible technological and behavioral changes (electrification of transport, efficiency of devices, ...). Subsequently, an estimation of the renewable potential of the area is made, estimating by means of simulators the hourly production, balancing, as far as possible, the hourly production with the demand by means of energy storage facilities, supplementing with diesel when it is not possible. It also includes an analysis of the current situation and future prospects of the technologies used (storage and photovoltaic). The work ends with the presentation of the results obtained, as well as a set of conclusions and possible lines of future development.

III. Description of the model

The proposed methodology consists of simulating the total annual cost of the system for the different possible values of photovoltaic and storage. The combination that presents the minimum cost for each scenario will be the one selected for the design of the installation.

For each possible combination of installed photovoltaic power and storage, the hourly production is compared with the demand. If the generation is sufficient, the demand is met and, if possible, the surplus is stored in the battery. In cases where the battery has no capacity, energy is discharged, wasting this energy. In cases where demand exceeds generation, it will be covered with the energy stored in the battery, supplementing it with diesel generation in those cases where this is not possible. Figure 1 shows the block diagram describing the methodology used.

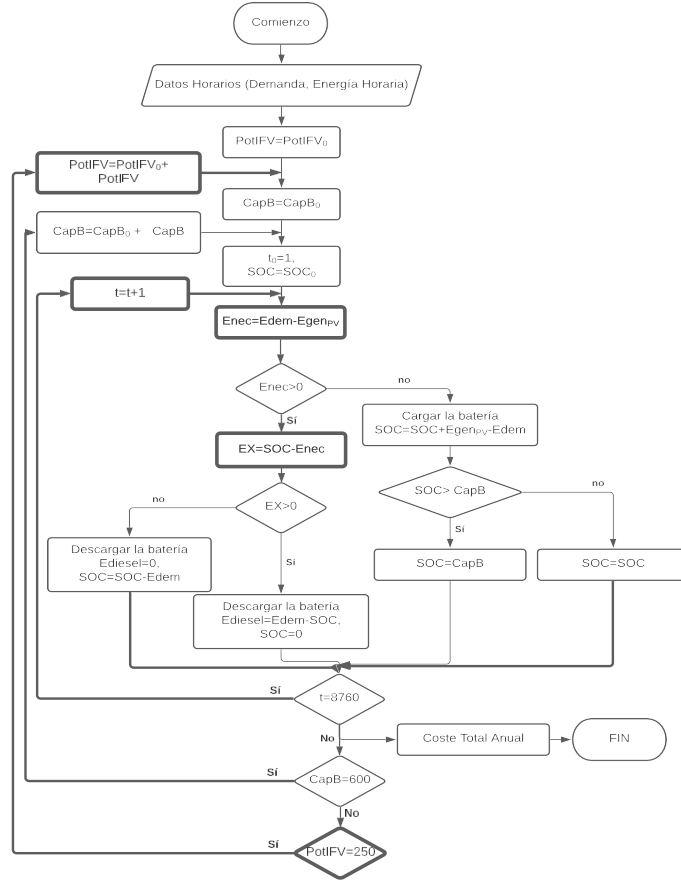


Figure 1. Proposed methodology.

IV. Results

The cost values associated with each case are represented graphically identifying the minimum values. Figure 2 shows the 2019 scenario.

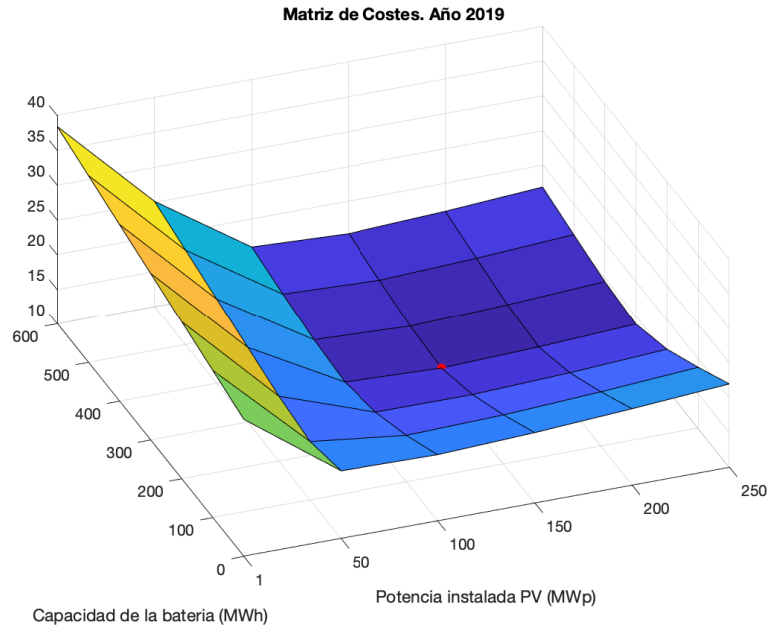


Figure 1. Cost area. Year 2019.

For the presentation of the results, a series of indicators (KPIs) have been defined and are shown in the following table (Table 1).

	Situación actual	Fase I (Escenario 2019)	Fase II (Escenario 2030)	Fase III (Escenario 2050)
Demanda anual (GWh)	211	211	234	288
Potencia instalada PV (MWp)	0	150	150	200
Almacenamiento óptimo (MWh)	0	300	400	500
Generación diésel (GWh)	211	24,48	23,81	25,79
Capacidad de conexión óptima (MW)	0	43,2	43,2	57,6
Número de circuitos instalados óptimos	0	9	9	12
Inversión en generación (M€)	0	135	155	200
Inversión en conexión (M€)	0	1,35	1,35	1,8
% de generación renovable	0%	88%	90%	91%
Emisiones (kTm CO₂)	173020	20070	19525	21148
Emisiones específicas (kTm CO₂/MWh)	0,82	0,10	0,08	0,07
Coste anual total (M€)	29,95	12,67	12,36	12,85
Coste medio de generación (€/MWh)	142	60,03	52,83	44,61
Vertidos (GWh)	0	133,195	109,545	164,433
% de energía renovable no aprovechada	0	42%	34%	39%

Table 1. Key performance indicators.

Since the technology is modular, a set of installations is proposed that will increase as demand increases. Figure 3 shows the graphic location of the photovoltaic installations, the storage units and the necessary connection installations.



Figure 3. Geographical arrangement of the facilities for the different phases.

V. Conclusions

This work proves that it is possible to develop a new electricity system for the autonomous city of Melilla incurring average system costs 70% lower than the current ones, while emissions are reduced by more than 90% compared to the current ones. The fact of dismantling the current plant would force the system to incur much higher costs, having to install a large amount of storage. The proposed system means that 40% of the renewable energy produced cannot be used, but it could be used for other applications (water desalination, bitcoin production...). In this way the implementation of this project will contribute to four of the sustainable development goals such as 7, "Affordable and clean energy", 11 "Sustainable cities and communities", 13 "Climate action", and as a by-product, 6 "Clean water and sanitation".

Índice de la memoria

1. Introducción.....	9
1.1. Motivación.....	9
1.2. Antecedentes.....	14
1.3. Objeto del proyecto	16
1.4. Estructura del proyecto.....	17
2. Datos y Metodología	18
2.1. Introducción	18
2.2. Procedimiento de cálculos.....	19
2.3. Datos necesarios.....	23
2.4. Conclusiones	25
3. Caracterización del caso a estudio.....	25
3.1. Introducción.....	25
3.2. Caracterización de la generación y del almacenamiento.....	26
3.2.1. Caracterización de la generación actual.....	26
3.2.2. Caracterización de la nueva generación.....	33
3.3. Caracterización de la demanda.....	41
3.3.1. Escenarios de demanda futuros.....	44
3.4. Caracterización del almacenamiento	47
3.5. Caracterización de la red.....	50
3.6. Conclusiones	52
4. Resultados del estudio.....	53
4.1. Introducción	53
4.2. Escenario 2019	54
4.2.1. Exploración completa.....	54
4.2.2. Caso óptimo.....	57
4.3. Escenario 2030	60
4.3.1. Exploración completa.....	60
4.3.2. Caso óptimo.....	62
4.4. Escenario 2050	65

4.4.1. Exploración completa.....	65
4.4.2. Caso óptimo.....	67
4.5. Disposición de las instalaciones y evolución del sistema.....	70
4.6. Instalaciones de conexión a la red existente.....	73
4.7. Indicadores clave del estudio (KPI, <i>Key Performance Indicators</i>).....	78
4.8. Conclusiones.....	81
5. Conclusiones.....	83
Referencias	86
Anexo I. Tecnología Fotovoltaica.....	88
1. Introducción a la energía solar.....	88
2. Efecto fotoeléctrico.....	88
3. Célula fotovoltaica.....	89
4. Panel fotovoltaico.....	91
4.1. Estructura del panel fotovoltaico.....	91
4.2. Tipos de seguimientos.....	92
4.3. Tecnología de paneles fotovoltaicos.....	93
Anexo II. Instalaciones de almacenamiento	96
1. Introducción a las tecnologías de almacenamiento	96
2. Distintas tecnologías de almacenamiento.....	96
2.1. Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias)	96
2.2. Almacenamiento electroquímico (baterías de flujo).....	98
2.3. Almacenamiento electroquímico (hidrógeno)	99
2.4. Almacenamiento electromecánico.....	100
2.5. Almacenamiento electromagnético.....	101
2.6. Almacenamiento termoeléctrico	102
3. Tesla Megapack.....	102
Anexo III. Pérdidas de potencia.....	103
Anexo IV. Códigos empleados.....	106
1. Códigos de análisis de costes totales de cada combinación.	106
2. Códigos de las figuras realizadas.....	110

Índice de figuras

<i>Figura 1.1. Estructura de la potencia eléctrica instalada por tipo de central.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 1.2. Producción peninsular por tecnología.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.3. Coste nivelados de la energía según distintas tecnologías.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 1.4. Objetivos de desarrollo sostenible.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2.1. Diagrama de bloques.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3.1. Planta de incineración de residuos de Melilla.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 3.2. Esquema de la Central Diésel.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3.3. Cargos y otros costes 2019</i>	<i>30</i>
<i>Figura 3.4. Emisiones y factor de emisión CO₂ eq. de la generación.</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.5. Coste de las instalaciones fotovoltaicas en distintos países.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.6. Reducción de costes en los últimos 10 años en distintos países.</i>	<i>36</i>
<i>Figura 3.7. Plano de formaciones vegetal y terreno protegido.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.8. Mapa de recursos eólicos en Melilla y terreno protegido.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.9. Demanda en Melilla. 2019.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.10. Caracterización de la demanda. Diferencia entre día laborable y día festivo.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3.11. Caracterización de la demanda. Diferencias entre verano e invierno.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.12. Demanda vs. Producción. 15/06/2019. 75 MWp instalados.</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3.13. Comparación de la tecnología de las baterías.....</i>	<i>48</i>

<i>Figura 3.14. Esquema unifilar simplificado de la distribución de Melilla</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4.1. Matriz de Costes. Año 2019.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 4.2. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2019.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 4.3. Componentes de generación del coste anual. Año 2019.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 4.4. Fuentes de la producción anual. Año 2019.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 4.5. Matriz de Costes. Año 2030.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4.6. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2030.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 4.7. Componentes de generación del coste anual. Año 2030.</i>	<i>63</i>
<i>Figura 4.8. Fuentes de la producción anual. Año 2030.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 4.9. Matriz de Costes. Año 2050.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.10. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2050.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 4.11. Componentes de generación del coste anual. Año 2050.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.12. Fuentes de la producción anual. Año 2050.</i>	<i>69</i>
<i>Figura 4.13. Disposición geográfica de las instalaciones para las distintas fases.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4.14. Variación de las emisiones específicas y del coste medio de generación...</i>	<i>80</i>
<i>Figura A.I.1. Estructura típica de una célula fotovoltaica.</i>	<i>90</i>
<i>Figura A.I.2. Esquema de la estructura interior de un panel fotovoltaico.</i>	<i>91</i>
<i>Figura A.II.1. Comparativa cualitativa entre los principales tipos de baterías secundarias.</i>	<i>97</i>
<i>Figura A.II.2. Esquema de funcionamiento de batería de flujo.....</i>	<i>99</i>

<i>Figura A.II.3. Esquema de componentes de un volante de inercia.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura A.IV.1. Excel. Matriz de Coste.....</i>	<i>108</i>
<i>Figura A.IV. 2. Hoja de cálculo . Procedimientos de cálculos.....</i>	<i>110</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 3.1. Liquidación de las aportaciones presupuestarias correspondientes al mes de producción diciembre y anteriores de 2018.</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 3.2. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión durante el año 2000.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 3.3. Datos relevantes de instalaciones fotovoltaicas</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3. 4. Producción en Melilla, costes de inversión y O&M para los sistemas de seguimiento.</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3.5. Demanda anual desde el año 2010 hasta el año 2019.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 3.6. Consumo total anual por tipo de vehículo matriculado en Melilla.</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 3.7. Demanda de energía y potencia en los escenarios considerados.</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3.8. Principales características técnicas.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 4.1. Parámetros considerados. Año 2019.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 4.2. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2019.</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 4.3. Parámetros considerados. Año 2030.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.4. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2030.</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 4.5. Parámetros considerados. Año 2050.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 4.6. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2050.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 4.7. Instalaciones necesarias en las distintas fases del proyecto.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 4.8. Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo.</i>	<i>73</i>

<i>Tabla 4.9. Factor de corrección, F_{ct}, para temperatura del terreno distinta a 25 °C.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4.10. Coeficiente corrector por agrupación de cables, F_{ca}.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4.11. Coeficiente corrector para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 K·m/W. F_{crt}.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 4.12. Coeficiente corrector para distintas profundidades de soterramiento. F_{cp}..</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 4.13. Número de circuitos de MT necesarios por fase.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 4.14. Inversión total y coste totales anuales.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.15. Principales indicadores del estudio.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla A.I.1. Energía requerida por potencia instalada</i>	<i>95</i>
<i>Tabla A.II.1. Especificaciones de Megapack</i>	<i>102</i>
<i>Tabla A.III. Resistencia de los conductores.</i>	<i>104</i>

1. Introducción

1.1. Motivación

La Ciudad Autónoma de Melilla, desde el punto de vista energético, es considerada una isla ya que carece de interconexiones con Marruecos y la Península. Como sistema eléctrico está supervisado por el Operador del Sistema (OS), Red Eléctrica de España (<https://www.ree.es/es>), responsable de gestionar el sistema de forma que se garantice la continuidad y calidad del suministro. Las actividades de distribución (DSO) en el territorio las ejerce la empresa privada Gaselec (<http://www.grupogaselec.es>), mientras que la actividad de generación es desarrollada principalmente por Endesa (<https://www.endesa.com/es>).

Como cualquier sistema aislado de pequeño tamaño y débil interconexión, presenta un grado elevado de vulnerabilidad requiriendo una mayor flexibilidad en la operación y un mayor coeficiente de cobertura. Este hecho hace que sus costes de explotación resulten sensiblemente mayores que en los sistemas interconectados (Península). Actualmente existe una tendencia de sustituir la generación convencional por sistemas renovables, lo que resulta especialmente complicado en Melilla debido a su escasa superficie (12,3 km²).

En general, los sistemas eléctricos aislados presentan tres grandes problemas, (Sánchez Mingarro, 2020):

1. La seguridad del suministro

La actual dependencia a la importación de recursos fósiles supone un riesgo para asegurar la seguridad del suministro. Los sistemas eléctricos aislados no poseen el combustible fósil necesario para poder autoabastecerse. Normalmente, el abastecimiento se hace por vía marítima pudiendo estar condicionado por bloqueos o situaciones meteorológicas.

2. Sostenibilidad

Dado que la generación debe ser necesariamente gestionable para poder responder rápidamente a las variaciones de la demanda, normalmente se basa en sistemas térmicos convencionales. En particular en el caso de los sistemas insulares españoles (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla), la práctica totalidad de su potencial instalada corresponde a tecnologías de fuel/gas o carbón. (Figura 1.1.)

Estructura de la potencia eléctrica instalada por tipo de central [%]

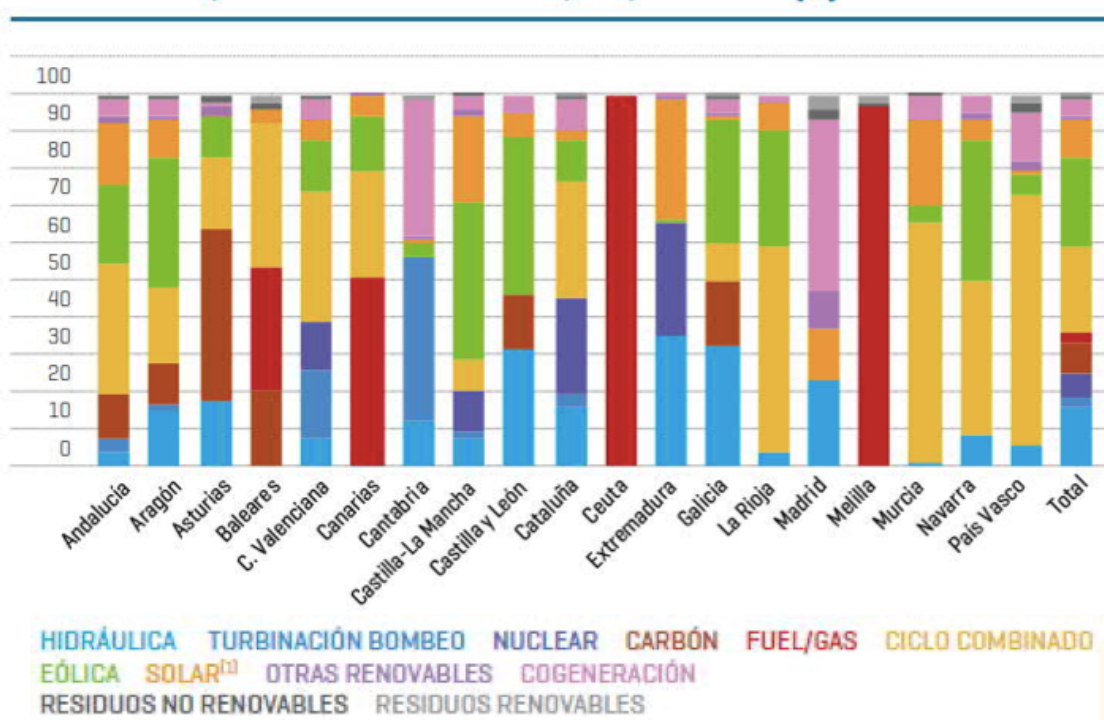


Figura 1.1. Estructura de la potencia eléctrica instalada por tipo de central.

Fuente: Sánchez Mingarro, 2020.

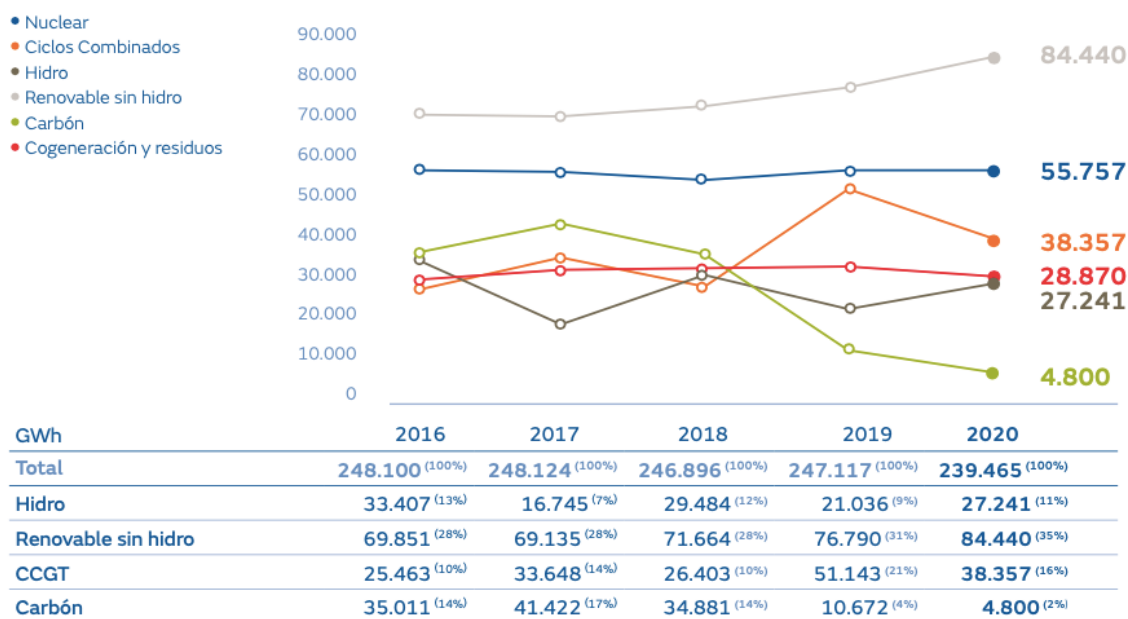
Las centrales de estas tecnologías presentan unas emisiones específicas elevadas (toneladas de CO₂ /MWh). Además de otro tipo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), así como otras asociadas al contenido de azufre (SO₂), nitrógeno (NO_x) y cenizas volantes.

Factores de emisiones de CO₂	
	Valores aprobados kg CO₂/kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	0,357
Electricidad convencional peninsular	0,331
Electricidad convencional extrapeninsular	0,833
Electricidad convencional Baleares	0,932
Electricidad convencional Canarias	0,776
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	0,721

Tabla 1.1. Factores de emisiones de CO₂

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (IDEA), 2014.

Como se puede apreciar en la Tabla 1.1, los sistemas extrapeninsulares presentan unas emisiones específicas de mas del doble que en el sistema convencional peninsular. Además, en la Península existe una importante participación de generación libre de emisiones (hidráulico, eólico, fotovoltaico y nucleares). En la Figura 1.2 se puede apreciar la importante contribución de las tecnologías libres de emisiones en la Península (nuclear, hidráulica, eólica y fotovoltaica), así como la tendencia sostenida de reducción de las tecnologías asociadas a emisiones de GEI, especialmente carbón.



Hidro: Incluye gran hidráulica y bombeo.
Renovables sin hidro: minihidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica y residuos renovables.
Fuente: REE.

Figura 1.2. Producción peninsular por tecnología.

Fuente: Fundación Naturgy, 2021.

3. Costes de la energía (LCOE)

El hecho de utilizar tecnologías térmicas y de pequeña escala hace que el coste de energía producida resulte significativamente mas elevado que los sistemas integrados. Habitualmente, el coste de energía se mide usando el *Levelized Cost Of Energy* (LCOE). El LCOE es un procedimiento para valorar económicamente los costes asociados a la generación de la energía eléctrica a lo largo de toda su vida útil (inversión, operación y mantenimiento, combustibles, costes del capital, impuestos, ...). Lazard es un banco de inversión que anualmente realiza estudios que incorpora la situaciones del mercado y las mejoras tecnológicas. En la Figura 1.3, se muestran los valores de LCOE publicados por Lazard en su último informe. (Lazard, 2020).

Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances

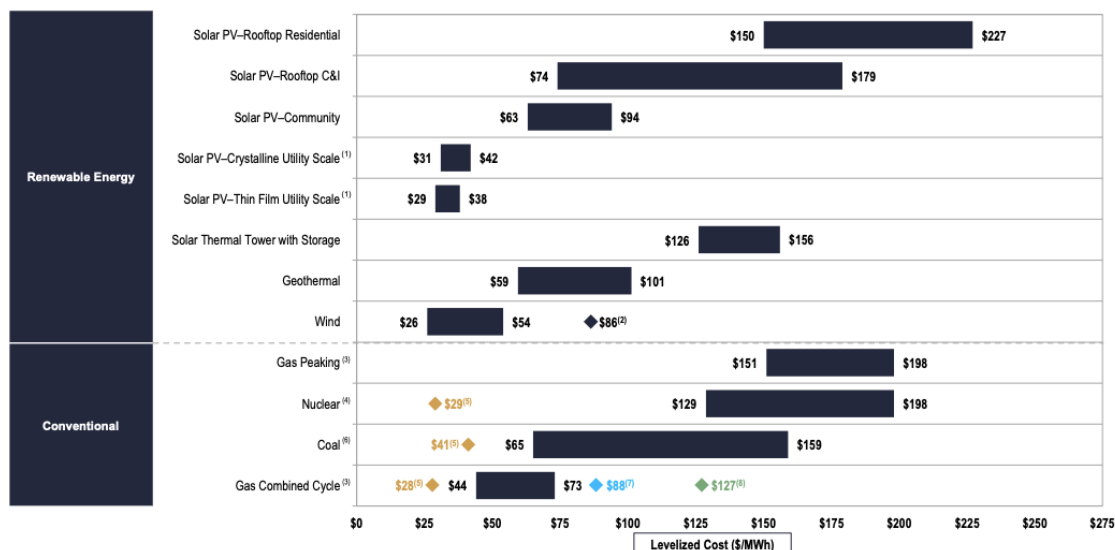


Figura 1.3. Coste nivelados de la energía según distintas tecnologías.

Fuente: Lazard, 2020.

En el caso de Melilla la diferencia de costes es aun mayor debido a los costes de abastecimiento de los combustibles y a la pequeña escala de las unidades de generación que están muy por debajo de la escala optima, como se verá en los siguientes capítulos.

Dada la relevancia del tema la Unión Europea promueve varios estudios dirigidos a la optimización de sistemas aislados como pueden ser “Clean energy for UE islands” y “REACT- Renewable Energy for Self-sustainable Islands Communities”. (European Union, 2021). Estos proyectos están dirigidos a mejorar la seguridad y la sostenibilidad, así como a reducir los costes asociados al sistema energía, que está en línea con los objetivos del proyecto.

1.2. Antecedentes

La ciudad autónoma de Melilla ha desarrollado actualmente su plan estratégico 2020-2029. El primero de los cuatro ejes que propone se refiere la autosuficiencia y sostenibilidad donde el sistema energético juega un papel relevante para alinear el desarrollo de la ciudad con los objetivos de desarrollo sostenibles (ODS), mostrados en la Figura 1.4. Explorando el potencial eólico y solar, teniendo en cuenta las restricciones medioambientales y territoriales.



Figura 1.4. Objetivos de desarrollo sostenible

Fuente: ODS, 2020.

De los 17 objetivos que hay marcados, el proyecto aporta en 3 objetivos, de los cuales uno predomina y los otros dos son consecuencias. El objetivo 7, “Energía asequible y no contaminante”, es el principal fin del proyecto. Este objetivo plantea garantizar el acceso universal a la energía, fiable y asequible. Pretende aumentar considerablemente la proporción de energía producida de manera renovable, objetivo que cumple el

proyecto. Como consecuencia del objetivo 7, también se llegan a tratar el objetivo 11, “Ciudades y Comunidades Sostenibles” y el objetivo 13, “Acción por el clima”.

1.3. Objeto del proyecto

Por lo tanto, en el caso de Melilla, nos encontramos ante un sistema:

- Muy vulnerable (política-geográficamente)
- Alta complejidad en la explotación. Dificultad para garantizar la seguridad del suministro.
- Elevados costes unitarios
- Medioambientalmente ineficiente

En los casos de Baleares y Ceuta el problema puede tener una solución mas sencilla integrándolos en el sistema peninsular mediante cables submarinos, lo que lo convertiría en una extensión del mismo. Esta solución no sería viable ni técnica ni económicamente para el sistema eléctrico de Melilla, no siendo estratégicamente admisible la interconexión con Marruecos por razones geopolíticas.

En este sentido se pueden plantear las siguientes preguntas de investigación:

1. ¿Es posible desarrollar un sistema basado en energías renovables para el abastecimiento eléctrico de Melilla?
2. Si es posible, ¿cuál sería la combinación óptima de tecnologías?
3. ¿El coste sería asumible?
4. ¿El sistema sería seguro? ¿Se podría prescindir de la generación actual?

El objeto de este trabajo fin de grado es responder a estas preguntas diseñando un modelo energético óptimo, o al menos que mejore la situación inicial.

1.4. Estructura del proyecto

Este proyecto se dividirá en 6 capítulos descritos a continuación:

- *Capítulo 1: Introducción.*
- *Capítulo 2: Metodología.*
- *Capítulo 3: Caracterización del caso a estudio.*
- *Capítulo 4: Resultados del estudio.*
- *Capítulo 5: Conclusiones.*
- *Referencias.*
- *Anexos.*

2. Datos y Metodología

2.1. Introducción

En este capítulo se explica el desarrollo del proyecto y las herramientas utilizadas para ello. Se adjuntará un diagrama de bloques para facilitar el entendimiento del procedimiento.

2.2. Procedimiento de cálculos

Para obtener el coste anual total para cada combinación P-S (potencia instalada PV-almacenamiento), se realiza un balance horario con la siguiente lógica:

1. Si la producción PV es mayor que la demanda horaria, la demanda se satisface de esta fuente y el excedente se almacena hasta llegar a la capacidad máxima de la batería, produciendo vertidos si la diferencia supera la capacidad.
2. Si la producción PV es menor que la demanda, se presentan dos casos:
 - a. Si hay energía en la batería, la demanda se satisface de dicha fuente.
 - b. Si no hay energía en la batería, la demanda se satisface desde el grupo diésel.

Se debe tener en cuenta que el proceso de carga y descarga de la batería presenta unas pérdidas a tener en cuenta, y que existen emisiones asociadas a la generación diésel.

Una vez que se conoce como se satisface la demanda horaria, se pueden obtener tres tipos de costes:

- Coste anual de la generación diésel.

$$CosteDiésel (M€) = CosteUnitDiésel \left(\frac{M€}{MWh} \right) \times gendiesel(MWh)$$

- Coste anual del sistema de almacenamiento. Este se calcula como el coste de la inversión dividido entre su vida útil¹.

$$CosteAlm(M€) = CosteUnitBatería \left(\frac{M€}{MWh} \right) \times CapBatería(MWh) \times \frac{365}{Vida\ útil\ de\ la\ batería\ en\ ciclos}$$

- Coste anual del sistema fotovoltaico. Presenta dos componentes: la amortización anual (los costes de inversión dividido entre la vida útil) y los costes de operación y mantenimiento (se estimarán con un porcentaje de la inversión total).

¹ Se considera que la batería funciona en ciclos diarios.

$$CostePV (M€) = CosteAnualPV (M€) + CosteAnualO\&M (M€)$$

$$CosteAnualPV (M€) = CosteUnitPV \left(\frac{M€}{MWp} \right) \times \frac{PotInstaladaPV(MWp)}{Vida \text{ Útil (años)}}$$

$$CosteAnualO\&M (M€)$$

$$= CosteUnitPV \left(\frac{M€}{MWp} \right) \times PotInstaladaPV(MWp) \times \%O\&M$$

Por lo tanto el coste anual del sistema de generación se calcula de la siguiente manera:

$$CosteTotalAnual(M€)$$

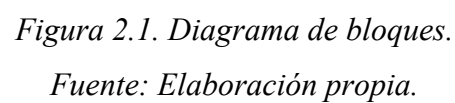
$$= CosteDiesel(M€) + CosteAlm(M€) + CostePV(M€)$$

La combinación que presenta el menor coste para cada escenario P-S, representa la configuración óptima seleccionada y es la que se considera en los siguientes pasos.

A partir de la configuración óptima se calculan los costes de conexión a la red. Con objeto de no complicar excesivamente el estudio no se considera, en primera aproximación, la integración en la red existente sino que se asume una conexión directa a la fuente de generación actual. Estos cálculos se desarrollan en el capítulo 4, “Resultados”.

Para terminar se calculan los principales KPI (*Key Performance Indicators*) de cada combinación P-S. Estos indicadores son de cuatro naturalezas: asociados al tamaño del mercado (demanda anual), asociados a las instalaciones físicas (potencia instalada fotovoltaica, almacenamiento óptimo, generación diésel, capacidad de conexión óptima, número de circuitos instalados óptimos), asociados a las magnitudes económicas (inversión en generación, inversión en conexión) y un último bloque asociado al output del sistema (% de generación renovable, emisiones, emisiones específicas, coste anual total, coste medio de generación, vertidos).

En la Figura 2.1. se presenta el diagrama de bloques del caso propuesto. El procedimiento consiste en evaluar el coste del sistema para distintos valores de potencia instalada fotovoltaica y almacenamiento.



2.3. Datos necesarios

Para la aplicación de la metodología propuesta es necesario disponer datos de dos naturalezas: asociados a la ubicación y el entorno, y relativos al coste y las tecnologías a emplear. En lo que se refiere a los primeros (ubicación y entorno) se debe disponer de:

- Generación actual. Está constituido por las instalaciones existentes teniendo en cuenta su tamaño, sus combustibles y las tecnologías utilizadas. Son relevantes ya que atenderán la parte de la demanda no satisfecha por las instalaciones propuestas (generación renovable y almacenamiento)
- Recursos renovables en el emplazamiento. Se analiza la disponibilidad de los recursos eólicos y solares, tanto en irradiación y velocidad del viento como en superficie disponible y nivel de protección ambiental. En el caso del solar se dispone de la producción horaria mediante el uso del simulador PVGIS.
- Demanda. Se usan los datos de demanda horaria procedentes de la aplicación esios de REE. No se considera la posible flexibilidad por cambio de uso por lo que dichos valores, así como los proyectados para 2030 y 2050, tendrán que ser cubiertos por las instalaciones actuales y propuestas.
- Modelo de red de distribución. Los datos utilizados proceden del modelo del Ministerio. De cualquier forma, las instalaciones a desarrollar no afectarán al funcionamiento de la red de distribución ya que la inyección de generación será por el mismo punto.

En cuanto a lo relativo a las tecnologías a emplear y el coste, es necesario conocer:

- Características de las instalaciones fotovoltaicas: eficiencia (energía producida por cada MW pico instalado para cada tecnología), tipo de seguimiento (fijo, con seguimiento a 1 eje, con seguimiento a 2 ejes) y costes (inversión y operación y mantenimiento)
- Características de las tecnologías eólicas: Tamaño de turbinas, eficiencia (energía producida por cada MW pico instalado para cada tecnología), y costes (inversión y operación y mantenimiento)

- Características del almacenamiento: eficiencia (pérdidas de carga y descarga “round trip efficiency”) y costes (de inversión)

Los datos correspondientes a estos valores se han incorporado al capítulo siguiente, “Caracterización del caso a estudio”.

2.4. Conclusiones

Esta metodología se aplica en el siguiente capítulo al caso particular de la ciudad de Melilla, pudiendo ser utilizado en cualquier otro sistema aislado.

3. Caracterización del caso a estudio

3.1. Introducción

En este capítulo se caracterizará tanto la generación actual como la generación que se desea implantar, el almacenamiento, la demanda actual y futura, y la red. Con los datos obtenidos en este capítulo, se tomarán las decisiones que se aplicarán en el siguiente. Conociendo el funcionamiento de la generación y la demanda en Melilla, se obtendrán los resultados para resolver las preguntas propuestas.

3.2. Caracterización de la generación y del almacenamiento

3.2.1. Caracterización de la generación actual

3.2.1.1. Características físicas

La ciudad autónoma de Melilla junto a Ceuta, Baleares y Canarias pertenece al grupo de sistemas no peninsulares. Aunque Melilla y Ceuta no sean islas geográficamente, son consideradas islas eléctricas debido a su localización. Aunque no pertenezcan a la Península, estos sistemas siguen estando bajo la supervisión de REE como operador del sistema.

Melilla, en 2021, dispone de 87 MW de potencia instalada. 85 MW provienen de una central diésel, que pertenece a Endesa, y 2 MW de una incineradora de residuos la cual pertenece a REMESA.

La incineradora tiene una capacidad mecánica de 4,5 Tm/h y una capacidad térmica de 9,9 Gcal/h (REMESA,2021). La electricidad se genera gracias a la combustión de los residuos que genera vapor el cual mueve una turbina conectada a un alternador. La tensión de la electricidad se eleva mediante un transformador, para su posterior venta a la red pública de Melilla. En la Figura 3.1, se observa la planta de incineración.



Figura 3.1. Planta de incineración de residuos de Melilla.

Fuente: REMESA, 2021.

La principal fuente de generación es la central Diésel. Garantiza prácticamente la cobertura del doble de la demanda, ya que esta se encuentra en 42 MW y la central tiene una potencia instalada de 85 MW (coeficiente de cobertura >2). La energía generada en el año 2019 asciende a 211 GWh². En la Figura 3.2, se presenta un esquema de la central actual.

² No se considera el año 2020 debido a su carácter atípico derivado de la pandemia COVID19.

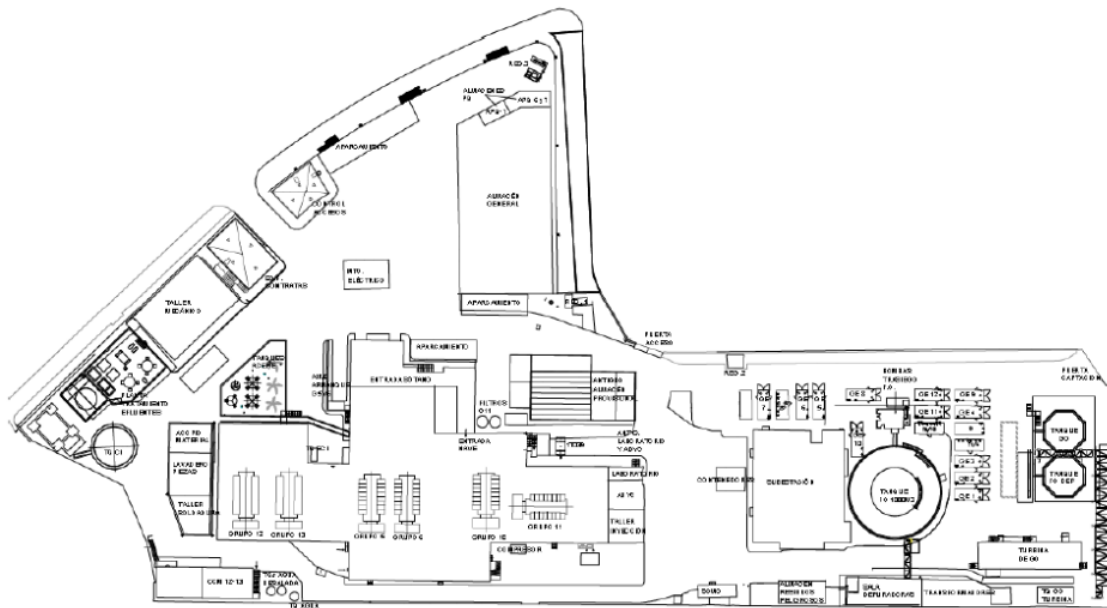


Figura 3.2. Esquema de la Central Diésel.

Fuente: Consejería de Coordinación y Medio Ambiente.

Melilla cuenta con las siguientes instalaciones y sistemas principales:

- Grupos diésel (58,3 MW)
- Turbina de gas (14,7 MW)
- Grupos Electrógenos Móviles (12x1 MW)
- Grupo Electrónico de emergencia o de salida de cero
- Sistema de combustible y aceites
- Sistema de circulación de agua de mar para refrigeración en circuito abierto de los grupos Diésel
- Sistema de tratamiento de efluentes líquidos
- Sistemas de vapor
- Sistemas de aire
- Sistemas de protección contra incendios
- Sistema eléctrico

Los grupos Diésel presentan una potencia instalada de 58,3 MW, la turbina de gas 14,7 MW y los grupos electrógenos 1 MW, cada grupo. La central cuenta con 12 grupos electrógenos móviles por lo que se suponen 12 MW. Las potencias instaladas finalmente suman los MW que presenta la central.

Grupo Diésel

En el edificio central se encuentran ubicados los grupos 5, 6, 10, 11, 12 y 13, y sus equipos auxiliares y de control. Todos los Grupos Diésel utilizan agua de mar para el sistema de refrigeración mientras que los grupos electrógenos, se refrigeran mediante aire.

Turbina de gas

La turbina actual cuenta con 14,7 MW instalados. Es una turbina compacta de intemperie que opera en punta y situaciones de emergencia. Se refrigera por aire.

Grupos Electrógenos

La central presenta 12 grupos móviles, denominados grupos Aqqreko los cuales se agrupan en tres unidades de cuatro grupos cada uno de ellos. Se suponen 12 MW para cubrir situaciones de punta y de emergencia.

3.2.1.2. Costes asociados

Los costes de generación en Melilla, como el resto de los sistemas extrapeninsulares, se incorporan en la tarifa eléctrica como parte de los costes regulados. Estos costes se incorporan en la tarifa de acceso y a los Presupuestos Generales Del Estado, y repercuten al total de los usuarios y contribuyentes españoles. En el año 2019, estos costes ascendieron a 1499 M€.

Cargos y otros costes 2019

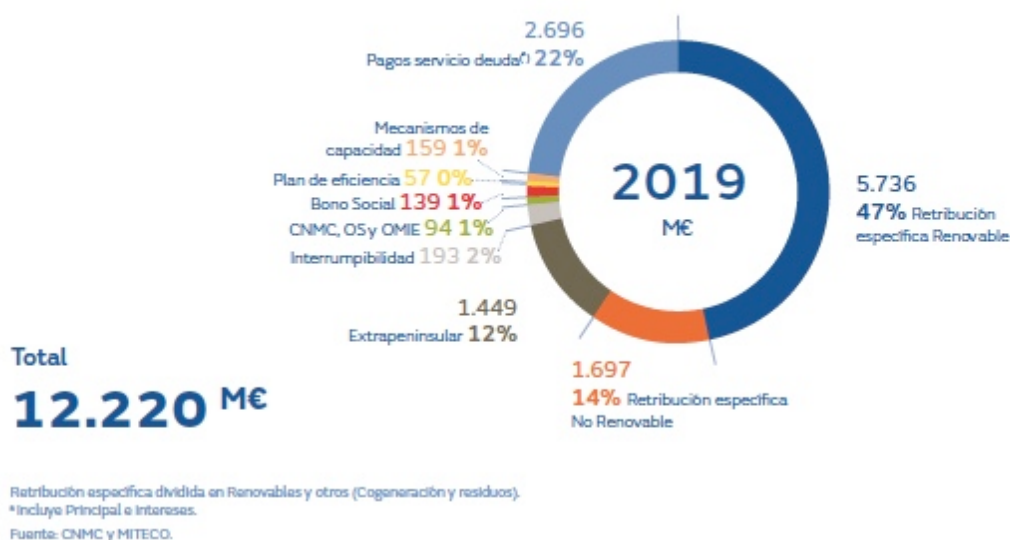


Figura 3.3. Cargos y otros costes 2019

Fuente: Fundación Naturgy, 2021.

Este monto se aprueba anualmente mediante una resolución emitida por la comisión nacional de los mercados y la competencia (CNMC), siguiendo una metodología aprobada. De la última resolución aprobada por la CNMC (CNMC, 2019) la retribución del sistema eléctrico de Melilla ascendió a 30 M€. En la Tabla 3.1, se muestran los datos publicados para la totalidad de los sistemas insulares en 2018.

ANEXO. Liquidación de las aportaciones presupuestarias correspondientes al mes de producción diciembre y anteriores de 2018.

Liquidación de la compensación provisional presupuestaria, en [€], por retribución adicional o específica en los territorios no peninsulares; período: 1 de diciembre de 2018													
m	Ci	Importes por meses, sistemas y sujetos de liquidación	mes de producción	BALEARES		CANARIAS Unión	CEUTA		MELILLA		Todos los sistemas		
				Gas y Electricidad S.A.	Eléctrica de Canarias S.A.		Gorona del Viento, S.A.	Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S.A.	Endesa S.A.	Endesa S.A.	Régimen Retributivo Específico	Total compensación	
1	C5		ene-2018	19.215.349,10	60.960.852,17	513.294,51	-	3.054.412,86	2.675.511,37	11.884.787,71	98.304.207,72		
2	C5		feb-2018	18.276.803,67	54.788.547,82	467.335,95	-	2.783.689,75	2.549.163,16	11.765.527,28	90.631.067,63		
3	C5		mar-2018	16.996.288,61	59.212.006,25	531.375,11	-	2.760.710,40	2.497.624,74	12.376.625,39	94.374.630,50		
4	C3		abr-2018	17.191.673,20	47.433.513,20	489.272,05	-	2.556.728,17	2.234.703,08	12.034.794,00	81.940.683,70		
5	C3		may-2018	18.324.812,71	48.902.868,93	439.464,49	-	2.508.463,26	2.391.302,93	12.276.898,47	84.843.810,79		
6	C3		jun-2018	22.748.644,45	56.974.196,78	468.020,59	-	2.786.214,14	2.641.573,82	12.643.947,86	98.262.597,64		
7	C3		jul-2018	24.475.758,12	59.646.411,27	502.729,87	-	3.079.637,90	2.899.033,18	12.675.422,12	103.278.992,46		
8	C3		ago-2018	24.478.223,45	51.698.321,33	445.964,92	-	2.870.623,99	2.829.216,96	12.498.303,62	94.823.007,30		
9	C3		sep-2018	22.241.617,56	59.240.543,28	421.386,54	-	3.010.297,97	2.927.176,19	12.379.459,24	100.228.390,19		
10	C3		oct-2018	20.066.252,06	58.526.871,19	507.118,75	-	2.912.861,19	2.652.426,42	11.976.663,84	96.641.993,45		
11	C2		nov-2018	15.884.800,10	51.409.763,89	478.032,50	-	2.456.152,96	2.205.578,18	11.816.907,27	84.251.234,90		
12	C2		dic-2018	12.879.012,24	45.998.220,45	504.354,24	-	1.217.697,66	1.455.755,16	12.120.869,59	74.175.909,34		
13			liq. #13							(252.978,32)	1.101.503.547,30		
14			liq. #14										
15			liq. #15										
Acumulado, con cargo a PGE				GESA	UNELCO	GORONA	COTESA	ENDG. Ceuta	ENDG. Melilla	Retrib. específica	Total		
Comp. según despacho				232.779.235,27	654.791.916,56	5.768.349,52	10.262,44	31.997.490,25	29.959.065,19	146.197.228,07	1.101.503.547,30		
Comp. c/ cargo a PGE				116.389.617,64	327.395.958,28	2.884.174,76	5.131,22	15.998.745,13	14.979.532,60	73.027.139,53	550.680.299,16		
Total liquidado previamente				116.532.910,64	322.743.896,48	2.883.167,74	5.131,22	15.885.207,24	14.876.144,19	73.225.163,26	546.551.620,77		
Saldo en cuenta a fecha: 10/02/2019				-	-	-	-	-	-	-	189.448.379,23		
A liquidar c/ cargo a PGE				(543.293,00)	4.652.067,80	1.007,02	-	113.537,89	103.386,41	(198.023,73)	4.128.678,39		

Tabla 3.1. Liquidación de las aportaciones presupuestarias correspondientes al mes de producción diciembre y anteriores de 2018.

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (IDEA), 2014.

