



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ETS INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

# TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

---

Diseño integrado de la reutilización de aguas regeneradas de  
la nueva depuradora de Alcácer con energía solar  
fotovoltaica, Valencia

---

*Presentado por*

Pérez Castellar, Hugo

---

*Para la obtención del*

Máster Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

*Curso: 2020/2021*

*Fecha: septiembre de 2021*

*Tutor: Miguel Ángel Pérez Martín*



# Índice

<b>1. OBJETO</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE MÁSTER</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2. OBJETO DEL ESTUDIO</b> .....	<b>1</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>4</b>
<b>2.2. SITUACIÓN ACTUAL</b> .....	<b>6</b>
<b>2.3. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>10</b>
2.3.1. La energía solar fotovoltaica en España .....	10
2.3.2. Potencia fotovoltaica instalada en España. Evolución. Causas .....	12
2.3.3. El efecto fotovoltaico .....	14
2.3.4. Elementos de una instalación solar fotovoltaica.....	16
<b>3. METODOLOGÍA</b> .....	<b>19</b>
<b>4. CONSIDERACIONES PREVIAS</b> .....	<b>22</b>
<b>4.1. TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS</b> .....	<b>22</b>
<b>4.2. PRECIO DE LA ENERGÍA</b> .....	<b>23</b>
<b>4.3. CARACTERÍSTICAS SOLARES DE LOS EMPLAZAMIENTOS</b> .....	<b>25</b>
<b>4.4. PANEL SOLAR E INVERSOR ESCOGIDOS PARA EL ESTUDIO</b> ....	<b>28</b>
4.4.1. Panel solar.....	28
4.4.2. Inversor.....	29
4.4.3. Producción.....	33
<b>5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS</b> .....	<b>36</b>
<b>5.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>36</b>
<b>5.2. ALTERNATIVA 0</b> .....	<b>37</b>
5.2.1. E.D.A.R. del Pla.....	37
5.2.2. E.B.A.R. de Beniparrell.....	38
5.2.3. Bombeo de aguas regeneradas .....	39
<b>5.3. ALTERNATIVA 1</b> .....	<b>41</b>
5.3.1. E.D.A.R. del Pla.....	41
5.3.2. E.B.A.R. de Beniparrell.....	47

5.3.3.	Bombeo de aguas regeneradas .....	52
<b>5.4.</b>	<b>ALTERNATIVA 2.....</b>	<b>58</b>
5.4.1.	E.D.A.R. del Pla.....	59
5.4.2.	E.B.A.R. de Beniparrell.....	65
5.4.3.	Bombeo de aguas regeneradas .....	71
<b>6.</b>	<b>SOLUCIÓN ADOPTADA .....</b>	<b>76</b>
<b>6.1.</b>	<b>JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA .....</b>	<b>76</b>
<b>6.2.</b>	<b>DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LAS PLANTAS SOLARES .....</b>	<b>79</b>
6.2.1.	Disposición de los módulos fotovoltaicos .....	79
6.2.2.	Ubicación de las instalaciones .....	81
<b>7.</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	<b>85</b>
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>9.</b>	<b>LÍNEAS FUTURAS .....</b>	<b>90</b>
	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>91</b>
	<b>ANEXO AL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER .....</b>	<b>93</b>