Estas cantidades representan los costes totales asociados; incluyendo el combustible, la operación y mantenimiento, las posibles amortizaciones y retribuciones financieras, e incluso el coste de las emisiones GEI.

Como se ha visto en el apartado anterior, la generación ascendió del 2019 a 211 GWh con lo que se obtiene un coste unitario de 142 €/MWh. Este dato contrasta con el coste del sistema peninsular, que para ese mismo año ascendió a un valor medio de 57 €/MWh, lo que supone el coste de la generación eléctrica de Melilla un 150% más elevado.

3.2.1.3. Emisiones asociadas

Como se vio en la Tabla 1.1. de la introducción, las emisiones en Ceuta y Melilla ascienden a 0,721 Tm./MWh, aunque en el caso particular de Melilla estas ascienden a 0,82 Tm./MWh, lo que representa casi tres veces las emisiones específicas en la Península. Este hecho deriva de dos características singulares de la generación global:

1. La generación diésel y por turbina de gas, como se ha visto en el apartado 3.2.1.1.
2. Su reducido tamaño.

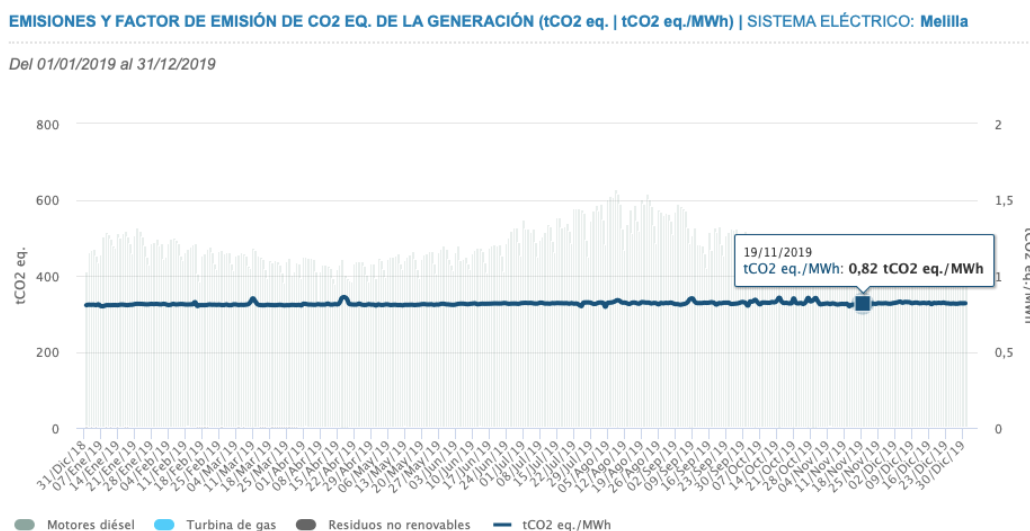


Figura 3.4. Emisiones y factor de emisión CO₂ eq. de la generación.

Fuente: REE, 2021.

Este dato es coherente con las emisiones específicas asociadas a la tecnología de fuel/gas tal y como se desprende de la Tabla 3.2.

Emisiones año 2000	SO ₂		NO _x		CO ₂		Partículas	
	g/kWh	kt	g/kWh	kt	g/kWh	MT	g/kWh	kt
CC.TT. Hulla+Antr	7,1	284	3,8	152	944	38	0,5	21
CC.TT. Lignito Negro	23,3	212	3,7	34	951	9	0,4	4
CC.TT. Lignito Pardo	25,5	364	2,1	30	1028	15	0,4	6
CC.TT. Carbón Imp.	3,1	53	2,2	38	880	15	0,1	2
CC.TT. Fuel/Gas	2,9	44	1,2	18	757	11	0,1	2
Total CC.TT.	10,0	957	2,8	272	912	88	0,4	35

Fuente: CIEMAT

Tabla 3.2. Emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión durante el año 2000.

Fuente: CIEMAT

De la tabla se desprende que las emisiones específicas superan ligeramente las emisiones teóricas eficientes debido al pequeño tamaño de los grupos diésel (entre 1-12 MW)

3.2.2. Caracterización de la nueva generación

Como se vio en la Figura 1.3. se considerará en esta sección las tecnologías fotovoltaicas y eólicas, al tratarse de las renovables de menor coste y experiencia probada a grandes escalas.

3.2.2.1. Instalaciones fotovoltaicas

Las instalaciones fotovoltaicas consisten en la agregación de paneles que producen energía en corriente continua a los que se le acoplan inversores para transformarla en alterna para poder incorporarla al sistema eléctrico. Estos paneles se pueden montar sobre estructuras fijas y con seguidores (a un eje o a dos ejes).

Para el presente análisis se han considerado instalaciones fotovoltaicas compuestas con seguimiento a un eje e inclinación óptima, y paneles de silicio cristalino. La elección del seguimiento a un eje viene justificada por su menor LCOE para la totalidad de los países europeos, según se demuestra en Lugo-Laguna, Arcos-Vargas y Núñez-Hernández, 2021. La producción asociada a la tecnología fotovoltaica es modelable y predecible para lo que existen varios simuladores. Adicionalmente, esta tecnología no requiere un estudio específico del recurso energético, por lo que la situación del terreno no es relevante.

3.2.2.1.1. Costes asociados

En la Figura 3.5. se muestra el desglose del coste de las instalaciones fotovoltaicas en distintos países. En el caso de España se presenta uno de los valores mas bajos del mundo. Estos costes están asociados a menores costes márgenes, costes del diseños y permisos (*soft cost*).

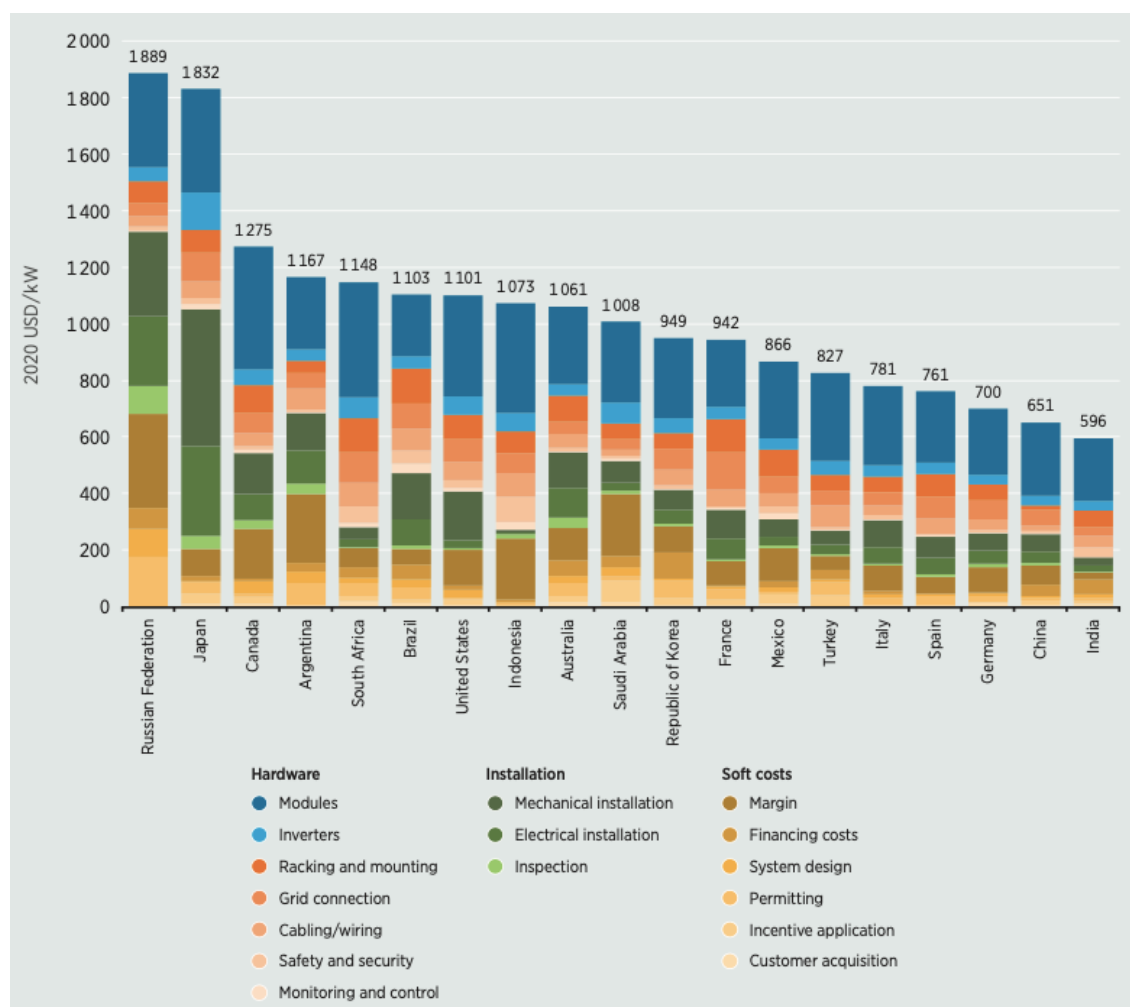


Figura 3.5. Coste de las instalaciones fotovoltaicas en distintos países.

Fuente: IRENA, 2021.

Considerando solamente los costes del hardware y la instalación, el coste unitario fotovoltaico se podrá estimar en 500 €/kW. Este valor puede considerarse conservador, debido a la importante reducción de costes experimentadas en esta tecnología en los últimos 10 años (85% en el caso español. Véase Figura 3.6.).



Figura 3.6. Reducción de costes en los últimos 10 años en distintos países.

Fuente: IRENA, 2021.

Los costes de operación y mantenimiento se pueden estimar entre un 1-2% del valor de la inversión del equipo según se desprende del informe IRENA, 2021. La vida útil de estos equipos se puede estimar según los fabricantes en 25 años (Lazard, 2020). Mientras que se considera 1 hectárea, la superficie necesaria para la instalación de 1 MW.

Datos relevantes de instalaciones FV

Inversión	500 €/kWp
O&M	1% ³
Vida útil	25 años
Superficie necesaria	1 Ha/MW

Tabla 3.3. Datos relevantes de instalaciones fotovoltaicas

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2.1.2. Potencial fotovoltaico en Melilla

De la herramienta PVGIS, se obtienen los datos de producción horaria en función del tipo de panel y de seguimiento. Los costes de inversión y O&M se obtienen de IRENA, 2021, y de Lugo-Laguna, 2021.

	Tipo de seguimiento		
	Fijo	1 Eje	2 Ejes
Energía producida (MWh)	1650	2130	2766
Coste unitario (€/MWp)	430	500	625
Costes O&M (€/MWp)	0,8%	1%	1,50%

Tabla 3. 4. Producción en Melilla, costes de inversión y O&M para los sistemas de seguimiento.

Fuente: Elaboración propia

³ Un 1% anual de la inversión total realizada

Como se puede observar en la Tabla 3.4. la energía producida por MWp se incrementa a medida que crece el grado de seguimiento. (+30% con seguimiento a un eje, +68% con seguimiento a dos ejes). Este mayor seguimiento requiere una mayor cantidad de estructuras y motores eléctricos que proporcionan estos grados de movilidad. Este hecho repercute en un aumento de los costes de inversión y O&M, que es el analizado por Lugo-Laguna para el conjunto de los países europeos. Los resultados que alcanza muestran que para cualquier ubicación de nuestro entorno, la rentabilidad máxima la proporciona el de seguimiento a un eje, que es el utilizado en el proyecto.

La superficie total de Melilla consta de 1230 Ha (INE). El 41,4% de la superficie supone superficie vegetal de la cual el pastizal representa el 49%. Existe una gran cantidad de espacios con afectación militar por lo que los pastos representan una ubicación ideal para las plantas fotovoltaicas. La superficie total de pastos no protegidos e improductivos asciende a 250 Ha (Plan Estratégico de Melilla, 2020-2029, 2020), lo que permitiría la instalación de 250 MWp. De acuerdo con la Tabla 3.3. y la Tabla 3.4. y considerando instalaciones con seguimiento a un eje, la producción máxima fotovoltaica que se podría obtener usando estos terrenos asciende a 532.500 MWh/año ($250 \text{ Ha} \times 1 \text{ MWp/Ha} \times 2130 \text{ MWh/MWp}$). Se podría utilizar otro tipo de superficies como son las cubiertas de los edificios y los terrenos agrícolas en producción, aunque que no parece necesario ya que esta energía sería suficiente para cubrir la demanda presente y prevista. En la Figura 3.7. se presenta el plano con las formaciones vegetales y de los espacios protegidos.

Esta tecnología no presenta emisiones, por lo que no habría costes asociados a las mismas.

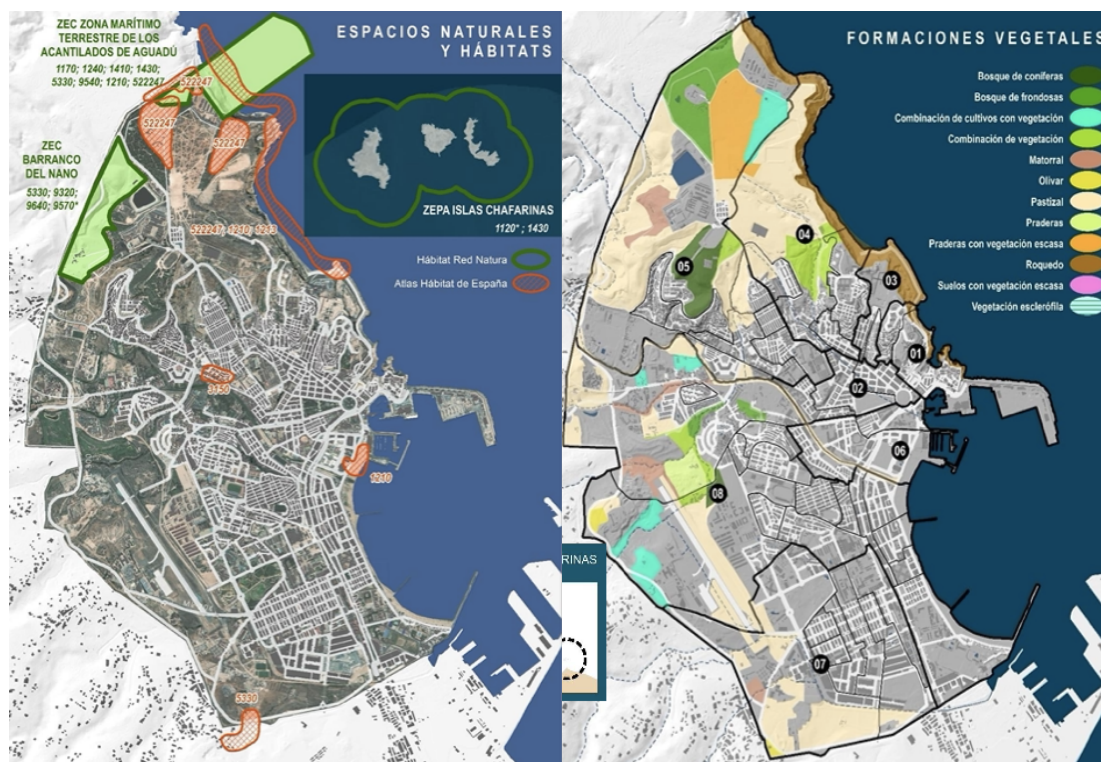


Figura 3.7. Plano de formaciones vegetal y terreno protegido.

Fuente: Plan Estratégico Melilla 2020-2029, 2020.

3.2.2.2. Instalaciones eólicas

De acuerdo con el Plan Estratégico de Melilla, el recurso eólico es reducido situándose las zonas de mayor potencial eólico en terrenos protegidos medioambientalmente. En la Figura 3.8. se presenta el mapa de recursos eólicos así como la de los espacios protegidos.

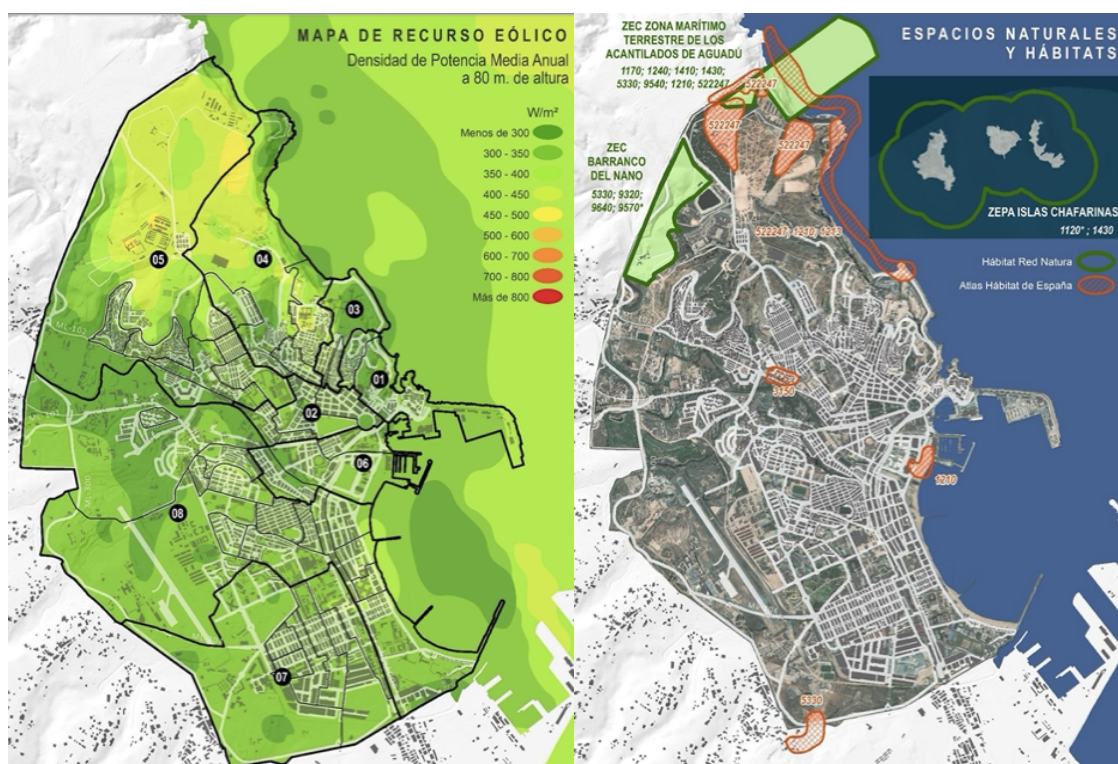


Figura 3.8. Mapa de recursos eólicos en Melilla y terreno protegido.

Fuente: Plan Estratégico Melilla 2020-2029, 2020.

De acuerdo con lo analizado en el Plan Estratégico de Melilla la densidad de potencia media anual a 80 m de altura toma unos valores máximos entorno a los 450 W/m². Por otra parte las zonas de máxima densidad de potencia se encuentran en espacios protegidos tanto por la Habitat Red Natura como por el Atlas Habitat de España. Por tanto la densidad de potencia a ubicar en los pastos no protegidos e improductivos alcanzaría unos valores a los 350 W/m². Por otra parte, no toda la superficie disponible podría ser utilizada ya que la dirección del viento no es adecuada, por lo que se desecha el análisis de esta alternativa. Adicionalmente, la consideración del potencial eólico incrementaría la dificultad del proyecto ante la imposibilidad de realizar previsiones horarias como se hace con la fotovoltaica.

3.3. Caracterización de la demanda

La información procedente de la demanda se obtiene del operador del sistema a partir de su aplicación e.sios (<https://www.esios.ree.es/es>), una extensión de REE, la cual permite obtener la generación y la demanda de los territorios no peninsulares. También se podría haber obtenido como agregación de los consumos individuales de los usuarios procedente de los contadores inteligentes operados por la compañía distribuidora.

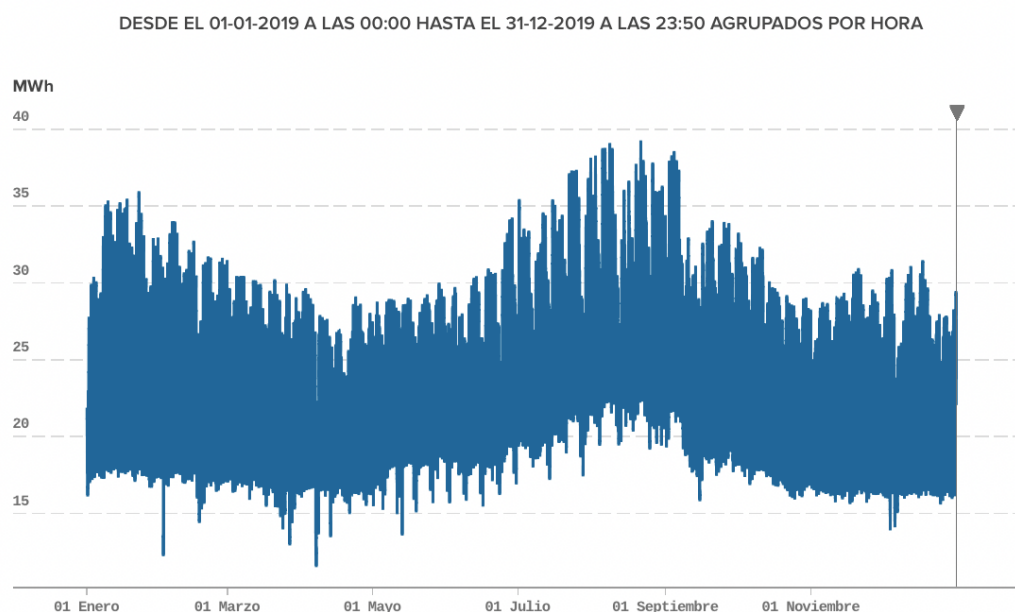


Figura 3.9. Demanda en Melilla. 2019.

Fuente: e.sios.

En el periodo de 2010 a 2019, la demanda anual se ha mantenido prácticamente constante, presentando un valor medio de 212 GWh con un incremento medio anual del 0,25%. (Tabla 3.5.)

Demanda anual en los últimos años		
Año	Demanda en GWh	Variación anual
2010	213	3,6
2011	215	0,7
2012	217	1,1
2013	210	-3,5
2014	210	0,1
2015	213	1,6
2016	208	-2,3
2017	210	1,0
2018	213	1,2
2019	211	-1,0

Tabla 3.5. Demanda anual desde el año 2010 hasta el año 2019.

Fuente: REE, 2021.

Para entender el comportamiento de la demanda hay que tener en cuenta el carácter de la estructura económica de la ciudad, en la que cabe destacar su prácticamente nula presencia del sector industrial y su importante participación del sector servicios como se puede observar en la Tabla 3.6.

VAB (%)		
	Melilla	España
Sector Servicios	91,2	66,2
Sector Primario	0,2	3,7
Sector Industrial	3,1	21,5
Sector Construcción	5,5	8,8

Tabla 3.6. Estructura económica de la ciudad de Melilla. Participación sectorial del VAB.

Fuente: Plan Estratégico Melilla 2020-2029, 2020.

Dada la poca presencia del sector industrial en Melilla, la diferencia entre la demanda de los días laborables y festivos resulta mucho menor que en el sistema peninsular. Lo que se explica por la importante participación de la demanda residencial y de servicios. Este hecho se puede observar en la Figura 3.10., donde se observa el mismo perfil de demanda ligeramente reducida en los días festivos.

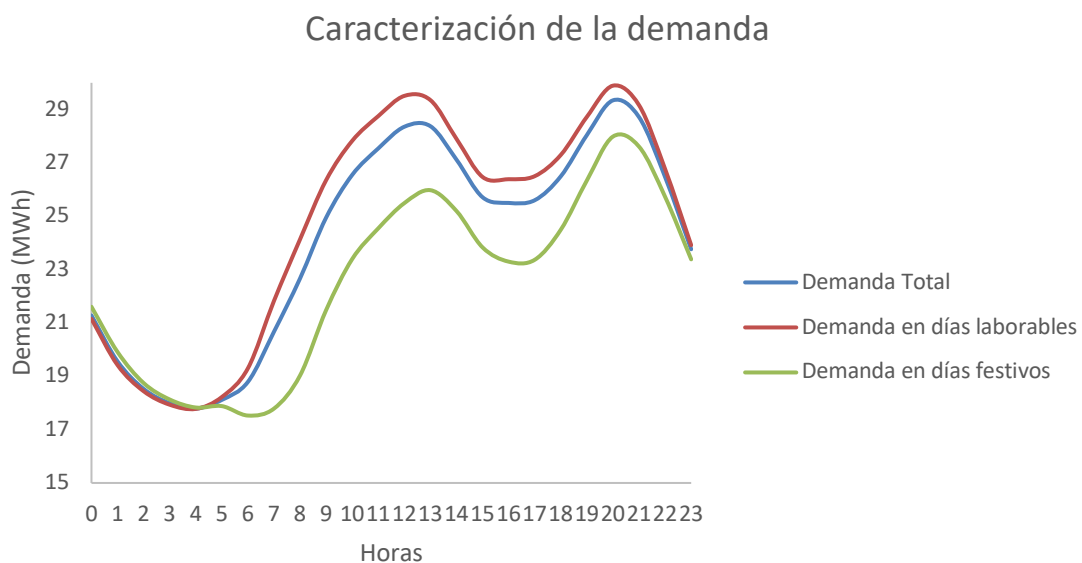


Figura 3.10. Caracterización de la demanda. Diferencia entre día laborable y día festivo.

Fuente: Elaboración propia.

Dadas las características climatológicas de Melilla (mediterráneo-africano) hacen que no sea necesarias importantes dotaciones de climatización, lo que explica la reducida variación entre la temporada de invierno y de verano. Se considerará temporada de verano de abril a septiembre y temporada de invierno de octubre a marzo. Este hecho se presenta en la Figura 3.11.

Caracterización de la demanda

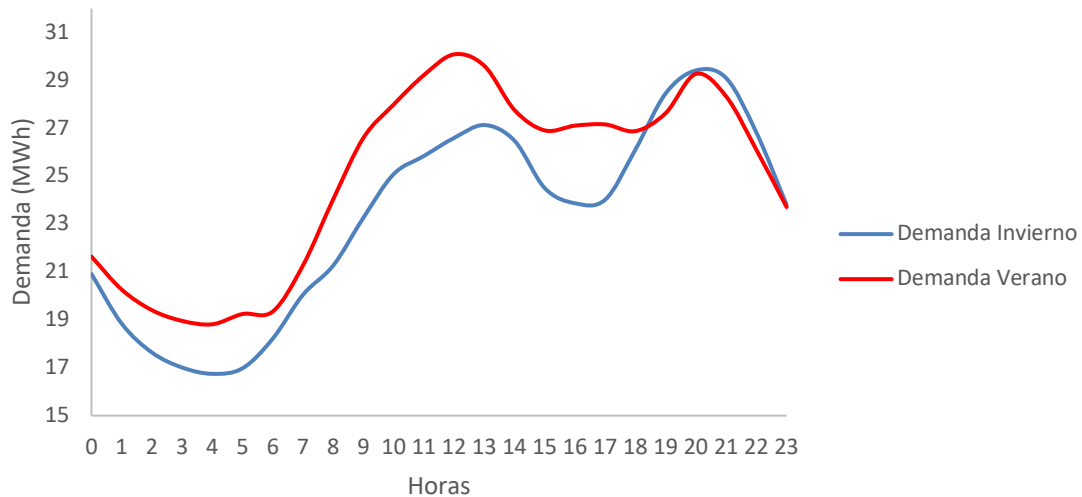


Figura 3.11. Caracterización de la demanda. Diferencias entre verano e invierno.

Fuente: Elaboración propia.

De cualquier forma, para la aplicación de la metodología descrita en el capítulo anterior, se usará el vector horario de demanda formado por los 8760 valores del año completo.

3.3.1. Escenarios de demanda futuros

El proceso de transformación energética pasa necesariamente por la electrificación de la economía. Este hecho afectará a tres factores principales:

- La electrificación de la industria, cambiando el carbón, el gas y el fuel por aplicaciones eléctricas.
- La mejora de la eficiencia en los receptores, por ejemplo en la iluminación, los electrodomésticos, agua caliente y climatización (bomba de calor)
- La electrificación del transporte.

Dada la escasa presencia del sector industrial, el primer factor carece de importancia en nuestro estudio; mientras que el segundo, al corresponder con una tendencia que se inició en la última década, se puede considerar incorporado en la Tabla 3.5.

Por lo tanto el factor mas relevante será la electrificación del transporte, que adquiere todo el sentido en este estudio dado las pequeñas distancias que se recorren en Melilla. Se prevé que para 2030 el 15% de los vehículos sean vehículos eléctricos y que para 2050 este porcentaje aumente hasta llegar al 50%.

Para realizar este estudio se analizarán los vehículos matriculados en Melilla. El número de furgonetas, autobuses, turismos, motocicletas y tractores fue obtenido de los datos presentados en la web de la DGT. Una vez conocido el consumo medio anual de cada medio de transporte, se podrá estudiar el consumo total anual por cada categoría. Todo esto se ve reflejado en la Tabla 3.6, la cual presenta los datos de consumo total anual.

		Furgonetas	Autobuses	Turismos	Motocicletas	Tractores
Melilla		9072	71	46613	7235	113
Consumo	Medio	4,41	79,70	2,02	0,35	96,90
Anual (MWh/Año)						
Consumo	Total	40007,52	5658,7	94158,26	2532,25	10949,7
(MWh/Año)						

Tabla 3.6. Consumo total anual por tipo de vehículo matriculado en Melilla.

Fuente: Arcos-Vargas, 2020.

La suma de los consumos presentados en la Tabla 3.6. asciende a 154 GWh/año, si se considera la electrificación total del transporte. Los escenarios considerados para 2030 y 2050 corresponden a un 15% y un 50%, respectivamente, de electrificación del transporte.

De esta manera los escenarios de demanda para estos años ascenderán un 11% en 2030 y un 36% en 2050, lo que corresponde a 234 GWh y 288 GWh de demanda anual, respectivamente.

Los perfiles horarios se suponen iguales, incrementando los datos del 2019 en dicha proporción. En la Tabla 3.7. se presentan los valores de energía y potencia en los tres escenarios considerados.

	2019	2030	2050
Energía (GWh)	211	234	288
Demanda de potencia (MW)	39	43	53

Tabla 3.7. Demanda de energía y potencia en los escenarios considerados.

Fuente: REE, 2021. Elaboración propia.

3.4. Caracterización del almacenamiento

En los apartados anteriores se han descrito la producción fotovoltaica y la demanda horaria. Dado que existen diferencias temporales, resulta necesario incorporar almacenamiento que sincronice estas variables. En la Figura 3.12. se presenta a efectos ilustrativos la demanda y la producción fotovoltaica del 15 de junio de 2019, considerando una potencia instalada de 75 MWp. Se aprecia que en el período entre las 7 y las 19 horas, la producción supera la demanda, mientras que durante el resto del día se presenta la situación contraria. Este hecho justifica la existencia del almacenamiento de energía de manera que se pueda trasladar el exceso de producción durante el día a la noche.

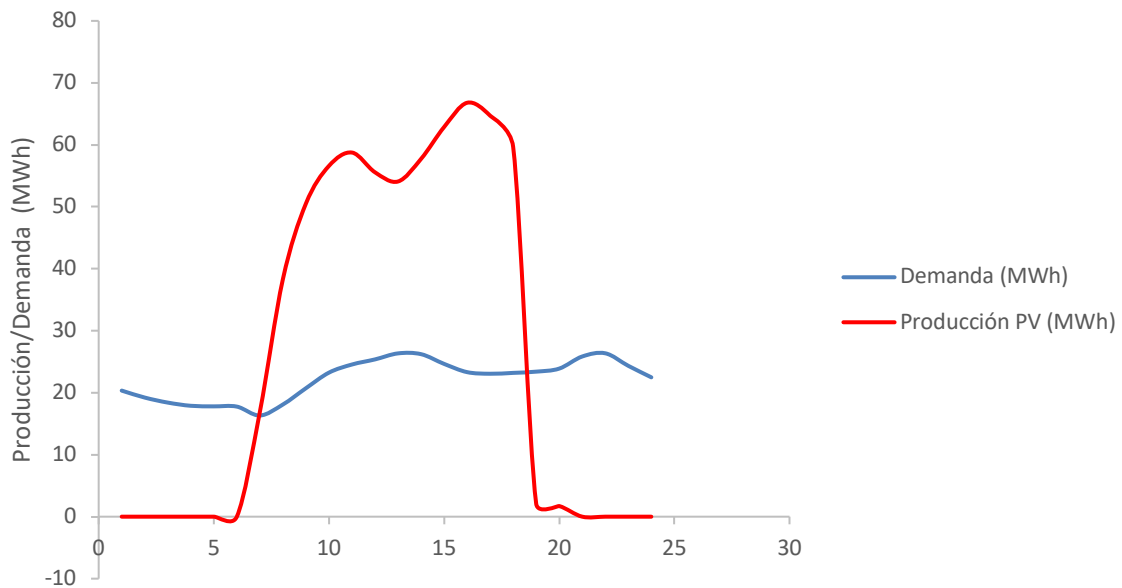


Figura 3.12. Demanda vs. Producción. 15/06/2019. 75 MWp instalados.

Fuente: REE, 2021. PVGIS, 2021. Elaboración propia.

Existen distintas tecnologías de almacenamiento de energía. En la Figura 3.13., se analizan las distintas tecnologías en función de 7 parámetros. Observándose que la batería de iones de litio presenta las mejores características.

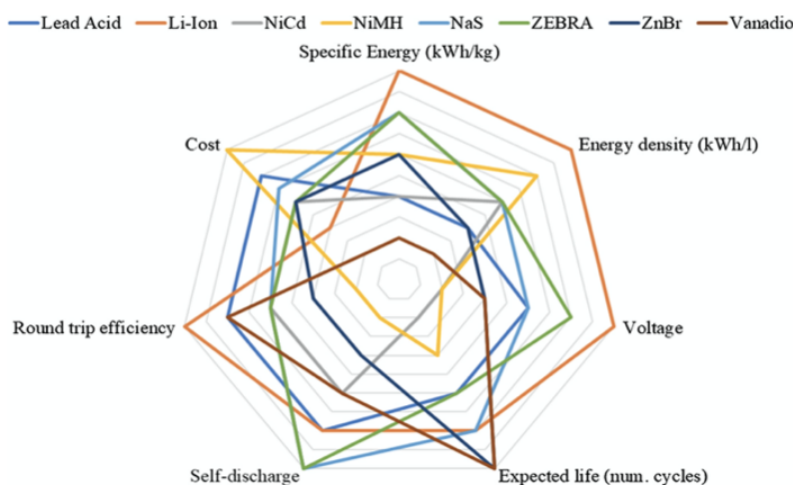


Figura 3.13. Comparación de la tecnología de las baterías.

Fuente: Arcos-Vargas, 2020.

En los últimos 10 años, los costes del almacenamiento de las baterías de iones de litio se han visto reducidos un 90% presentándose las principales características en la Tabla 3.8. (Arcos-Vargas, 2020).

Main features of Li-Ion batteries.

	Li-Ion
Specific energy (Wh/kg)	130–147
Energy density (Wh/L)	250–730
Specific power (W/kg)	250–340
Nominal voltage (V)	3,6
Charge/discharge cycles	5000
Monthly self-discharge (%)	3%
Round trip efficiency (%)	92%
CAPEX (€/kWh)	100

Tabla 3.8. Principales características técnicas

Fuente: Arcos-Vargas, 2020.

Dado que la fuente renovable prevista es la fotovoltaica, se toma como almacenamiento de referencia el de ciclo diario ya que se tendrá que pasar la energía producida por el día a la

noche para atender dicha demanda. Por otra parte, dado que no existen diferencias de cotas significativos no tiene sentido contemplar almacenamientos de embalse. Como se verá en la Figura 4.13. se prevé ubicar el almacenamiento en los terrenos próximos de la planta fotovoltaica. Esto se debe principalmente a dos razones:

1. La no disponibilidad de terrenos en la proximidades de la central térmica actual.
2. Para reducir las instalaciones de conexión necesarias. De esta manera solo será se tendrá que trasladar la energía necesaria para satisfacer la demanda, almacenándose in situ el resto.

3.5. Caracterización de la red

La actividad de distribución de Melilla es desarrollada por la empresa Compañía Melillense de Gas y Electricidad, S.A. (Gaselec) por lo que recibe una retribución anual superior a los 6M€ por su actividad regulada, (BOE, 17 de junio 2016).

La red de distribución nace en un centro de reparto situado en las inmediaciones de la central diésel de donde se distribuye radialmente a 147 centros de transformación en 10 kV. Se estructura en 24 salidas de línea con apoyo mutuo.

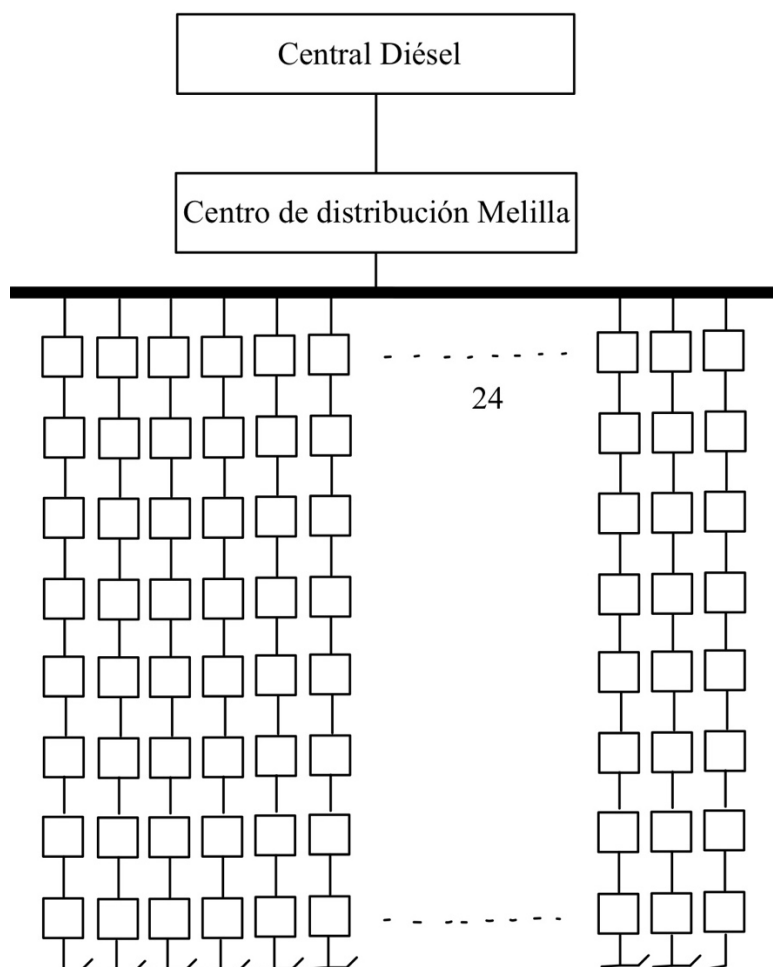


Figura 3.14. Esquema unifilar simplificado de la distribución de Melilla

Fuente: Elaboración propia.

En este proyecto se propone como punto de conexión para las nuevas instalaciones de producción el propio centro de distribución Melilla con lo que no cambian los flujos de carga ni la fiabilidad del sistema de distribución.

3.6. Conclusiones

Tras la caracterización de la generación actual y futura, la demanda, el almacenamiento y la red, se pueden alcanzar las siguientes conclusiones:

- La generación actual de la ciudad de Melilla se basa en combustibles fósiles que presentan elevados costes (142 €/MWh) y altas emisiones de GEI (0,82 Tm./MWh).
- Del análisis del potencial tecnológico de energías renovables se desprende que con la utilización de las superficies de los pastos disponibles no protegidos, se podría instalar una capacidad de 250 MW, lo que tendría una producción asociada superior al medio TWh anual. No se considera la generación eólica debido a su escaso recurso y a la importante protección medioambiental.
- Tanto las instalaciones fotovoltaicas como el almacenamiento presentan una tecnología fiable y con importantes reducciones de costes en los últimos 10 años.
- La demanda actual asciende a 211 GWh a lo que habría que añadir la electrificación del transporte, así como la de otros usos energéticos, estimándose una demanda para 2050 de 280 GWh.

Con esta información se podría dar respuesta a la primera pregunta presentada en la introducción:

- ***¿Es posible desarrollar un sistema basado en energías renovables para el abastecimiento eléctrico de Melilla?***

Siendo sí la respuesta.

4. Resultados del estudio

4.1. Introducción

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología expuesta en el Capítulo 2 al caso de estudio presentado en el Capítulo 3. De esta manera se dará respuesta al resto de preguntas de investigación propuestas en la introducción.

Para cada uno de los escenarios considerados (2019, 2030 y 2050) se evalúan los costes de las posibles combinaciones P-S, estimando sus costes y seleccionando el óptimo. Una vez determinado el óptimo de generación, se calculan las instalaciones de conexión necesarias para su evacuación al centro de distribución.

4.2. Escenario 2019

4.2.1. Exploración completa

De acuerdo con lo presentado en el Capítulo 2, los costes de almacenamiento y generación se obtienen de la siguiente forma:

- Coste anual de la generación diésel.

$$CosteDiésel (M€) = CosteUnitDiésel \left(\frac{M€}{MWh} \right) \times gendiesel(MWh)$$

- Coste anual del sistema de almacenamiento.

$$CosteAlm(M€)$$

$$= CosteUnitBatería \left(\frac{M€}{MWh} \right) \times CapBatería(MWh)$$

$$\times \frac{365}{Vida\ útil\ de\ la\ batería\ en\ ciclos}$$

- Coste anual del sistema fotovoltaico.

$$CostePV (M€) = CosteAnualPV (M€) + CosteAnualO\&M (M€)$$

$$CosteAnualPV (M€) = CosteUnitPV \left(\frac{M€}{MWp} \right) \times \frac{PotInstaladaPV(MWp)}{Vida\ Útil\ (años)}$$

$$CosteAnualO\&M (M€) = CosteUnitPV \left(\frac{M€}{MWp} \right) \times PotInstadaPV(MWp) \times \%O\&M$$

Por lo tanto el coste anual del sistema de generación se calcula de la siguiente manera:

$$CosteTotalAnual(M€) = CosteDiesel(M€) + CosteAlm(M€) + CostePV(M€)$$

A partir de los parámetros presentados en la Tabla 4.1. se obtienen los siguientes costes para cada combinación P-S representándose en la Tabla 4.2.; mientras que en la Figura 4.1. se representan estos valores gráficamente. Se señalan en verde (Tabla 4.2.) y en rojo (Figura 4.1.) las combinaciones óptimas que presentan el mínimo coste.

Parámetros considerados

Demanda anual (GWh)	211
Grado de electrificación del parque móvil	0%
CosteUnitPV (M€/MWp)	0,5
%O&M	1%
CosteUnitBatería (M€/MWh)	0,2
Eficiencia del almacenamiento	8%
CosteUnitDiésel (M€/MWh)	0,00142
Vida útil de la batería (ciclos)	5000

Tabla 4.1. Parámetros considerados. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

COSTE TOTAL M€		Potencia instalada PV (MWp)					
		1	50	100	150	200	250
Batería (MWh)	0	29,671	19,719	19,470	20,075	20,936	21,929
	100	31,131	18,356	16,677	17,047	17,796	18,747
	200	32,591	19,290	14,440	14,391	14,959	15,775
	300	34,051	20,741	13,182	12,633	13,110	13,846
	400	35,511	22,201	13,725	13,122	13,667	14,450
	500	36,971	23,661	14,781	14,208	14,802	15,642
	600	38,431	25,121	15,985	15,340	15,988	16,895

Tabla 4.2. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

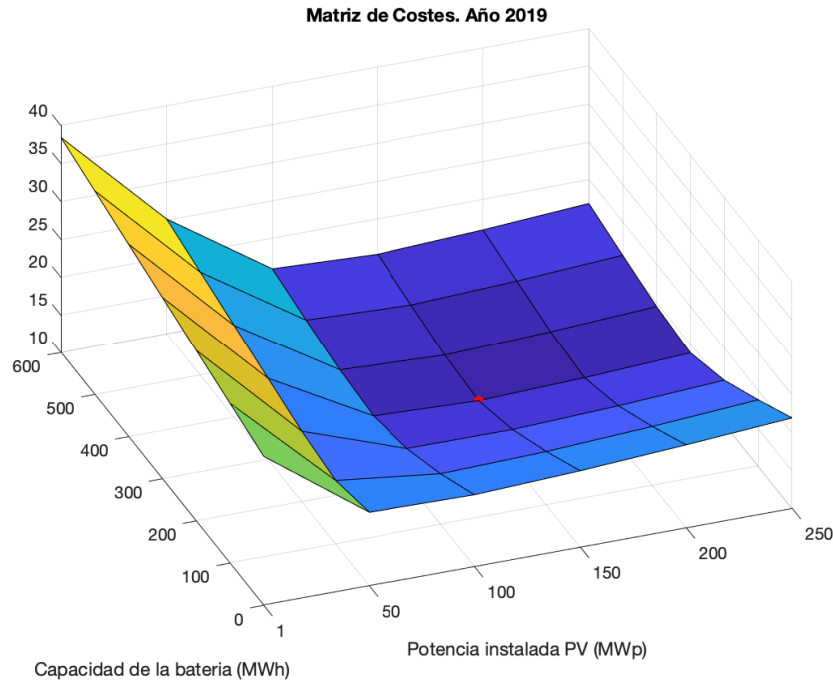


Figura 4.1. Matriz de Costes. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

Al ser la Figura 4.1. tridimensional, con objeto de simplificar su interpretación, se presentan en la Figura 4.2. las secciones de esta superficie a valores de capacidad constante.

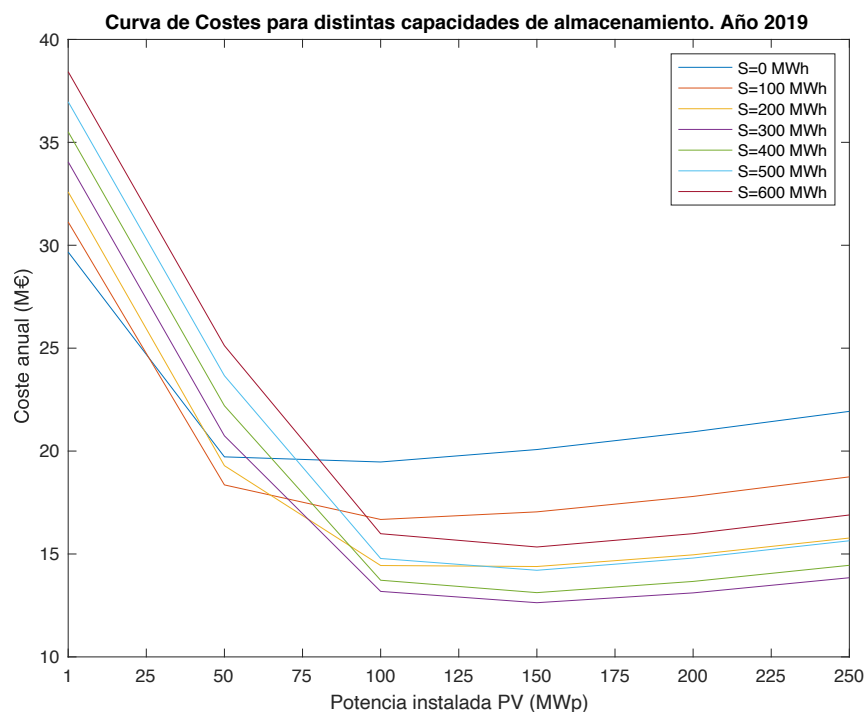


Figura 4.2. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

De los resultados anteriores se desprende que el coste mínimo para la situación del año 2019 asciende a 12,63 M€, debiendo instalar 150 MWp de potencia fotovoltaica y 300 MWh de almacenamiento con baterías de iones de litio.