## Índice de Figuras y Tablas

Figura 1. Mapa de estrés hídrico en la península Ibérica. Fuente: WWF. ....	2
Figura 2. Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos. Fuente: UNEF .....	2
Figura 3. Evolución del coste de producción eléctrica a partir de diferentes tipos de materias primas. Fuente: World Nuclear Association. ....	2
Figura 4. Esquema general del colector oeste. Fuente: Acuamed. ....	5
Figura 5. Vista general de la cuenca urbana servida por el sistema del colector oeste.....	6
Figura 6. Trazado actual del colector oeste. ....	7
Figura 7. Nuevo trazado propuesto para el colector oeste. ....	7
Figura 8. Opción escogida en el "Estudio para la mejora en los sistemas de saneamiento ubicados en el ámbito del colector oeste" .....	8
Figura 9. Solución propuesta para la mejorar de los sistemas de saneamiento en el ámbito del colector oeste. Fuente: elaboración propia.....	9
Figura 10. Potencial de generación de energía eléctrica a partir de paneles solares fotovoltaicos en los diferentes países del continente europeo. Fuente: Pérez 2021. ....	10
Figura 11. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España (2000-2016). Fuente: REE.....	13
Figura 12. Funcionamiento de una célula solar. ....	16
Figura 13. Configuración de un módulo solar fotovoltaico. Fuente: Wealthdaily.com .....	17
Figura 14. Soporte fijo para módulos solares. Fuente: Nclave, S.L. ....	17
Figura 15. Soporte móvil para módulos solares. Fuente: Eletton. ....	18
Figura 16. Inversor. Fuente: SMA .....	18
Figura 17. Períodos tarifarios para la zona península. Fuente: MyEnergyMap	19
Figura 18. Esquema general de la nueva y EDAR y los dos bombeos. Fuente: elaboración propia.....	20
Figura 19. Curvas de demanda y producción para una instalación solar tipo. Fuente: Pérez, 2021.....	22
Figura 20. Esquema de una planta solar conectada a la red. Fuente: Sunwater Project .....	22

Figura 21. Esquema de una instalación solar aislada.....	23
Figura 22. Evolución del precio medio anual. Fuente: OMIE .....	23
Figura 23. Evolución del precio para consumidores no domésticos, 2008-2019. Fuente: Eurostat.....	24
Figura 24. Curva de demanda de energía eléctrica. Fuente: Monografías.com .....	25
Figura 25. Coordenadas para la obtención de los valores de irradiancia solar. Fuente: PVGIS .....	26
Figura 26. Irradiancia observada para diferentes ángulos de inclinación de los paneles solares. Fuente: elaboración propia. ....	27
Figura 27. Variación de la irradiancia. Fuente: elaboración propia.....	27
Figura 28. Degradación anual del panel solar. Fuente: TrinaSolar.....	28
Figura 29.. Dimensiones del módulo solar. Fuente: TrinaSolar. ....	29
Figura 30. Producción (W/m <sup>2</sup> ). Fuente: elaboración propia. ....	34
Figura 31. Producción por panel solar (W). Fuente: elaboración propia.....	34
Figura 32. Producción por cada inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1. Fuente: elaboración propia.....	35
Figura 33. Producción por cada inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20. Fuente: elaboración propia.....	35
Figura 34. Potencias requeridas por los principales elementos de una planta depuradora, diferenciadas por número de habitantes equivalentes. Fuente: Consumo energético en el sector del agua, Ministerio de industria, Turismo y Comercio. ....	37
Figura 35. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia. .....	38
Figura 36. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia. ....	39
Figura 37. Demanda energética de la estación de bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia. ....	40
Figura 38. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia. .....	42
Figura 39. Producción con 2.835 paneles. Fuente: elaboración propia.....	43
Figura 40. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	43

Figura 41. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 42. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 43. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	45
Figura 44. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	46
Figura 45. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.....	47
Figura 46. Producción con 850 paneles. Fuente: elaboración propia.....	48
Figura 47. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	49
Figura 48. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	49
Figura 49. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente elaboración propia.....	50
Figura 50. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	51
Figura 51. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	52
Figura 52. Demanda energética de la estación de bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.....	53
Figura 53. Producción con 1.620 paneles. Fuente: elaboración propia.....	54
Figura 54. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	54
Figura 55. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	55
Figura 56. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.....	55
Figura 57. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	56
Figura 58. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	57
Figura 59. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.....	60
Figura 60. Producción con 2.835 paneles. Fuente: elaboración propia.....	61

Figura 61. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	61
Figura 62. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	62
Figura 63. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.....	62
Figura 64. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	63
Figura 65. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	65
Figura 66. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.....	66
Figura 67. Producción con 1.020 paneles. Fuente: elaboración propia.....	67
Figura 68. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	67
Figura 69. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	68
Figura 70. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.....	68
Figura 71. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	69
Figura 72. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	70
Figura 73. Demanda energética del bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.....	71
Figura 74. Producción con 2.430 paneles. Fuente: elaboración propia.....	72
Figura 75. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.....	72
Figura 76. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.....	73
Figura 77. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.....	73
Figura 78. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	74
Figura 79. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.....	75