Se puede observar que cualquiera de los resultados próximos al óptimo presenta costes muy inferiores a los actuales, lo que se observa también en la Figura 4.1. en la que la superficie alrededor del óptimo presenta una apariencia bastante plana. Por ejemplo, si se instalaran 200 MWp fotovoltaicos en vez de 150 MWp, los costes se incrementarían solo un 3,7%, con lo que la solución sería también admisible.

4.2.2. Caso óptimo

Como se ha visto anteriormente el caso óptimo corresponde a la combinación 150 MWp-300 MWh. De acuerdo con los datos de la Tabla 4.1., la inversión total sería:

- Inversión en instalaciones PV: $150 \text{ MWp} \times 0,5 \frac{\text{M€}}{\text{MWp}} = 75 \text{ M€}$
- Inversión en almacenamiento: $300 \text{ MWh} \times 0,2 \frac{\text{M€}}{\text{MWh}} = 60 \text{ M€}$

El total de la inversión en generación asciende a 135 M€.

El desglose de los costes totales óptimos es:

- $\text{Coste anual del capital} = \frac{75 \text{ M€}}{25 \text{ años}} = 3 \text{ M€}$
- $\text{Coste de O\&M} = 75 \text{ M€} \times 1\% = 0,75 \text{ M€}$
- $\text{Coste anual del almacenamiento} = 60 \text{ M€} \times \frac{365}{5000} = 4,38 \text{ M€}$
- $\text{Coste de la generación diésel} = 142 \times \frac{10^{-6} \text{ M€}}{\text{MWh}} \times 24.475 \text{ MWh} = 4,5 \text{ M€}$

En la Figura 4.3. se representa gráficamente la participación de cada uno de estos costes en el total.

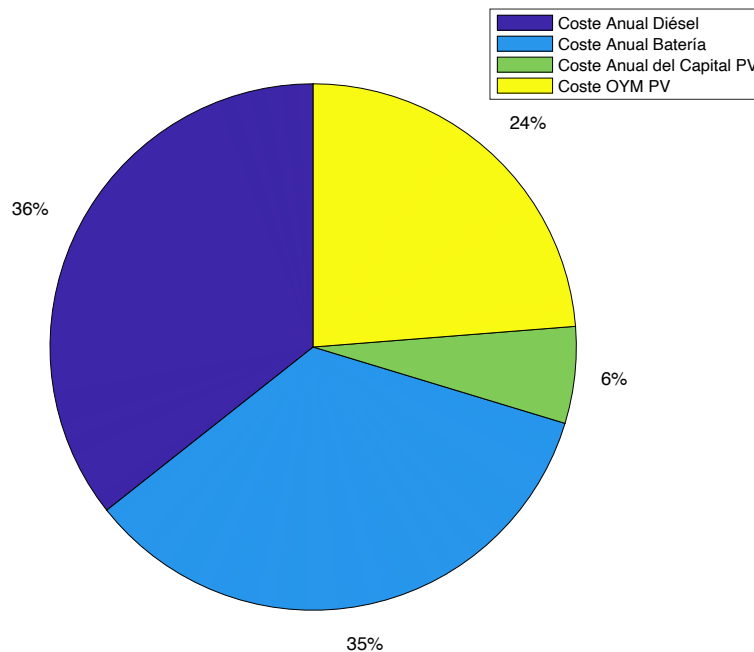


Figura 4.3. Componentes de generación del coste anual. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

En lo que se refiere a la energía producida, de los 211 GWh demandados 24 de ellos proceden de la generación convencional (11,3%), mientras que los 186,4 GWh restantes

(88,7%) proceden de las nuevas instalaciones renovables. De esta manera, las emisiones totales de GEI se verán reducidas en esta proporción.

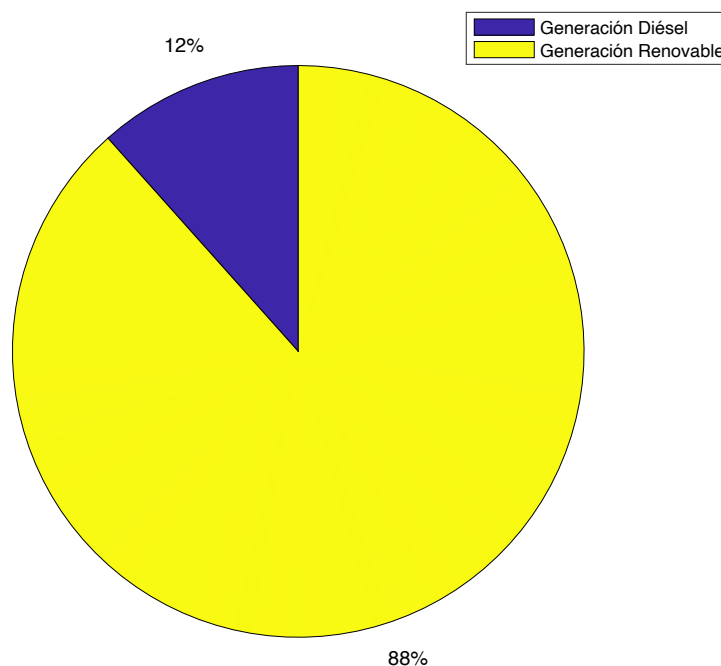


Figura 4.4. Fuentes de la producción anual. Año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, la máxima producción horaria de la central diésel asciende a 35 MWh; mientras que la correspondiente al sistema renovable (fotovoltaico-almacenamiento) es 39 MWh. En el apartado 4.5. se calcularán las instalaciones de conexión necesaria para evacuar esta energía.

Dado que la producción fotovoltaica es 320 GWh y la generación diésel es 24 GWh, la suma asciende a 344 GWh, lo que supone 133 GWh de energía vertida.

Se han reproducido los cálculos explorando la zona cercana al óptimo seleccionado encontrándose que la combinación real de menor coste es 145 MWp-320 MWh. El coste total anual del sistema asciende a 12,578 M€, lo que resulta un error del 0,4% lo que se estima razonable.

4.3 Escenario 2030

4.3.1. Exploración completa

Siguiendo la misma metodología que en el apartado anterior en la Tabla 4.3. se presentan los parámetros actualizados siendo estos los marcados con un asterisco. Las modificaciones principales consisten en: el incremento de la demanda debido a la electrificación del parque móvil y la reducción de los costes de las instalaciones fotovoltaica y el almacenamiento siguiendo la tendencia actual.

Parámetros considerados	
Demanda anual (GWh)	234*
Grado de electrificación del parque móvil	15%*
CosteUnitPV (M€/MWp)	0,45*
%O&M	1%
CosteUnitBatería (M€/MWh)	0,15*
Eficiencia del almacenamiento	8%
CosteUnitDiésel (M€/MWh)	0,00142
Vida útil de la batería (ciclos)	5000

Tabla 4.3. Parámetros considerados. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

		COSTE TOTAL M€					
		Potencia instalada PV (MWp)					
		1	50	100	150	200	250
Batería (MWh)	0	32,932	21,975	21,277	21,648	22,320	23,140
	100	34,027	20,772	18,168	18,285	18,819	19,592
	200	35,122	21,621	15,657	15,289	15,655	16,287
	300	36,217	22,715	13,847	12,841	13,014	13,540
	400	37,312	23,810	13,746	12,328	12,465	13,037
	500	38,407	24,905	14,484	12,910	13,159	13,777
	600	39,502	26,000	15,349	13,641	13,934	14,592

Tabla 4.4. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

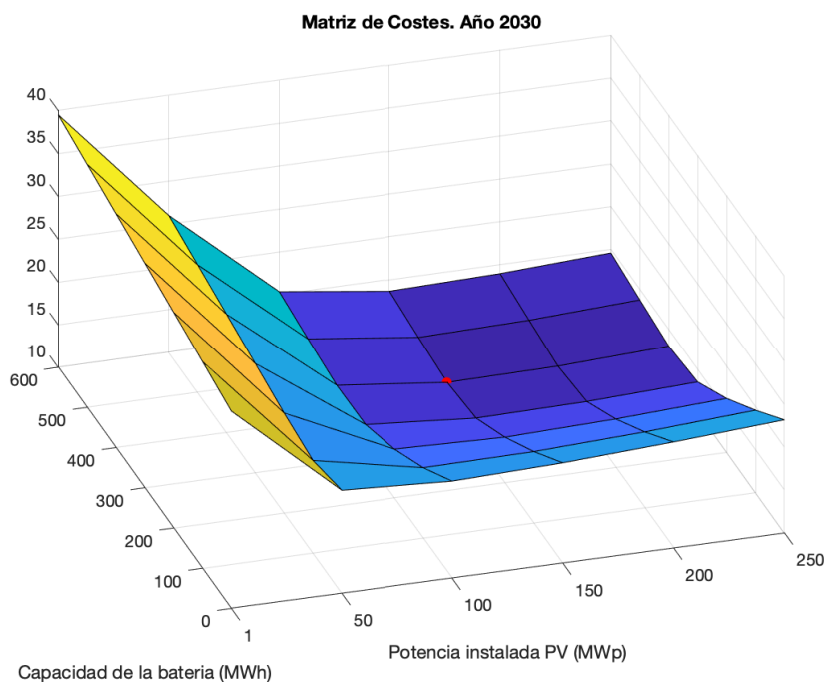


Figura 4.5. Matriz de Costes. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

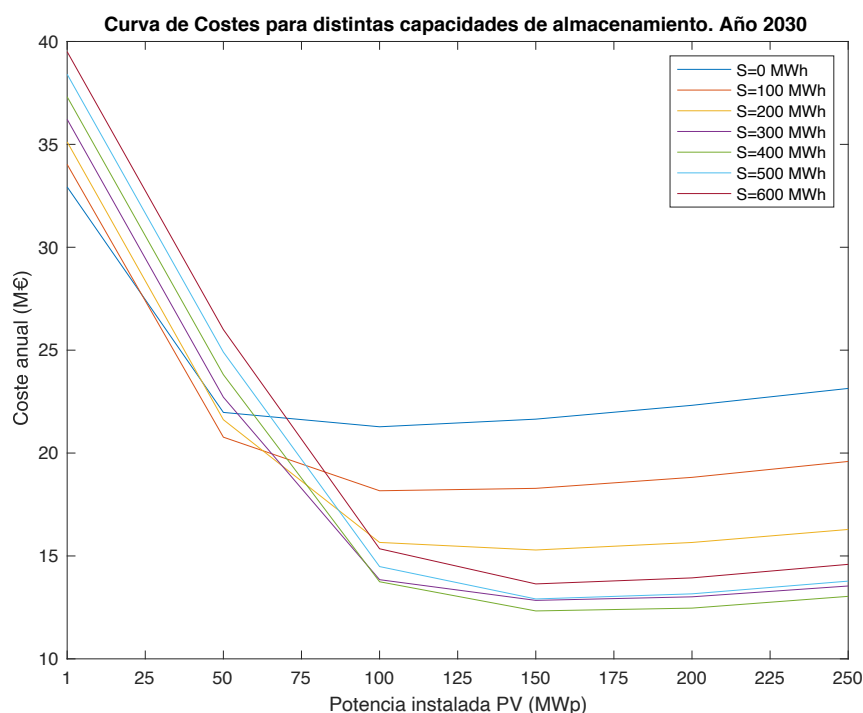


Figura 4.6. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

4.3.2. Caso óptimo

Como se ha visto anteriormente el caso óptimo corresponde a la combinación 150 MWp-400 MWh. La única diferencia entre el escenario de 2019 y el de 2030 es el aumento de 100 MWh en el almacenamiento. De acuerdo con los datos de la Tabla 4.3., la inversión total sería:

- Inversión en instalaciones PV: $150 \text{ MWp} \times 0,5 \frac{\text{M€}}{\text{MWp}} = 75 \text{ M€}$
- Inversión en almacenamiento: $400 \text{ MWh} \times 0,2 \frac{\text{M€}}{\text{MWh}} = 80 \text{ M€}$

El total de la inversión en generación asciende a 155 M€.

El desglose de los costes totales óptimos es:

- *Coste anual del capital* = $\frac{75 \text{ M€}}{25 \text{ años}} = 3 \text{ M€}$
- *Coste de O&M* = $75 \text{ M€} \times 1\% = 0,75 \text{ M€}$

- $\text{Coste anual del almacenamiento} = 80 \text{ M€} \times \frac{365}{5000} = 5,84 \text{ M€}$
- $\text{Coste de la generación diésel} = 142 \times \frac{10^{-6} \text{ M€}}{\text{MWh}} \times 23.811 \text{ MWh} = 4,5 \text{ M€}$

En las Figuras 4.7 y 4.8. se presenta la participación de los costes anuales de la nueva situación óptima, así como del origen de la energía generada.

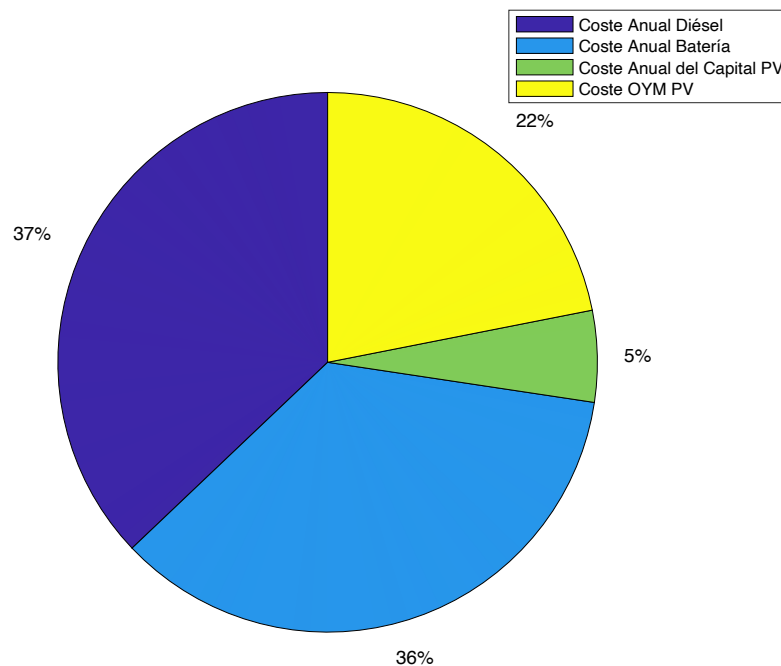


Figura 4.7. Componentes de generación del coste anual. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

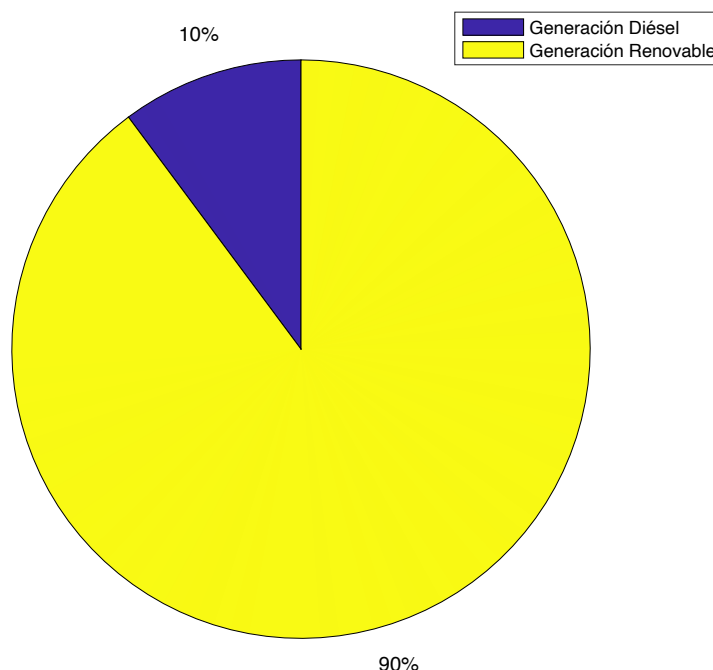


Figura 4.8. Fuentes de la producción anual. Año 2030.

Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, la máxima producción horaria de la central diésel asciende a 39 MWh; mientras que la correspondiente al sistema renovable (fotovoltaico-almacenamiento) es 43 MWh.

Dado que la producción fotovoltaica es 320 GWh y la generación diésel es 24 GWh, la suma asciende a 344 GWh, lo que supone 109 GWh de energía vertida.

4.4. Escenario 2050

4.4.1. Exploración completa

De forma análoga a los casos anteriores se presenta en la Tabla 4.5. los nuevos parámetros asociados al modelo en los que se considera una demanda de 288 GWh asociados a la electrificación de un 50% del parque móvil. Se asume una reducción en los costes renovables de acuerdo con las previsiones actuales.

Parámetros considerados	
Demanda anual (GWh)	288**
Grado de electrificación del parque móvil	50%**
CosteUnitPV (M€/MWp)	0,4**
%O&M	1%
CosteUnitBatería (M€/MWh)	0,1**
Eficiencia del almacenamiento	8%
CosteUnitDiésel (M€/MWh)	0,00142
Vida útil de la batería (ciclos)	5000

Tabla 4.5. Parámetros considerados. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

Como muestra en la Tabla 4.6. la nueva combinación de mínimo coste se alcanza con una potencia instalada de 200 MWp y un almacenamiento de 500 MWh

COSTE TOTAL M€		Potencia instalada PV (MWh)					
Batería (MWh)		1	50	100	150	200	250
	0	40,546	27,905	25,938	25,907	26,300	26,877
	100	41,276	27,551	22,598	22,243	22,468	22,963
	200	42,006	28,256	19,967	18,968	19,020	19,365
	300	42,736	28,986	17,971	16,014	15,696	15,930
	400	43,466	29,716	17,442	13,980	13,353	13,487
	500	44,196	30,446	17,922	13,494	12,803	12,948
	600	44,926	31,176	18,527	13,641	13,066	13,293

Tabla 4.6. Matriz de costes totales para las combinaciones P-S. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

En la figuras siguientes, Figura 4.9 y Figura 4.10, se presentan los resultados anteriores gráficamente.

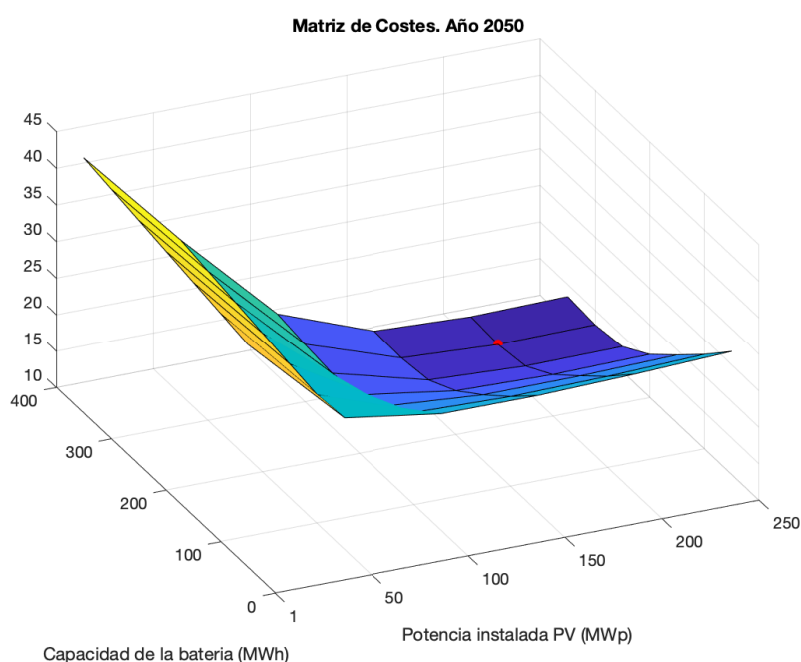


Figura 4.9. Matriz de Costes. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

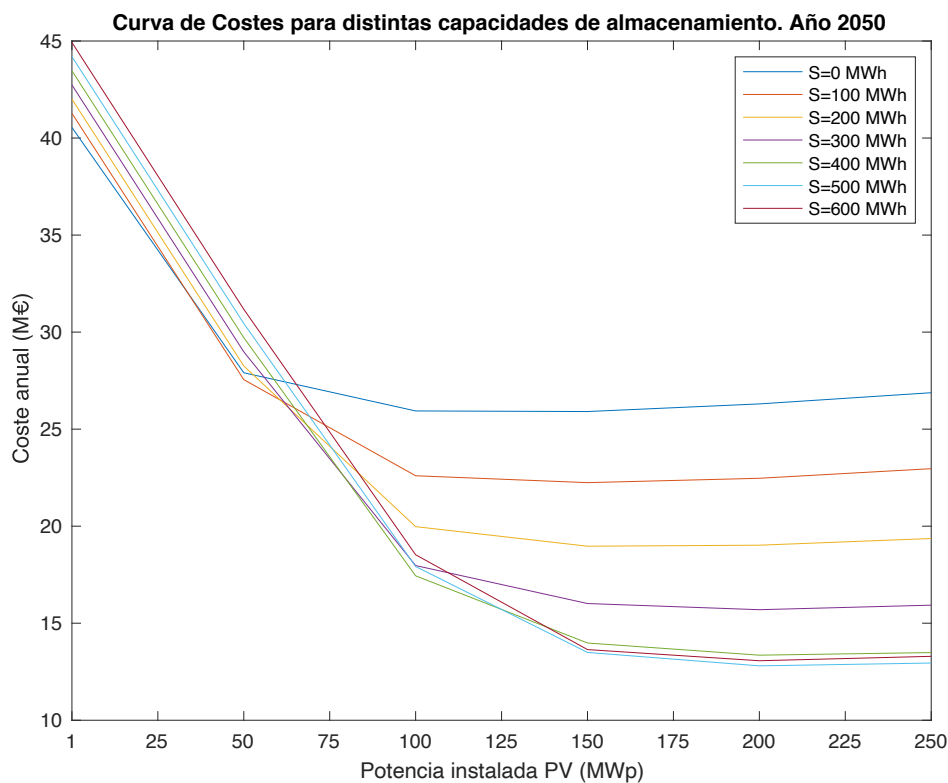


Figura 4.10. Curva de costes para distintas capacidades. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

4.4.2. Caso óptimo

Como se ha visto anteriormente el caso óptimo corresponde a la combinación 200 MWp-500 MWh. La diferencia con los casos anteriores es el aumento de 100 MWh en el almacenamiento y 50 MWp de potencia instalada fotovoltaica. De acuerdo con los datos de la Tabla 4.5., la inversión total sería:

- Inversión en instalaciones PV: $200 \text{ MWp} \times 0,5 \frac{\text{M€}}{\text{MWp}} = 100 \text{ M€}$
- Inversión en almacenamiento: $500 \text{ MWh} \times 0,2 \frac{\text{M€}}{\text{MWh}} = 100 \text{ M€}$

El total de la inversión en generación asciende a 200 M€.