Figura 80. Ángulo de inclinación del sol en el solsticio de invierno. Fuente: CCEEA.....	79
Figura 81. Cálculo de sombras. Fuente: Apuntes de la asignatura de energía solar fotovoltaica en la gestión del agua, 2021 (UPV) .....	80
Figura 82. Localización de los bombeos y la estación depuradora. Fuente: elaboración propia.....	81
Figura 83. Cubiertas para la instalación. Fuente: elaboración propia.....	81
Figura 84. Cubiertas para la instalación. Fuente: MIVA COATINGS S.L.U. ....	82
Figura 85. Ejemplo de instalación agrovoltaica. Fuente: Iberdrola. ....	82
Figura 86. Incremento del aprovechamiento con el uso combinado. Fuente: Iberdrola. ....	83
Figura 87. Superficie total ocupada por la instalación agrovoltaica. Fuente: elaboración propia.....	84
Figura 88. Esquema básico de funcionamiento de un módulo con seguimiento solar. Fuente: LBA INDUSTRIAL. ....	90

## Índice de Figuras y Tablas

Tabla 1. Matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades)	12
Tabla 2. Precios de venta de la energía eléctrica en España (medias anuales). Fuente: OMIE .....	23
Tabla 3. Especificaciones. Fuente: Trina Solar.....	28
Tabla 4. Especificaciones. Fuente: SMA.....	30
Tabla 5. Especificaciones. Fuente: SMA.....	30
Tabla 6. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	46
Tabla 7. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	52
Tabla 8. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	57
Tabla 9. Caudal (m <sup>3</sup> /s) bombeado. Fuente: elaboración propia.....	58
Tabla 10. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	64
Tabla 11. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	70
Tabla 12. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.....	75
Tabla 13. Resultados obtenidos. EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia...	76
Tabla 14. Resultados obtenidos. EBAR de Beniparrell y Bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.....	77
Tabla 15. Resumen resultados. Fuente: elaboración propia.....	78
Tabla 16. Resultados del análisis de sensibilidad. EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.....	86
Tabla 17. Resultados del análisis de sensibilidad. EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.....	86
Tabla 18. Resultados del análisis de sensibilidad. Bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.....	87

## **1. OBJETO**

### **1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE MÁSTER**

El presente Trabajo Final de Máster cuyo autor es Hugo Pérez Castellar, estudiante del del Máster en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos en la Universidad Politécnica de Valencia, tiene por objeto aplicar los conocimientos y aptitudes adquiridos a lo largo del desarrollo del máster.

Este trabajo ha sido tutorizado por el profesor del departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente Miguel Ángel Pérez Martín, siendo acordadas reuniones periódicas entre él y el autor para el correcto desarrollo de este trabajo, consistente en la realización de un diseño integrado para la reutilización de aguas regeneradas de la nueva depuradora de Alcácer con energía solar fotovoltaica.

### **1.2. OBJETO DEL ESTUDIO**

El objeto del presente Estudio es la evaluación y elección de la solución más idónea para el abastecimiento de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica de las estaciones de bombeo requeridas para la nueva E.D.A.R. de Alcácer y para la propia E.D.A.R.

Para ello se expondrán y evaluarán diferentes alternativas procediendo a la elección de la más idónea, con su justificación técnica y su valoración económica.

Estos bombeos y esta nueva E.D.A.R. se requieren para la mejora del sistema de saneamiento en el ámbito del colector oeste. Dicho sistema requiere de múltiples bombeos con un alto coste energético y económico que, además, cada vez está más desbordado por el constante aumento de la población en la cuenca urbana a la que sirve. Este crecimiento influye negativamente en el funcionamiento del colector provocando desbordamientos que acaban afectando al parque natural de la Albufera y, por otro lado, a la E.D.A.R. de pinedo puesto que es la planta depuradora que recibe todo el caudal del colector oeste.

Estas nuevas instalaciones permitirán simplificar el funcionamiento del colector oeste reduciendo bombeos al funcionar por gravedad en algunos tramos por la inversión del sentido del flujo. Además, mejorarán el actual funcionamiento de la E.D.A.R. de pinedo al reducir el volumen total de depuración anual que esta debe satisfacer. Por otro lado, se reaprovechará el agua tratada, que es un recurso escaso y valioso en la localización objeto de estudio.