El desglose de los costes totales óptimos es:

- $\text{Coste anual del capital} = \frac{100 \text{ M€}}{25 \text{ años}} = 4 \text{ M€}$

- $\text{Coste de O\&M} = 100 \text{ M€} \times 1\% = 1 \text{ M€}$
- $\text{Coste anual del almacenamiento} = 100 \text{ M€} \times \frac{365}{5000} = 7,3 \text{ M€}$
- $\text{Coste de la generación diésel} = 142 \times \frac{10^{-6} \text{ M€}}{\text{MWh}} \times 25.791 \text{ MWh} = 5,15 \text{ M€}$

Como en los casos anteriores se presenta la estructura de los costes anuales, así como de la participación de las tecnologías de generación en la producción total. (Figura 4.11 y Figura 4.12)

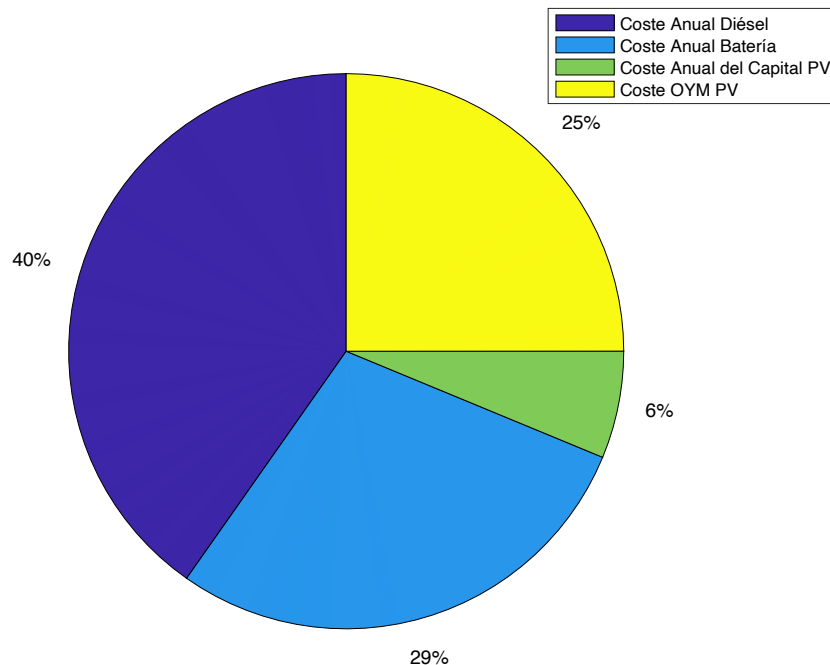


Figura 4.11. Componentes de generación del coste anual. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

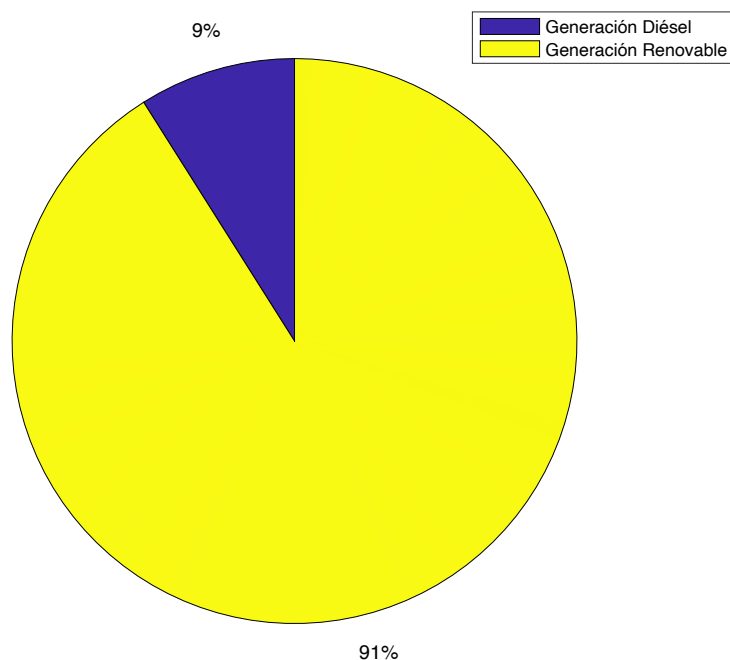


Figura 4.12. Fuentes de la producción anual. Año 2050.

Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, la máxima producción horaria de la central diésel asciende a 48 MWh; mientras que la correspondiente al sistema renovable (fotovoltaico-almacenamiento) es 53 MWh.

Dado que la producción fotovoltaica es 426 GWh y la generación diésel es 26 GWh, la suma asciende a 452 GWh, lo que supone 164 GWh de energía vertida.

4.5. Disposición de las instalaciones y evolución del sistema

Las instalaciones asociadas al desarrollo del proyecto son:

- Instalación fotovoltaica. Comprende campo de heliostato, inversores AC/DC, red de continua, red de baja tensión, centros de transformación y conexiones internas. El diseño interior de estas instalaciones queda fuera del alcance de este trabajo.
- Centro de almacenamiento. Estará constituido por unidades de iones de litio de 3 MWh cada una, aunque existen varios fabricantes (Ver Anexo II), se tomará como referencia el modelo Megapack de Tesla.
- Instalaciones de conexión. Consistirá en una red subterránea de media tensión que conectará el centro de almacenamiento con el centro de distribución existente, próximo a la central diésel.

Las capacidades necesarias varían en función de la demanda. En la Tabla 4.7. se plantean las fases en las que se desarrollará el proyecto indicando el tamaño de las instalaciones antes mencionadas.

	Fases		
	2019	2030	2050
Potencia instalada PV (MWp)	150	150	200
Superficie necesaria (Ha)	150	150	200
Capacidad de almacenamiento (MWh)	300	400	500
Capacidad de transporte MT (MW)	39	43	53

Tabla 4.7. Instalaciones necesarias en las distintas fases del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

La disposición geográfica de las instalaciones se presenta en la Figura 4.13. En color rojo se muestran la superficie asociada a las instalaciones fotovoltaicas, en un tono menor se incluye el centro de almacenamiento, la línea negra representa las instalaciones de conexión y el círculo verde sitúa la central diésel.



Figura 4.13. Disposición geográfica de las instalaciones para las distintas fases.

Fuente: Elaboración propia.

4.6. Instalaciones de conexión a la red existente

De acuerdo con lo analizado en la sección anterior se debe diseñar las instalaciones necesarias para transportar entre 39 y 53 MW desde el centro de almacenamiento a la central existente. Dado el carácter urbano del trazado propuesto, necesariamente la instalación deberá ser subterránea. Al ser la tensión de distribución de la zona de 10 kV, se elige dicha tensión para evitar transformaciones y poder integrarla en la red de distribución existente en el futuro.

Los cálculos se realizan de acuerdo con lo establecido en el Proyecto Tipo DYZ10000 (Endesa Distribución, 2019)

Sección nominal de los conductores mm ²	Intensidad máxima admisible, I, en A (Cables unipolares en triángulo en contacto)
150	245
240	320
400	415

Tabla 4.8. Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

De los conductores disponibles se selecciona el conductor RH5Z1 de sección nominal 400 mm². Su intensidad máxima admisible asciende a 415 A, que se verán minorados por los siguientes factores:

- Temperatura del terreno.
- Agrupación de los circuitos.
- Resistividad térmica del terreno.
- Profundidad de la instalación.

La intensidad admisible, de acuerdo con el proyecto, será:

$$I_{adm} = I \cdot F_{ct} \cdot F_{crt} \cdot F_{ca} \cdot F_{cp}$$

Donde:

- Iadm. Intensidad máxima admisible en servicio permanente, en A.
- I. Intensidad del conductor sin coeficientes de corrección, en A
- Fct. Factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- Fcrt. Factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- Fca. Factor de corrección debido a la agrupación de circuitos.
- Fcp. Factor de corrección debido a la profundidad de soterramiento.

En las siguientes tablas (Tabla 4.9, Tabla 4.10, Tabla 4.11, Tabla 4.12), se muestran los posibles valores de los factores de corrección anteriormente mencionados, los marcados en rojo son los seleccionados al ajustarse a las características del proyecto.

Temperatura °C, en servicio permanente, θ_s	Temperatura del terreno, en °C, θ_t								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 4.9. Factor de corrección, Fct, para temperatura del terreno distinta a 25 °C.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

Circuitos en tubulares soterrados (un circuito trifásico por tubo) Tubos dispuestos en plano horizontal			
Circuitos agrupados	Distancias entre tubos en mm		
	Contacto	200	400
2	0,8	0,83	0,87
3	0,7	0,75	0,8
4	0,64	0,7	0,77

Tabla 4.10. Coeficiente corrector por agrupación de cables, Fca.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

Sección del conductor	Resistividad del terreno (K·m/W)						
	0.8	0.9	1	1.5	2	2.5	3
150	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,1	1	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81

Tabla 4.11. Coeficiente corrector para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5

K·m/W. Fcrt.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

Profundidad (m)	En tubular con sección	
	<= 185 mm2	> 185 mm2
0,50	1,06	1,08
0,60	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96
1,75	0,96	0,95
2,00	0,95	0,94
2,50	0,93	0,92
3,00	0,92	0,91

Tabla 4.12. Coeficiente corrector para distintas profundidades de soterramiento. Fcp.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

De esta manera la intensidad máxima admisible asciende a 307,66 A.

$$I_{adm} = I \cdot F_{ct} \cdot F_{crt} \cdot F_{ca} \cdot F_{cp} = 415 \cdot 0,83 \cdot 1,16 \cdot 0,77 \cdot 1 = 307,66 \text{ A}$$

Dado que la longitud de la línea está entorno a 3 km, las caídas de tensión y pérdidas de potencia no serán significativas (Ver Anexo III). Asumiendo un factor de potencia 0,9, la potencia a transportar por cada circuito será:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 307,66 \cdot 0,9 = 4,8 \text{ MW}$$

En la siguiente tabla, Tabla 4.13, se calcula el número de circuitos necesarios en función de la capacidad de transporte necesaria para cada una de las fases.

	2019	2030	2050
Capacidad necesaria (MW)	39	43	53
Nº de circuitos	9	9	12
Corriente máxima consumida (kA)	2,5	2,8	3,4

Tabla 4.13. Número de circuitos de MT necesarios por fase.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando un coste medio por circuito de 50.000 €/km y una vida útil de 40 años, la inversión total y los costes anuales ascienden:

2019:

- *Inversión de conexión:* $9 \text{ circuitos} \times 3 \text{ km} \times 0,05 \frac{\text{M€}}{\text{Km}} = 1,35 \text{ M€}$
- *Coste anual de conexión* $= \frac{1,35 \text{ M€}}{40 \text{ años}} = 0,034 \text{ M€}$

2030:

- *Inversión de conexión:* $8 \text{ circuitos} \times 3 \text{ km} \times 0,05 \frac{\text{M€}}{\text{Km}} = 1,35 \text{ M€}$
- *Coste anual de conexión* $= \frac{1,35 \text{ M€}}{40 \text{ años}} = 0,034 \text{ M€}$

2050:

- *Inversión de conexión:* $12 \text{ circuitos} \times 3 \text{ km} \times 0,05 \frac{\text{M€}}{\text{Km}} = 1,8 \text{ M€}$
- *Coste anual de conexión* $= \frac{1,8 \text{ M€}}{40 \text{ años}} = 0,045 \text{ M€}$

	2019	2030	2050
Inversión de generación	135	155	200
Inversión de conexión	1,35	1,35	1,8
Inversión total	136,35	156,35	201,8
Coste anual total	12,67	12,36	12,85

Tabla 4.14. Inversión total y coste totales anuales.

Fuente: Elaboración propia.

Aunque se ha podido incluir las instalaciones de conexión dentro del modelo de optimización, con el objetivo de simplificar los cálculos se ha añadido posteriormente debido a su escasa relevancia relativa en términos de costes (1%).

Se podría pensar en utilizar las actuales instalaciones del distribuidor para la evacuación de esta energía, aunque esto no sería compatible con la regulación actual ya que las instalaciones del distribuidor pertenecen al sistema regulado por lo que obtiene una retribución; mientras que las instalaciones de conexión deberán ser financiadas por el generador como parte de la instalación.

4.7. Indicadores clave del estudio (KPI, *Key Performance Indicators*)

Se han identificado doce indicadores para analizar la bondad de la solución propuesta en las distintas fases del proyecto. Estos indicadores son de cuatro naturalezas: asociados al tamaño del mercado (demanda anual), asociados a las instalaciones físicas (potencia instalada fotovoltaica, almacenamiento óptimo, generación diésel, capacidad de conexión óptima, número de circuitos instalados óptimos), asociados a las magnitudes económicas (inversión en generación, inversión en conexión) y un último bloque asociado al output del sistema (% de generación renovable, emisiones, emisiones específicas, coste anual total, coste medio de generación, vertidos).

	Situación actual	Fase I (Escenario 2019)	Fase II (Escenario 2030)	Fase III (Escenario 2050)
Demanda anual (GWh)	211	211	234	288
Potencia instalada PV (MWp)	0	150	150	200
Almacenamiento óptimo (MWh)	0	300	400	500
Generación diésel (GWh)	211	24,48	23,81	25,79
Capacidad de conexión óptima (MW)	0	43,2	43,2	57,6
Número de circuitos instalados óptimos	0	9	9	12
Inversión en generación (M€)	0	135	155	200
Inversión en conexión (M€)	0	1,35	1,35	1,8
% de generación renovable	0%	88%	90%	91%
Emisiones (kTm CO₂)	173020	20070	19525	21148
Emisiones específicas (kTm CO₂/MWh)	0,82	0,10	0,08	0,07
Coste anual total (M€)	29,95	12,67	12,36	12,85
Coste medio de generación (€/MWh)	142	60,03	52,83	44,61
Vertidos (GWh)	0	133,195	109,545	164,433
% de energía renovable no aprovechada	0	42%	34%	39%

Tabla 4.15. Principales indicadores del estudio.

Fuente: Elaboración propia.

Con objeto de visualizar el impacto de las actuaciones propuestas se representa la variación de las emisiones específicas y el coste medio de generación, observándose que las emisiones específicas se han reducido un 92%, mientras que el coste medio se ha reducido en un 70% (Figura 4.14).

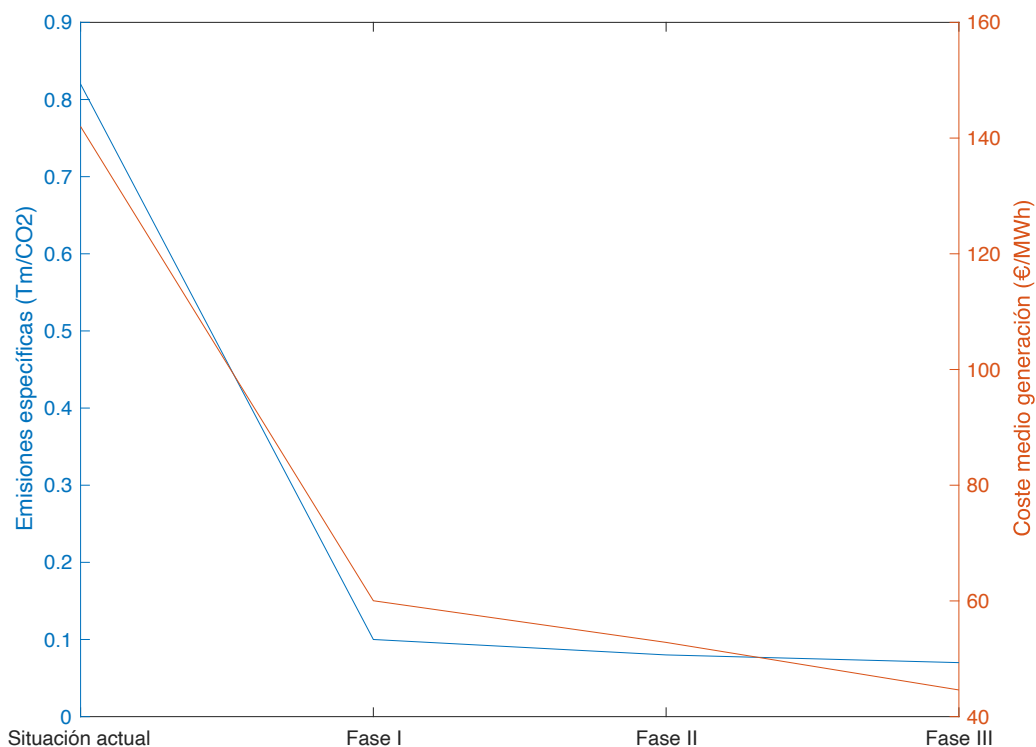


Figura 4.14. Variación de las emisiones específicas y del coste medio de generación.

Fuente: Elaboración propia.

Dado el carácter modular de la fotovoltaica, el almacenamiento y los conductores no es necesario adelantar inversión sino que se podría ir adelantando de forma acompañada a la demanda.

4.8. Conclusiones

Como conclusiones de este capítulo se obtienen las combinaciones de mínimo coste P-S para cada escenario evaluado, siendo 150-300 para 2019, 150-400 para 2030 y 200-500 para 2050.

En definitiva, el proyecto se estructura en tres fases:

- Fase 1 (Demanda 2019): Se instalan 150 MWp en instalaciones PV, 300 MWh de almacenamiento y 9 circuitos de MT para conectar con el centro de distribución existente.
- Fase 2 (Demanda 2030): No es necesario aumentar la capacidad fotovoltaica ni las instalaciones de conexión, aunque habría que instalar 100 MWh de almacenamiento adicional.
- Fase 3 (Demanda 2050): Habría que aumentar la capacidad fotovoltaica en 50 MWp, el almacenamiento en 100 MWh y añadir 3 circuitos de conexión.

Con estos resultados se da respuesta a las preguntas propuestas restantes.

- ***¿Cuál sería la combinación óptima de tecnologías?***

2019: 150 MWp-300 MWh

2030: 150 MWp-400 MWh

2050: 200 MWp-500 MWh

- ***¿El coste sería asumible?***

Sí, el coste obtenido para 2050 resulta un 60% inferior al actual, quedando por debajo de los costes del mercado en la Península.

- ***¿El sistema sería seguro? ¿Se podría prescindir de la generación actual?***

Solo el sistema renovable de mínimo coste no sería suficiente ni seguro, cubriría el 91% de la demanda pero sería necesaria la totalidad de la potencia de la central diésel actual.

Si, sería posible eliminar la central pero a un coste superior, lo que no sería económicamente razonable.

De cualquier forma, hay que tener en cuenta que los valores de potencia instalada fotovoltaica y almacenamiento corresponden al resultado de una exploración completa con pasos 50 MWp y 100 MWh. El óptimo puede encontrarse en los alrededores de estos puntos para valores intermedios entre los valores próximos, por lo que debe interpretarse como un resultado orientativo.

Llama la atención la enorme cantidad de energía producida no aprovechada (42%, 34%, 39%). Esta energía podría destinarse a procesos productivos que no necesitaran de un suministro continuo, como puede ser la desalinización de agua (3 kWh/m³), producción de hidrógeno o producción de bitcoins (200 kWh/bitcoin).

5. Conclusiones

Cuando se comenzó este trabajo se plantearon cuatro preguntas de investigación a las que se han ido dando respuesta a lo largo del mismo. Las preguntas propuestas inicialmente fueron:

1. ¿Es posible desarrollar un sistema basado en energías renovables para el abastecimiento eléctrico de Melilla?
2. Si es posible, ¿cuál sería la combinación óptima de tecnologías?
3. ¿El coste sería asumible?
4. ¿El sistema sería seguro? ¿Se podría prescindir de la generación actual?

En el Capítulo 3, “Caracterización del caso a estudio”, se han analizado las distintas características del sistema eléctrico de Melilla, y en particular lo que se refiere al potencial renovable. Solo con el potencial fotovoltaico sobre terreno instalado en pastos no protegidos se podría producir mas del doble de la demanda eléctrica actual, por lo que acompañado de un adecuado sistema de almacenamiento se desprende que **sí** es posible desarrollar un sistema basado exclusivamente en energías renovables para el abastecimiento eléctrico de Melilla.

Para dar respuesta a las tres siguientes preguntas propuestas se ha desarrollado una metodología estocástica basada en el análisis de costes para todos los posibles valores de potencia instalada fotovoltaica y almacenamiento (enumeración completa con valores discretos). Para cada posible valor se analiza de forma horaria la mejor forma de cubrir la demanda, evaluando los costes anuales del sistema.

Los resultados obtenidos para el escenario actual muestran que la combinación de mínimo coste se alcanza en 150 MWp-300 MWh, para la que se calcula las instalaciones eléctricas de conexión a la generación actual. Los costes medios del sistema se reducen en cerca del 70% mientras que las emisiones se reducen cerca del 90%. No es posible cerrar la central

diésel ya que aportaría la garantía del sistema y cubriría la demanda el 10% de las horas del año.

Los niveles de almacenamiento obtenidos resultan razonables ya que son del orden de la mitad de la demanda diaria media, que sería la energía necesaria para trasladar la energía del día a la noche.

No toda la producción renovable se puede aprovechar de forma eficiente debiendo realizar vertidos superiores al 40% de la energía producida (133 GWh). Esta energía podría destinarse a procesos productivos que no necesitaran de un suministro continuo, como puede ser la desalinización de agua (3 kWh/m³), producción de hidrógeno o producción de bitcoins (200 kWh/bitcoin).

Los costes obtenidos y las emisiones resultan del orden e inferiores de los obtenidos en el sistema peninsular, con lo que no tendría sentido la dotación a los cargos regulados del sistema que deben de soportar el resto de los usuarios.

La inversión necesaria asciende a 136 M€ debiendo realizarse sucesivas ampliaciones hasta 202 M€. La oportunidad de incluir estas inversiones en los fondos de reconstrucción europeos Next Generation EU, podría acelerar el desarrollo del proyecto.

Se ha simulado los escenarios 2030 y 2050 contemplando los crecimientos de la demanda, los efectos de la tecnología y eficiencia energética, y la electrificación del transporte. Dado el carácter modular de estas tecnologías, el proyecto se puede realizar por ampliaciones sucesivas no siendo necesario adelantar inversión.

De cualquier forma, hay que tener en cuenta que los valores de potencia instalada fotovoltaica y almacenamiento corresponden al resultado de una exploración completa con pasos 50 MWp y 100 MWh. El óptimo puede encontrarse en los alrededores de estos

puntos para valores intermedios entre los valores próximos, por lo que debe interpretarse como un resultado orientativo.

Para continuar con este trabajo se tendría que evaluar los óptimos de forma exacta mediante la aplicación del modelo con un paso inferior al realizado (en lugar de 50 MWp, 1 MWp y en vez de 100 MWh, 5 MWh). Se ha realizado una simulación fina para el escenario 2019, encontrándose un error del 0,4%. Siendo la combinación real de mínimo coste 145 MWp- 320 MWh.

De esta manera la implementación de este proyecto contribuirá a cuatro de los objetivos de desarrollo sostenibles como son el 7, “Energía asequible y no contaminante”, el 11 “Ciudades y comunidades sostenibles”, el 13 “Acción por el clima”, y como subproducto, el 6 “Agua limpia y saneamiento”.