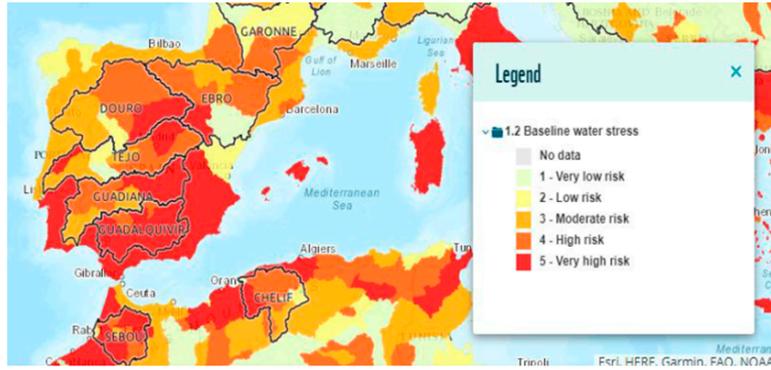


Figura 1. Mapa de estrés hídrico en la península Ibérica. Fuente: WWF.

El uso de la tecnología solar fotovoltaica se plantea debido a que en la actualidad el uso de energías limpias y renovables está en auge, el precio de estas tecnologías se ha reducido y su implantación ha aumentado, mientras que por otro lado los precios de los recursos fósiles crecen paulatinamente año a año, haciendo que la factura eléctrica aumente de igual manera. Además, ofrece la ventaja de no generar ningún tipo de emisiones en la generación de energía.

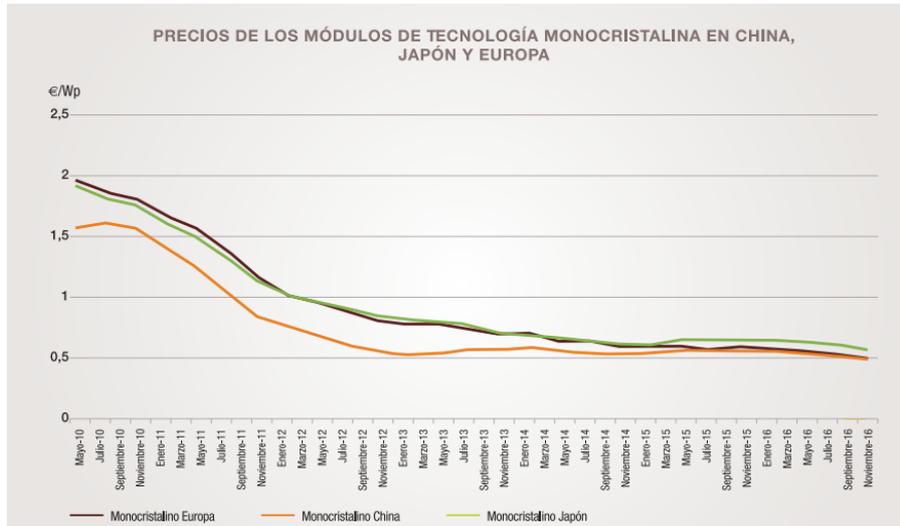


Figura 2. Evolución del precio de los módulos fotovoltaicos. Fuente: UNEF

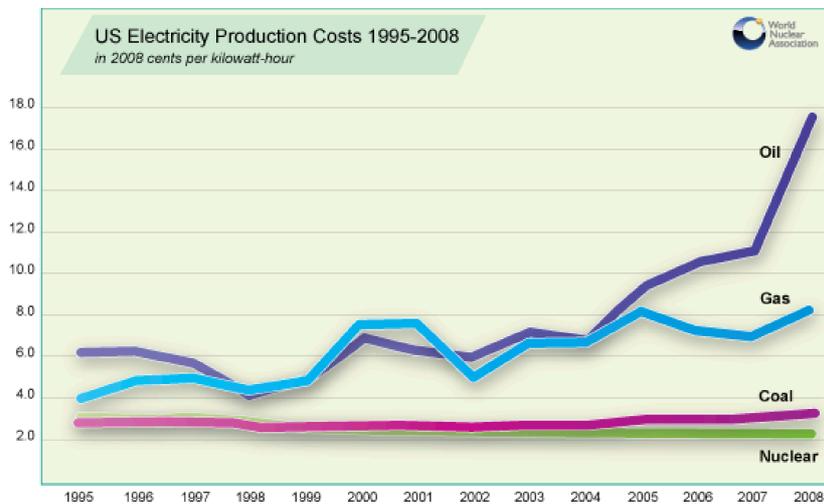


Figura 3. Evolución del coste de producción eléctrica a partir de diferentes tipos de materias primas. Fuente: World Nuclear Association.

Además, la tecnología solar fotovoltaica ofrece multitud de opciones que minimizan su impacto medioambiental, las instalaciones pueden situarse en las cubiertas de naves industriales o combinarse con los campos de cultivo en lo que se conoce como agrovoltaica o agrofotovoltaica ofreciendo múltiples ventajas como el aumento de la eficiencia del terreno ocupado y un mayor aprovechamiento de los recursos.

El presente documento se presenta como Trabajo Fin de Máster de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Valencia.

## 2. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

### 2.1. ANTECEDENTES

El agua es imprescindible para la vida, su disponibilidad determina la supervivencia, el desarrollo y la economía de la sociedad por lo que su control y gestión suscita siempre controversias, encendidos debates, desavenencias, e incluso guerras.

La tecnología introduce soluciones que permiten un mayor aprovechamiento de este recurso, como es el caso de la reutilización de aguas depuradas.

Desde un punto de vista medioambiental, el agua es un elemento clave para el equilibrio de ecosistemas enteros. Un claro ejemplo de esto último es la Albufera.

La Albufera es una laguna costera mediterránea poco profunda, está ubicada al sur de la ciudad de Valencia y durante los últimos 50 años la calidad del agua ha experimentado un descenso notable. Según M. Martín, C. Hernández Crespo, I. Andrés Doménech y V. Benedito Durá en *Fifty years of eutrophication in the Albufera lake (Valencia, Spain): Causes, evolution and remediation strategies (2020)* esto es debido a los vertidos de aguas residuales y de agroquímicos, por la falta de instalaciones depuradas de aguas residuales.

No obstante, a pesar del deterioro medioambiental observado, el Parque Natural todavía tiene suficiente valor ambiental para ser incluido desde 1989 en la Lista Ramsar de Humedales de Importancia Internacional (2020); también es Zona de Protección Especial y está incluido en la lista de sitios de Natura 2000.

Durante más de 40 años, el lago se utilizó como planta de tratamiento de aguas residuales debido al gran desarrollo demográfico y urbanístico de los alrededores. No fue hasta principios de la década de 1990 cuando se implementó la primera instalación de saneamiento que protegía el lago: una conducción perimetral que intercepta las aguas residuales hacia la planta de tratamiento de aguas residuales de Pinedo, el colector oeste.



Figura 4. Esquema general del colector oeste. Fuente: Acuamed.

Esta alcantarilla de interceptación es una tubería de hormigón de 11 km de largo que varía entre 800 mm y 1800 mm de diámetro interior. La solución basada en varias EDAR distribuidas a lo largo del sistema no se consideró en esos momentos debido a la falta de experiencia en el diseño y funcionamiento de sistemas de tratamiento de eliminación de nutrientes en España.

Sin embargo, esta infraestructura no es lo suficientemente eficiente como para mejorar por sí sola el estado del lago. Los desbordamientos durante los episodios de lluvia han sido más frecuentes de lo esperado y el sistema fue diseñado para recolectar aguas residuales, pero con el tiempo, las redes de alcantarillado se han ido combinando.

Además, la captación tributaria del alcantarillado ha aumentado significativamente en las últimas décadas: en la década de 1980, más del 50% de la captación era tierra agrícola; a principios del siglo XXI, casi el 70% de la cuenca eran áreas urbanas e industriales.

En conclusión, el sistema de alcantarillado mencionado (colector oeste) proporcionó beneficios directos al lago. Sin embargo, el sistema se volvió obsoleto debido a la rápida y masiva urbanización de la cuenca. Por lo tanto, se requieren nuevas soluciones adicionales para aumentar la eficiencia del sistema.