Otro trabajo interesante por desarrollar sería el diseño interno del parque fotovoltaico incluyendo la disposición de los paneles fotovoltaicos, la red de continua, el sistema electrónico de inversores, la red de baja tensión, las unidades de transformación BT/MT, así como las instalaciones de MT colectoras que lleven la energía producida hasta el centro de almacenamiento.

Referencias

- Arcos-Vargas, 2020.a. Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market. Applied Energy vol. 260.
- Arcos-Vargas, 2020.b. The Role of the Electric Vehicle in the Energy Transition
- BOE, 17 de junio 2016. Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. <https://www.boe.es/boe/dias/2016/06/17/pdfs/BOE-A-2016-5932.pdf>
- Ciemat, 2021. Web corporativa. <https://www.ciemat.es>
- Consejería de Coordinación y Medio Ambiente de Melilla, 2017.
- Endesa Distribución, 2019. Proyecto Tipo DYZ10000, Líneas subterráneas media tensión.
- Endesa, 2021. Web corporativa. <https://www.endesa.com/es>
- European Union, 2021.a. Clean energy for UE islands. <https://www.euislands.eu/>
- European Union, 2021.b. REACT- Renewable Energy for Self-sustainable Islands Communities. <https://react2020.eu/>
- Fundación Naturgy, 2021. El sector eléctrico español en números. Informe 2020. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/informe-2020-el-sector-electrico-espanol-en-numeros/>
- Grupo Gaselec, 2021. Web corporativa. <http://www.grupogaselec.es>
- Institut de Robòtica i Informàtica Industrial, 2019. Sistema de almacenamiento de energía a gran escala mediante batería de flujo redox de vanadio: demostración experimental a escala de 1 kW. <https://www.iri.upc.edu/project/show/234>
- IRENA, 2021. Renewable Power Generation Costs in 2020. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis—VERSION 14.0 <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/>

- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (IDEA), 2014. Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
- Observatorio “Energía e Innovación”, febrero 2016. El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro. https://issuu.com/raing/docs/almacenamiento_energia_final_b/1?ff&e=5428633/56591442
- ODS, 2020. Objetivos de desarrollo sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Pacheco Tognetti, 2017. Cálculo y diseño de una batería mecánica. Universidad Carlos III.
- Plan Estratégico Melilla 2020-2029, 2020. <https://pemelilla29.es>
- REE, 2021.a. Web corporativa. <https://www.ree.es/es>
- REE, 2021.b. Datos de generación no renovable. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- REE, 2021.c. Esios. <https://www.esios.ree.es/es>
- Remesa, 2021. Web corporativa. <https://www.remesa.es>
- Sánchez Mingarro, 2020. Apuntes de asignatura Centrales y Subestaciones. Grado en Tecnologías Industriales, ICAI.
- Tesla Megapack, 2019. https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla_Megapack

Anexo I. Tecnología Fotovoltaica.

1. Introducción a la energía solar.

Una fuente de energía puede ser cualquier yacimiento energético que esté presente de forma abundante en la naturaleza y pueda aprovecharse para la producción de electricidad. En este caso, el sol es nuestra fuente de energía. Dicha estrella está basada en reacciones de fusión nuclear de hidrógeno, el cual se va convirtiendo en helio a la vez que irradia una enorme cantidad de energía. La potencia de la radiación solar varía constantemente como consecuencia de la rotación terrestre y la traslación. Como es lógico, la irradiancia es nula por la noche. La transformación de energía solar puede hacerse a través de dos procesos distintos realizados por las centrales termosolares y las centrales fotovoltaicas. Las centrales termosolares se basan en ciclos de Rankine. Un fluido, generalmente agua, se calienta hasta obtener la entalpía suficiente para producir energía mecánica a través de una turbina de vapor, cuyo eje se acopla a un alternador para producir electricidad. Las centrales fotovoltaicas se basan en el uso de paneles fotosensibles que convierten la radiación electromagnética en electricidad. No requieren el uso de un alternador.

2. Efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones desde la superficie por la acción de la luz. El mérito del descubrimiento del efecto fotoeléctrico se atribuye a Heinrich Hertz, quien en 1887 trató de probar la teoría de Maxwell sobre la radiación electromagnética. En su lugar, descubrió el carácter corpuscular de la luz. Antes de fallecer llegó a la conclusión de que el arco eléctrico formado entre dos esferas metálicas era más intenso al incidir sobre una de estas esferas, un haz de luz ultravioleta. Debido al desconocimiento de los electrones, Hertz no pudo concluir su teoría.

Fue en 1899, cuando Thomson afirmó que eran electrones las partículas emitidas por la luz ultravioleta. En ese mismo año Philipp Lenard, comenzó a realizar una serie de

experimentos para comprender el fenómeno de fotoemisión de electrones. El experimento consistía en cargar una de placas negativamente y agregar un potencial cuya función era la de oponerse al movimiento de los electrones fotoemitidos. Lenard concluyó que la energía máxima no depende de la intensidad del haz incidente de luz sino de la frecuencia de dicho haz. En 1905 se le otorga el premio Nobel en Física.

El descubrimiento del efecto fotoeléctrico pasó por numerosas fases y fueron numerosos científicos quienes formaron parte de dicho descubrimiento. Entre ellos cabe mencionar a Albert Einstein y James Clerk Maxwell.

3. Célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica es el componente encargado de la captación de la energía contenida en la radiación solar y posterior transformación en energía eléctrica. Por lo general, una célula fotovoltaica es un diodo fotosensible elaborado con un material semiconductor. Una agrupación de células fotovoltaicas forman paneles fotovoltaicos. La gran mayoría de paneles están conformados por 36 células fotovoltaicas.

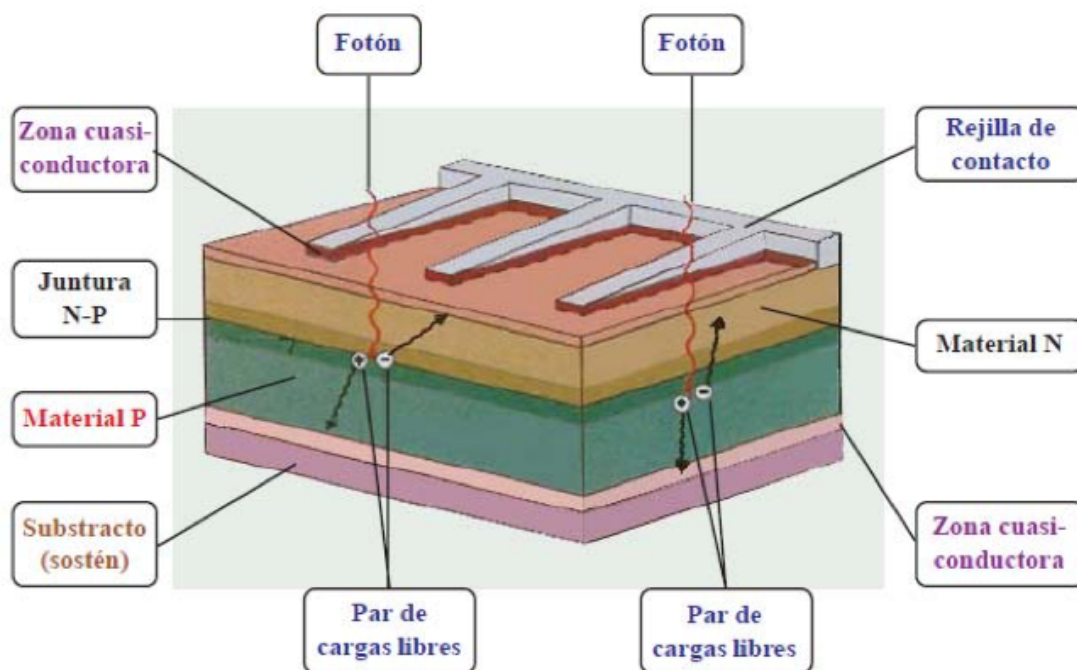


Figura A.I.1. Estructura típica de una célula fotovoltaica.

Fuente: Gasquet, H.L. Manual de Sistemas Fotovoltaicos. Austin. 2008

En la Figura A.I.1. se muestra la estructura típica de una célula fotovoltaica. Desde el punto de vista de los fotones incidentes encontramos los siguientes elementos:

- **Rejilla de contacto o malla de metalización.** En la Figura 3 se asemeja a las púas de un peine, pero hay diversas maneras de representarlo. El diseño es crítico pues debe garantizar la recolección adecuada de los electrones sin generar una gran resistencia eléctrica. A su vez debe dejar pasar el máximo de luz al interior de la célula. El factor de sombra, F_s , es su parámetro característico y mide la cantidad de superficie ocupada por el material metálico.
- **Zonas cuasiconductoras.** Visualizamos dos capas de material semiconductor entre las regiones que forman la unión P-N (emisor y base, respectivamente). El tipo y la calidad de semiconductores utilizados, el espesor de las capas, la densidad y las impurezas, influyen en el rendimiento final de la célula.
- **Substrato o Sostén.** Contacto posterior metálico que cubre toda la superficie del dispositivo.

Partiendo de esta estructura básica, se puede personalizar el diseño según las características deseadas. Con modificaciones e innovaciones en la célula se puede llegar a conseguir altos niveles de eficiencia y rendimiento.

Para mejorar la conductividad eléctrica se contaminan ciertas zonas con los siguientes materiales:

- **Fósforo:** Tiene 5 electrones de valencia, es una región con mayor número de electrones. Se denomina región tipo *n*.
- **Boro:** Tiene 3 electrones de valencia, es una región con menor número de electrones. Se denomina región tipo *p*.

4. Panel fotovoltaico.

Una vez comprendido el origen de esta tecnología, se procederá a desarrollar la estructura, su composición y el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos. Se hará un análisis sobre las distintas tecnologías que existen actualmente.

La vida útil de un panel fotovoltaico puede llegar a los 30 años. Para que llegue lo mejor posible al fin de su vida útil, el mantenimiento típico consiste en una limpieza del vidrio para que las células fotovoltaicas puedan seguir capturando la radiación.

4.1. Estructura del panel fotovoltaico

La forma mas habitual de construir un panel fotovoltaico es bajo la estructura tipo “sándwich”, la cual encontramos en la Figura A.I.2. De esta manera todos los componentes quedan mecánicamente protegidos.



Figura A.I.2. Esquema de la estructura interior de un panel fotovoltaico.

Cada componente tiene su propia función:

- **Frontal.** Capa de entre 3 y 4 mm de espesor de vidrio templado. Sirve para proteger las células fotovoltaicas del impacto de elementos externos y del efecto del clima. Trata de impedir la acumulación del polvo y la suciedad.
- **Encapsulante.** Compuesto por etil-vinil-acetato (EVA). Asegura una buena conexión entre las células fotovoltaicas, aportando resistencia a las vibraciones.

- **Tedlar o cubierta posterior.** Compuesto por PVF o TEDLAR. Su función es la de proteger las células.
- **Marco de aluminio.** Da rigidez y sujeción.
- **Células.** Como se observa en la Figura 4, se conectan mediante cintas de cobre estañado de manera que queda unida la parte superior con la parte inferior de la siguiente célula.

4.2. Tipos de seguimientos.

Sistemas de estructura fija:

Esta es la estructura que presentan la mayoría de los sistemas, ya que un soporte fijo proporciona la rigidez estructural y la orientación necesarias para su funcionamiento óptimo.

El montaje de la estructura se realiza en forma de letra A o V, que proporciona el grado de inclinación del panel que optimiza la radiación total anual. Este ángulo dependerá la ubicación de la instalación. Normalmente, cada estructura alberga entre cuatro y seis paneles.

Sistemas con seguimiento a un eje:

Una instalación de sistemas de seguimiento a un eje, además de contar con una estructura que permita una correcta fijación al suelo y las propiedades mecánicas necesarias, dispone de un sistema de monitorización que permite optimizar la producción para un mejor aprovechamiento de las horas de luz.

El seguidor solar es un dispositivo mecánico capaz de orientar los paneles solares para que permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al Sol todo el día. Existen diferentes tipos de seguidores a un eje:

- Alrededor del eje polar, la superficie gira sobre un eje orientado al sur y se inclina en un ángulo igual a la latitud

- Alrededor de un eje acimutal, la superficie gira sobre un eje vertical y el ángulo se mantiene constante e igual a la latitud.
- Alrededor de un eje horizontal, la superficie gira sobre un eje horizontal y se orienta en la dirección norte-sur.

Sistemas con seguimiento a dos ejes:

Este tipo de instalaciones son la evolución de los sistemas con seguimiento a un eje, con el objetivo de aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del día y del año. El seguidor se calibra para producir la máxima cantidad de energía eléctrica mediante la posición optima del panel en todo momento.

Este tipo de seguidor se mueve sobre dos ejes: uno alineado de norte a sur y otro alineado de este a oeste. La orientación varía según la estación del año y el movimiento del sol durante el día.

En comparación con los sistemas con seguimiento a un eje, los sistemas con seguimiento a dos ejes tienen un seguimiento solar mas preciso, presentando un mayor rendimiento. Sin embargo, presentan un coste más elevado.

El aumento de la producción con el sistema de seguimiento a un eje oscila entre el 25 y el 35%. En el caso de sistemas con seguimiento a dos ejes simplemente se obtiene un rendimiento adicional del 5-10%. En consecuencia, se podría obtener un diferencia de producción del 40% respecto a los sistemas de eje fijo.

4.3. Tecnología de paneles fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos pueden organizarse en tres familias:

1. Cristalinos (derivados del silicio)
2. De capa fina
3. Fotovoltaica de alta concentración (HCPV)

Dentro del primer grupo encontramos tres variedades que corresponde a la pureza del silicio utilizado. Esta pureza determina su grado de eficiencia:

- Silicio monocristalino (mono-Si)
- Silicio policristalino (p-Si)
- Cinta de silicio (ribbon-Si)

En la segunda familia, de capa fina, los paneles se obtienen depositando varias capas finas de material fotovoltaico sobre un sustrato. Los diferentes tipos de células vienen determinados por la naturaleza del semiconductor depositado en el sustrato:

- Teluro de cadmio (CdTe)
- Silicio amorfo (a-Si)
- Seleniuro de cobre, indio y galio (CIS/CIGS)
- Células fotovoltaicas orgánicas

Los módulos fotovoltaicos de alta concentración (HCPV), se caracterizan por la inclusión de espejos y lentes, de modo que se puede concentrar la radiación solar de las células fotovoltaicas, aumentando así su eficacia.

Cada módulo se caracteriza energéticamente por:

- La energía consumida durante el proceso de fabricación
- La energía consumida durante el proceso de reciclaje
- La eficiencia energética
- Degradación relacionada con el tiempo
- Vida útil prevista

Energy requirements per installed power (kWh/kWp)		
	Manufacturing	Recycling
Mono-Si	997	148
Poly-Si	1167	177
a-Si	275	274
CdTe	309	82
CIS/CIGS	577	73
Ribbon-Si	938	142
HCPV	386	46
Organic	1324	351

Tabla A.I.1. Energía requerida por potencia instalada

Fuente: Life Cycle Carbon Footprint Analysis, Arcos-Vargas, 2021.

Anexo II. Instalaciones de almacenamiento

1. Introducción a las tecnologías de almacenamiento

El sistema energético actual mundial es caracterizado por su alta dependencia a los combustibles fósiles, la cual supone un problema ya que dichos recursos son limitados. Como solución a este problema se están incorporando las tecnologías renovables, una generación mas eficiente y sostenible (sustentable). La energía generada de manera renovable puede almacenarse para ser utilizada en otro momento. En este apartado se presenta una revisión de las diversas tecnologías de almacenamiento y un análisis mas extenso de la batería utilizada para el desarrollo del proyecto.

2. Distintas tecnologías de almacenamiento

2.1. Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias)

Los sistemas de almacenamiento electroquímico sustentan su principio de funcionamiento en reacciones redox que ocurren entre especies electroquímicamente activas. Las reacciones se producen bajo unas condiciones específicas marcadas por las celdas electroquímicas, compuestas por: un ánodo y un cátodo (un electrodo negativo y uno positivo), el electrolito y un separador.

En la Figura A.II.1 se presentan una comparativa entre los principales tipos de baterías secundarias comercialmente disponibles.

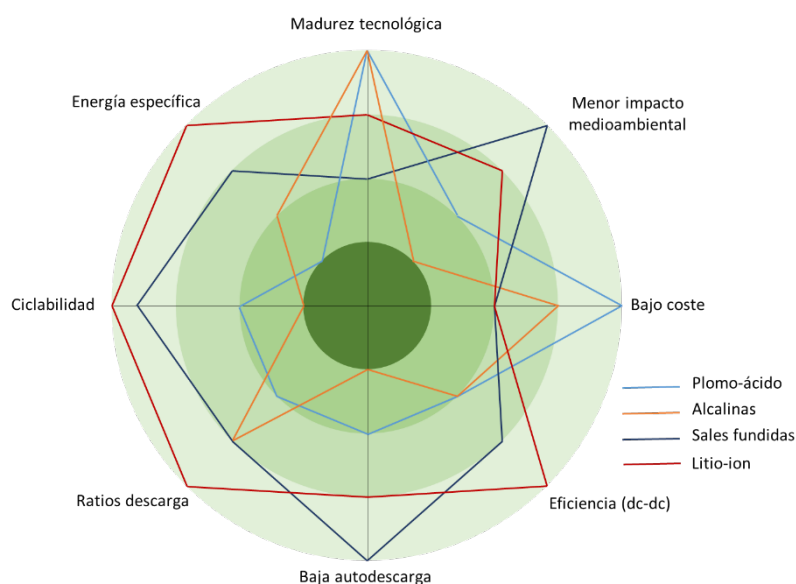


Figura A.II.1. Comparativa cualitativa entre los principales tipos de baterías secundarias.

Fuente: Observatorio “Energía e Innovación”, febrero 2016.

Baterías de plomo-ácido (*Lead-Acid*, LA)

Las baterías LA son las baterías antiguas, datándose investigación de esta tecnología desde hace mas 140 años. Como se muestra en la Figura A.II.1, estas baterías presentan energía específica y ciclabilidad mucho menores que el resto de tipos de baterías. Sus principales ventajas son su bajo coste, su madurez y su bajo mantenimiento. Aunque cabe mencionar como aspectos negativos su gran dependencia a las temperaturas de operación, la sulfatación y el ratio de descarga. La aplicación principal de estas baterías se encuentra en la automoción y en accionamientos industriales.

Baterías alcalinas

Destacan las tipo níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH). Tal y como se muestra en la Figura A.II.1, las baterías alcalinas presentan una densidad de energía y un rango de temperatura de operación mayor a los de las baterías LA y una tensión de celda baja, entorno a 1,2 V. Destaca su baja ciclabilidad y su elevado precio.

Las baterías NiCd sufren el llamado “efecto memoria”, un efecto que dificulta el correcto funcionamiento y reduce la vida útil de estas. Aunque cabe destacar como efecto positivo

que estas baterías presentan la posibilidad de recargas ultrarrápidas, debido a que las reacciones químicas son endotérmicas. Por el contrario, los procesos de carga de las baterías NiMH son endotérmicos.

Estas baterías se aplican a los sistemas estacionarios como el arranque de maquinaria, iluminación, instrumentación y control.

Baterías de sales fundidas

La principal característica de estas baterías es que los electrodos se encuentran en estado líquido. Actualmente se encuentran las baterías de sodio azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl₂). Presentan una alta ciclabilidad y eficiencia (Figura A.II.1) y una alta energía específica. Este tipo de baterías es capaz de aguantar sobrecargas. Las baterías de sales fundidas se aplican en sistemas estacionarios como SAIs, telecomunicaciones, integración de renovables y sector terciario.

Baterías basadas en litio

Son sin duda una de las tecnologías que ha abierto puertas hacia la transición energética global. Presenta elevada energía y potencia específica, gran ciclabilidad y baja autodescarga. Por otro lado también presenta altos costes y escasa vida útil y capacidad de energía de celda. Su principal aplicación es el sector automovilístico.

2.2. Almacenamiento electroquímico (baterías de flujo)

Las baterías de flujo basan su principio de operación en reacciones reversibles en una celda electroquímica. La capacidad de potencia se ve determinada por la dimensión y el número de celdas de la propia batería y la electrónica de potencia. En el mercado actualmente se encuentran las baterías de vanadio (VRB) y las de zinc-bromo (ZBB), pero se continúan investigando otros tipos de baterías de flujo.

La tensión de la celda para la batería VRB es de 1,6 V y de 1,7 V para las baterías ZBB. Esta tensión es relativamente baja por el uso de electrolitos acuosos. La autodescarga es

prácticamente nula y no degrada las celdas. Presenta alta ciclabilidad (la ciclabilidad de las baterías VRB es de 13.000 ciclos de carga y descarga), aunque la eficiencia energética no resulta elevada (entorno al 80%). Hay que destacar que estas baterías se fabrican a partir de materiales reciclados, punto a favor para el medioambiente.

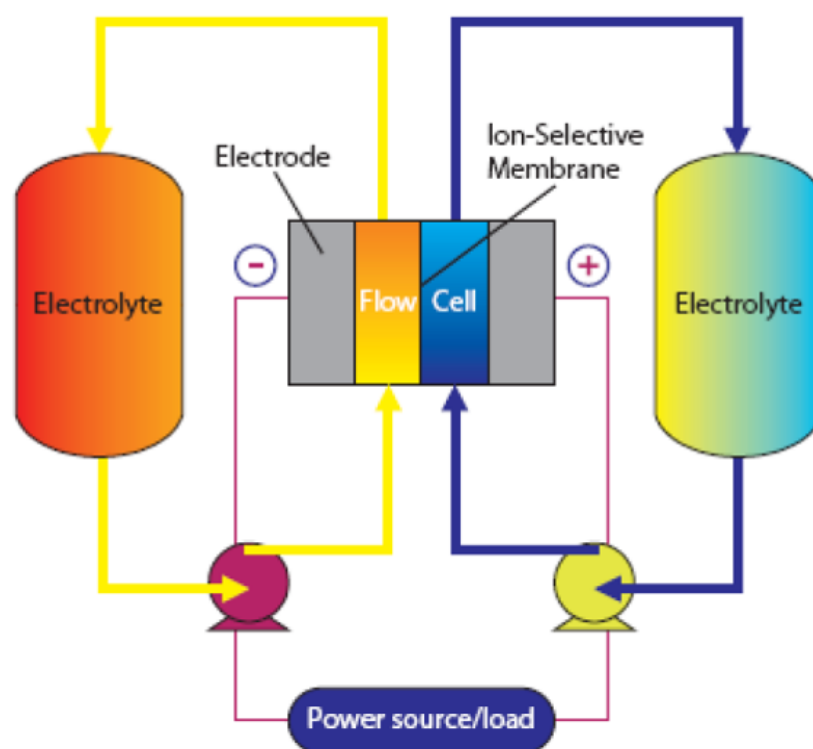


Figura A.II.2. Esquema de funcionamiento de batería de flujo.

Fuente: Institut de Robòtica i Informàtica Industrial, 2019.

2.3. Almacenamiento electroquímico (hidrógeno)

Dependiendo del uso final que se de al hidrógeno, los sistemas de almacenamiento y condiciones pueden variar. Los sistemas de almacenamiento estacionarios se emplean en la generación de energía eléctrica y térmica del sector terciario y domestico. El hidrógeno empleado en el sector automovilístico presenta restricciones en cuanto a volumen y peso. Actualmente se explora el almacenamiento a bajas temperaturas con el fin de obtener una mayor compresibilidad.

Las características del hidrogeno hacen que la seguridad sea un condicionante principal ya que es un gas combustible, altamente inflamable, no toxico, incoloro, inodoro e insípido.

Existen diferentes formas de almacenar hidrógeno:

- En gas a presión
- En forma líquida
- En hidruros metálicos
- En carbón
- En forma de compuestos químico
- En zeolitas

2.4. Almacenamiento electromecánico

Volantes de inercia

Este tipo de almacenamiento es un sistema de alta tecnología que almacena energía cinética y ofrecen potencias del orden de varios megavatios. Se encuentran en el mercado de baja velocidad y sistemas de alta velocidad. Su diseño óptimo depende del uso de este tipo de baterías y el ámbito de aplicación.

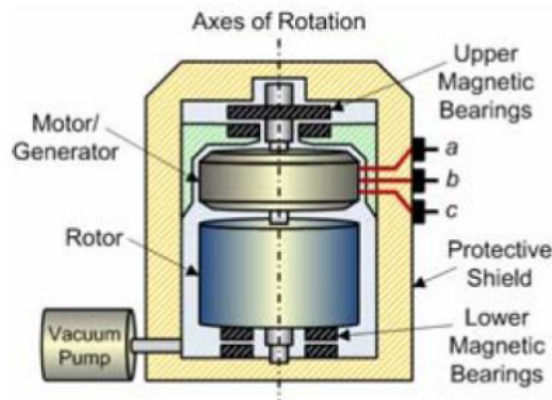


Figura A.II.3. Esquema de componentes de un volante de inercia.

Fuente: Pacheco Tognetti, 2017.

Instalaciones de bombeo (PHS)

Es un sistema ampliamente conocido, presentan distintos tipos de sistemas: los sistemas cerrados, los sistemas semi-abiertos y los sistemas abiertos. Los sistemas cerrados están compuestos por dos embalses artificiales los cuales no tienen conexión con ningún elemento exterior al que poder evacuar o abastecerse de agua. Los sistemas semi-abiertos se componen de un embalse artificial y deposito de agua con conexión a algún río. Por último, en los sistemas abiertos los dos depósitos forman parte de un río.

Los sistemas PHS tienen una gran capacidad de potencia, presentan un gran madurez tecnológica y ofrecen elevadas rampas de potencia. Hay que considerar que este sistema supone la necesidad de obras civiles, la necesidad de planear redes de transporte eléctrico desde el embalse hasta la red y presenta la necesidad de un terreno adecuado.

Sistemas de almacenamiento basados en aire comprimido (CAES)

El funcionamiento de estos sistema se basa en la compresión de aire y el almacenamiento a presiones de hasta 100 bares en cuevas subterráneas. El principio de operación de los sistemas CAES es muy similar al de los generadores de gas natural. El uso de estos sistemas es reducido debido a su dificultad de encontrar emplazamientos subterráneos naturales que cumplan con las características necesarias.

2.5. Almacenamiento electromagnético

Superconducting magnetic energy storage (SMES)

En los sistemas SMES, la energía se almacena como un campo magnético creado por un corriente eléctrica a través de una bobina superconductora. Estos sistemas requieren temperaturas criogénicas por lo que presentan mínimas pérdidas óhmicas. Esta tecnología se encuentra en fase experimental y su explotación real es prácticamente nula.

Supercapacitores

Presenta una estructura de celda similar a la celda electroquímica. La capacidad de almacenamiento depende de dos factores: la capacidad y el cuadrado de la tensión de la

celda. Los supercapacitores están encontrando aplicación aunque se manera puntual tienen aplicaciones en sistemas ferroviarios.

2.6. Almacenamiento termoeléctrico

Los sistemas termoeléctricos almacenan energía para suplir las demandas térmicas en edificios o procesos industriales. Estos sistemas se pueden definir como sistemas basados en el calor sensible, en el calor latente y en reacciones termoquímicas.

3. Tesla Megapack

El Megapack de Tesla es un sistema de almacenamiento de energía estacionario de baterías de iones de litio recargables a gran escala, destinado al uso en centrales eléctricas de almacenamiento de baterías. Fabricado por Tesla Energy, la filial de energía limpia de Tesla, Inc. Este sistema de almacenamiento fue lanzado en 2019, cada Megapack puede almacenar hasta 3 MWh en dispositivos del tamaño de un contenedor. Tesla Energy también ofrece baterías mas pequeñas como la Powerball, destinada al uso domestico, y la Powerpack pensada para su uso en empresas y proyectos de suministro eléctrico mas pequeño. Sus especificaciones se presentan en la Tabla A.II.1.

Modelo	Tecnología	Capacidad (MWh)	Potencia aparente (MVA)	Inversor	Dimensiones (m)	Peso (Tm)
Megapack	Ion-litio	3	1,54	Bidireccional, 1,5 MW	7,14x1,60	23,1

Tabla A.II.1. Especificaciones de Megapack

Fuente: Tesla Megapack, 2019

Anexo III. Pérdidas de potencia.

De acuerdo con el proyecto tipo de Endesa (), el cálculo de las pérdidas de potencia se realiza de la siguiente manera:

En valor absoluto:

$$P_p = \frac{P^2 \cdot L \cdot R_{90}}{U^2 \cdot (\cos\varphi)^2}$$

En valor relativo:

$$P_p(\%) = \frac{P \cdot L \cdot R_{90}}{10 \cdot U^2 \cdot (\cos\varphi)^2}$$

Siendo:

- P. Potencia a transportar, en kW.
- L. Longitud de la línea, en km.
- U. Tensión nominal de la línea, en kV.
- R 90. Resistencia del conductor a 90°C en Ω/km
- $\cos\varphi$. Factor de potencia para la instalación.

Para el estudio del proyecto, las pérdidas de potencia serían las siguientes:

$$P_p(\%) = \frac{P \cdot L \cdot R_{90}}{10 \cdot U^2 \cdot (\cos\varphi)^2} = \frac{4800 \cdot 3 \cdot 0,1}{10 \cdot 10^2 \cdot (0,9)^2} = 1,78\%$$

Las pérdidas de potencia obtenidas presentan unos resultados admisibles.

La resistencia del conductor se ha realizado siguiendo el procedimiento mostrado a continuación:

La resistencia del conductor varía con la temperatura de funcionamiento de la línea. Se adopta como temperatura máxima del conductor en régimen permanente 90°C. El incremento de resistencia en función de la temperatura viene determinado por la expresión:

$$R = R_{20^{\circ}\text{C}}(1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Los valores de resistencia para los valores indicados a la temperatura estándar (20°C) y máxima (90 °C) son:

Conductor	Sección nominal (mm ²)	Resistencia máxima a 20 °C (Ω/km)	Resistencia máxima a 90 °C (Ω/km)
RH5Z1	150	0,206	0,264
	240	0,125	0,160
	400	0,0778	0,100

Tabla AIII. Resistencia de los conductores.

Fuente: Endesa Distribución, 2019.

Anexo IV. Códigos empleados.

1. Códigos de análisis de costes totales de cada combinación.

Códigos desarrollados:

Los códigos descritos a continuación siguen la metodología propuesta en el Capítulo 2 con los datos necesarios indicados en dicho capítulo.

Código Matlab:

```
close all
clear all

%% Datos y lectura de parámetros

NomFichXLS='Estudio Económico.xlsx'; % Nombre del fichero Excel con los
datos
NomPestanaXLS01='Hoja 1'; % Nombre de la pestaña con los datos

[m_Datos, c_Texto, c_Raw]=xlsread(NomFichXLS, NomPestanaXLS01);
v_TiempoHoras=m_Datos(:, 1); % desde la hora 1 hasta la hora 8760
v_Dem=m_Datos(:, 2); % demanda desde la hora 1 hasta la hora 8760
v_E_horaria=m_Datos(:, 3); % Energía horaria en horas equivalentes
v_Gen_bat=m_Datos(:, 4); % gen de baterías desde la hora 1 hasta la hora
8760

Param_CYD=1-0.08; %parametro de carga y descarga

%% Bucles

% Hasta que potencia vamos a llegar. Para producir 422 GWh en 2050, nos
% hacen falta x de potencia instalada
x=422000/2130;

for p=1:10:x %potencia instalada
    PotIFV=p;
    v_genFV=PotIFV*v_E_horaria;
    E_almacenada=0; %como si fuese un contador
    gen_diesel_anual=0; %como si fuese un contador

    for b=1:10:60 %capacidad máxima de la batería
        E_alm_max=b;

        for h=1:8760
            gen_necesaria= v_Dem(h)-v_genFV(h);
```

```

if gen_necesaria>0 %Falta generaci≥n
    v_gen_nec(h)=gen_necesaria;
    v_genvertida(h)=0; %para el almacenamiento
    EX=E_almacenada*Param_CYD-gen_necesaria; %Lo que me queda
por cubrir

    if EX<0 % No tengo suficiente reserva de la bateria
        v_gen_diesel(h)=abs(EX);
        E_almacenada=0;

        else %Si tengo reserva en la bateria
            v_gen_diesel(h)=0;
            E_almacenada=E_almacenada*Param_CYD-EX;
        end

    else %sobra generaci≥n
        v_gen_nec(h)=0;
        v_genvertida(h)=abs(gen_necesaria);
        E_almacenada=E_almacenada*Param_CYD+EX;

        if E_almacenada>E_alm_max
            E_almacenada=E_alm_max;
        else
            E_almacenada=E_almacenada;
        end
    end

end

% E_gen_diesel_anual=sum(v_gen_diesel);
% v_gen_necesaria=v_gen_nec.';
% v_gen_vertida=v_genvertida.';
% v_gen_diesel=v_gen_diesel.';
%
% %Exportamos una tabla de datos
% T=table(v_Dem,v_genFV, v_gen_vertida, v_gen_diesel);
% writetable(T,'Estudio Econ≥mico.xlsx','sheet','Hoja2');

end %cierra las horas

% AQUI SE METE LA MATRIZ COSTE
%Para el coste:
%inicializaci≥n de variables
y=25; %proyect lifetime
Poym=0.01;

% Coste FV
coste_unit_FV=0.5; %millones de euros/MW
Ccap=PotIFV*coste_unit;% Coste capital
p_amort_FV=25; %proyect lifetime
Poym=0.01;

```

```

ACC=Ccap/y; %annual capital cost
AOM=Ccap*Poym; %coste de operaci>n y mantenimiento

% Costes de la bateria
coste_unit_bat=0.02; %millones de euros/MWh
p_amort_bat=12;
CBAT=b*coste_unit_bat/p_amort_bat;

% Coste de diesel
coste_unit_diesel=142; % millones de euro/MWh
CDIESEL=coste_unit_diesel*gen_diesel_anual;

coste_total=ACC+AOM+CBAT+CDIESEL;

C(b,p)=coste_total; %matriz coste
surf(C);
end % cierra la cap de las baterias

end % cierra la pot inst FV

```

Código Excel:

Para cada escenario considerado se construye una hoja Excel .

COSTE TOTAL M€		Potencia instalada PV					
		1	50	100	150	200	250
Bateria	0	19,389	19,719	19,470	20,075	20,936	21,929
	100	31,131	18,356	16,677	17,047	17,796	18,747
	200	32,591	19,290	14,440	14,391	14,959	15,775
	300	34,051	20,741	13,182	12,633	13,110	13,846
	400	35,511	22,201	13,725	13,122	13,667	14,450
	500	36,971	23,661	14,781	14,208	14,802	15,642
	600	38,431	25,121	15,985	15,340	15,988	16,895

VARIABLES DE COSTES 2019	
Coste unit pv	0,5 M€/MWh
Periodo amort PV	25 años
Costes OYM	1%
Coste_unit_bat	0,2 M€/MWh
P amort bat	13,6986301 años
Coste unit diesel	0,000142 M€/MWh
Coef CYD	8%

Figura A.IV.1. Excel. Matriz de Coste

Para cada combinación P-S, se calculan los costes asociados en una hoja independiente utilizando las variables de costes mostradas en las Tablas 4.1, 4.3 y 4.5.

Para cada combinación P-S y para cada una de las 8760 horas del año, se incluye:

- Columna C: Demanda horaria (MWh)
- Columna D: Energía en horas equivalentes. Procedentes de PVGIS. Se calcula suponiendo una instalación 1 MWp.
- Columna F: Producción fotovoltaica. Se obtiene multiplicando las horas equivalente por la potencia instalada.

$$=F\$2*D6$$
- Columna G: Saldo horario. Se obtiene como diferencia entre la demanda horaria y la producción fotovoltaica horaria.

$$=C6-F6$$
- Columna I: SOC.

$$=+SI(I6+H7<F\$3; I6+H7;F\$3)$$
- Columna J: Aportación de la batería.

$$=+SI(I16-I15<0; -I16+I15; 0)$$
- Columna K: Diésel virtual. Se obtiene como diferencia entre el saldo y la aportación de la batería.
- Columna L: Contribución del diésel. Se calcula tomando los valores positivos del diésel virtual.

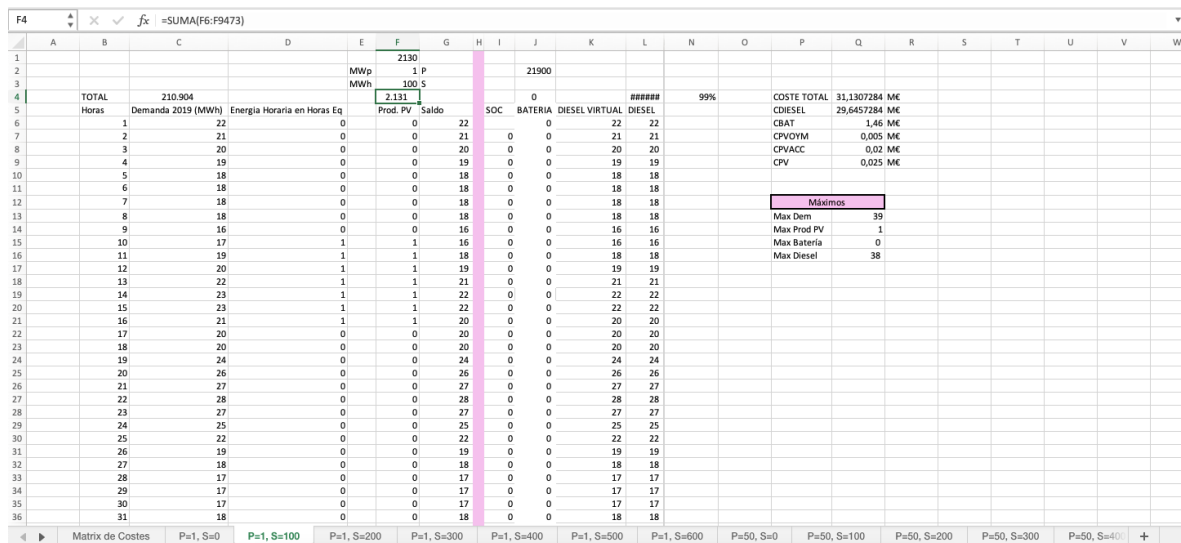
$$=+SI(K7>0;K7;0)$$
- Coste total (Celda P4): Se calcula como suma del coste del diésel, coste de la batería y el coste fotovoltaico.
- Coste del diésel (Celda Q5): Se calcula con el coste unitario del diésel por la generación anual diésel.

$$=L4*'Matrix de Costes'!C20+J4*'Matrix de Costes'!C21*'Matrix de Costes'!C20$$
- Producción anual diésel (Celda L4). Suma de la columna L.

$$=SUMA(L6:L9473)$$
- Coste de la batería (Celda Q6):
$$=F3*'Matrix de Costes'!C18/'Matrix de Costes'!C19$$

- Coste del sistema fotovoltaico (Celda Q9): Coste anual del capital + Coste de operación y mantenimiento.
 - Coste anual del capital: $=F2*Matrix\ de\ Costes!C15/Matrix\ de\ Costes!C16$
 - Coste de O&M: $=F2*Matrix\ de\ Costes!C15*Matrix\ de\ Costes!C17$

Este código reproduce lo descrito en la Figura 2.1. del procedimiento de cálculos.



The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data points visible:

- Formulas:** $F4 = SUMA(F6:F9473)$
- Columns:** A (Hours), B (Demand 2019 (MWh)), C (Energy Hourly in Hours Eq), D (Prod. PV), E (Saldo), F (SOC), G (BATERIA), H (DIESEL VIRTUAL), I (DIESEL), J (99%), K (COSTE TOTAL), L (31,1307284 M€), M (CDIESEL), N (29,6457284 M€), O (CBAT), P (1,46 M€), Q (CPVOYM), R (0,005 M€), S (CPVACC), T (0,02 M€), U (CPV), V (0,025 M€), W (Máximos).
- Summary Table (Bottom Right):**

Máximos	
Max Dem	39
Max Prod PV	1
Max Bateria	0
Max Diesel	38

Figura A.IV. 2. Hoja de cálculo . Procedimientos de cálculos.

Nota: Para la implementación del caso de estudio se ha utilizado el código Excel.

2. Códigos de las figuras realizadas.

```
clc
clear all
```

```
%% Matriz de costes 2019
```

```
A= [29.671 19.719 19.470 20.075 20.936 21.929,
     31.131 18.356 16.677 17.047 17.796 18.747,
     32.591 19.290 14.440 14.391 14.959 15.775,
     34.051 20.741 13.182 12.633 13.110 13.846,
```

```
35.511 22.201 13.725 13.122 13.667 14.450,
36.971 23.661 14.781 14.208 14.802 15.642,
38.431 25.121 15.985 15.340 15.988 16.895];
```

```
figure (1)
clf
surf(A)
hold on
scatter3(4,4,12.633,'filled','LineWidth',2,'MarkerFaceColor','red')
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')
ylabel('Capacidad de la bateria (MWh)')
title('Matriz de Costes. Año 2019')
```

```
figure(2)
clf
plot(A(1,:), 'DisplayName', 'S=0 MWh');
hold on
plot(A(2,:), 'DisplayName', 'S=100 MWh');
hold on
plot(A(3,:), 'DisplayName', 'S=200 MWh');
hold on
plot(A(4,:), 'DisplayName', 'S=300 MWh');
hold on
plot(A(5,:), 'DisplayName', 'S=400 MWh');
hold on
plot(A(6,:), 'DisplayName', 'S=500 MWh');
hold on
plot(A(7,:), 'DisplayName', 'S=600 MWh');
lgd = legend;
lgd.NumColumns = 1;
ylabel('Coste anual (M,€)')
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')
title('Curva de Costes para distintas capacidades de almacenamiento. Año 2019')
```

```
%% Matriz de costes 2030
```

```
B=[32.932 21.975 21.277 21.648 22.320 23.140,
34.027 20.772 18.168 18.285 18.819 19.592,
35.122 21.621 15.657 15.289 15.655 16.287,
36.217 22.715 13.847 12.841 13.014 13.540,
37.312 23.810 13.746 12.328 12.465 13.037,
38.407 24.905 14.484 12.910 13.159 13.777,
39.502 26.000 15.349 13.641 13.934 14.592];
```

```
figure (3)
clf
surf(B)
hold on
scatter3(4,5,12.328,'filled','LineWidth',2,'MarkerFaceColor','red')
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')
ylabel('Capacidad de la bateria (MWh)')
title('Matriz de Costes. Año 2030')
```

```
figure(4)
clf
plot(B(1,:), 'DisplayName', 'S=0 MWh');
hold on
plot(B(2,:), 'DisplayName', 'S=100 MWh');
hold on
plot(B(3,:), 'DisplayName', 'S=200 MWh');
hold on
plot(B(4,:), 'DisplayName', 'S=300 MWh');
hold on
plot(B(5,:), 'DisplayName', 'S=400 MWh');
hold on
plot(B(6,:), 'DisplayName', 'S=500 MWh');
hold on
plot(B(7,:), 'DisplayName', 'S=600 MWh');
lgd = legend;
lgd.NumColumns = 1;
ylabel('Coste anual (M,€)')
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')
title('Curva de Costes para distintas capacidades de almacenamiento. AÑO 2030')
```

```
%% Matriz de costes 2050
```

```
C=[40.546 27.905 25.938 25.907 26.300 26.877,
    41.276 27.551 22.598 22.243 22.468 22.963,
    42.006 28.256 19.976 18.968 19.020 19.365,
    42.736 28.986 17.971 16.014 15.696 15.930,
    43.466 29.716 17.442 13.980 13.353 13.487,
    44.196 30.446 17.922 13.494 12.803 12.948,
    44.926 31.176 18.527 13.641 13.066 13.293];
```

```
figure (5)
clf
surf(C)
hold on
scatter3(5,6,12.803, 'filled', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'red')
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')
ylabel('Capacidad de la batería (MWh)')
title('Matriz de Costes. AÑO 2050')
```

```
figure(6)
clf
plot(C(1,:), 'DisplayName', 'S=0 MWh');
hold on
plot(C(2,:), 'DisplayName', 'S=100 MWh');
hold on
plot(C(3,:), 'DisplayName', 'S=200 MWh');
hold on
plot(C(4,:), 'DisplayName', 'S=300 MWh');
hold on
plot(C(5,:), 'DisplayName', 'S=400 MWh');
hold on
```

```
plot(C(6,:), 'DisplayName', 'S=500 MWh');  
hold on  
plot(C(7,:), 'DisplayName', 'S=600 MWh');  
lgd = legend;  
lgd.NumColumns = 1;  
ylabel('Coste anual (M,€)')  
xlabel('Potencia instalada PV (MWp)')  
title('Curva de Costes para distintas capacidades de almacenamiento. A/±o  
2050')
```

```
invierno=[ 20.91440659  
18.84319231  
17.63717582  
17.00933516  
16.74470879  
16.97843407  
18.21737912  
20.04937363  
21.2697967  
23.26891209  
25.08757692  
25.84203846  
26.59804396  
27.13404396  
26.47526374  
24.4975  
23.86784066  
24.02181868  
26.11604945  
28.45909341  
29.41552747  
29.0959011  
26.82226923  
23.80230769];
```

```
verano=[21.64143169  
20.26397268  
19.40461749  
18.95578142  
18.81471585  
19.2445847  
19.34795628  
21.27660656  
24.03822951  
26.60321858  
27.99213115  
29.21982514  
30.08715301  
29.60568306  
27.75751913  
26.90981967  
27.1098306  
27.16021311
```

```
26.88230601
27.63363934
29.27128415
28.32909836
26.10087978
23.71005464];
```

```
t=[ 0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23];
% figure(1)
% clf
% plot(t,invierno,'r', t,verano,'b','linewidth',1.5)
```

```
figure (1)
clf
f = fit(t,invierno,'smoothingspline');
plot(f,t,invierno)
hold on
f1 = fit(t,verano,'smoothingspline');
plot(f1,t,verano)
```

```
figure(3)
plot(t,f,'r', t, f1,'b')
```

```
%% PIE CHARTS
x1=[2/87 85/87 ];
labels={'Incineradora (REMESA)', 'Central Térmica (Endesa)'};
figure(1)
clf
pie(x1)
hold on
lgd = legend(labels);
```

```
x2=[58.3/85 14.7/85 12/85 ];
figure(2)
clf
labels={'Grupos Div@sel', 'Turbina', 'Grupos electry≥genos'};
pie(x2)
hold on
lgd = legend(labels);

%% Emisiones y coste
x=[1 2 3 4];
x1=[0.82    0.10    0.08    0.07];
yyaxis left
plot(x,x1);
r = [142    60.03    52.83    44.61];
yyaxis right
plot(x,r);
yyaxis left
ylabel('Emisiones especv#ficas (Tm/CO2)')

yyaxis right
ylabel('Coste medio generaciv≥n (,Ç"/MWh)')
```