Finalmente, el artículo mencionando concluye afirmando que las tecnologías de tratamiento de aguas residuales son capaces de obtener los más estrictos estándares de calidad del agua, por lo que la opción de tratamiento de aguas residuales debe ser la primera en implementarse. Las ventajas adicionales que esta solución ofrece son las oportunidades de reutilización de aguas regeneradas.

## 2.2. SITUACIÓN ACTUAL

De manera que, en el contexto anteriormente descrito, la Generalitat Valenciana junto con la Dirección General del Agua inicia la redacción del “*Estudio para la mejora en los sistemas de saneamiento ubicados en el ámbito del colector oeste*”, este finalmente es presentado en octubre del pasado año 2020.

Los objetivos principales de este estudio están enfocados en los siguientes aspectos:

- Reducción de los vertidos contaminantes a la Albufera
- Incremento de la disponibilidad de caudales para reutilización
- Mejora de las redes de Saneamiento en L’horta sud
- Descargar la EDAR de Pinedo
- Simplificar el sistema de funcionamiento del colector oeste eliminando bombeos

Analizando el estado actual de funcionamiento del colector oeste vemos que cuenta con un caudal total de 60.000 m<sup>3</sup>/d o 22 hm<sup>3</sup>/año, sirve a una población de 295.900 habitantes, la cuenca urbana tiene una extensión de 36 km<sup>2</sup>, se extiende 11,3 km (sin contar los ramales, que suman 31,7 km más) y presenta un consumo eléctrico de 2.300 MWh/año, lo que equivale a un total de 350.000 €/año.

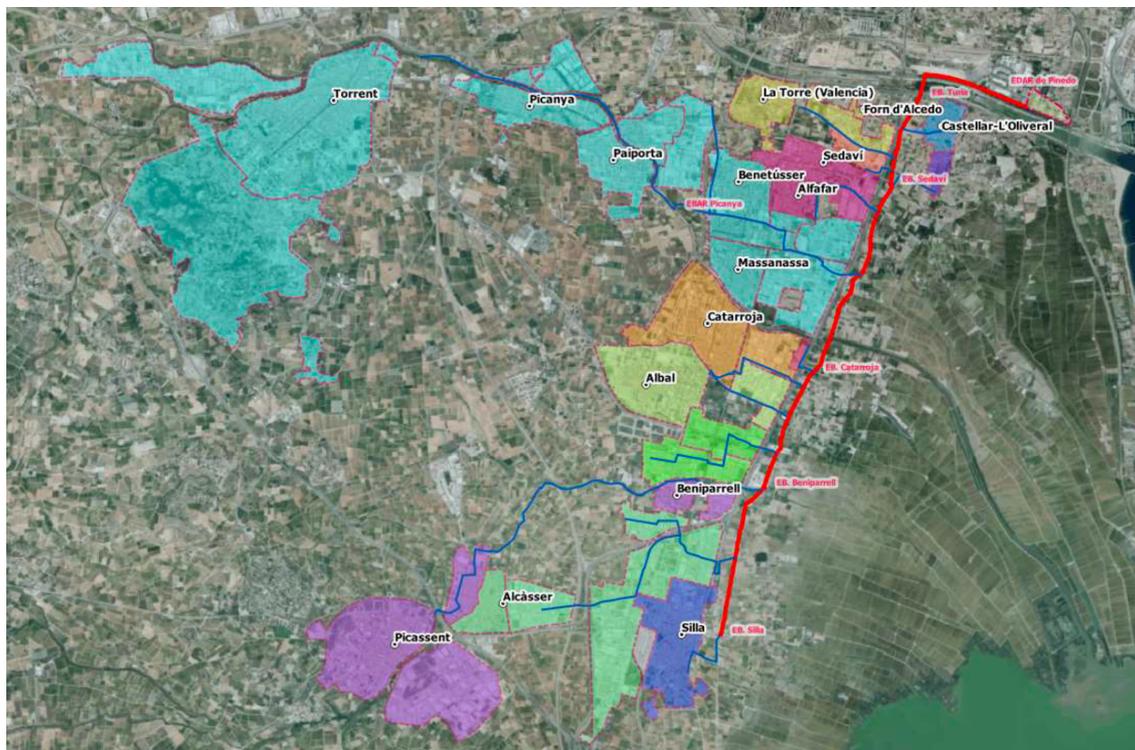


Figura 5. Vista general de la cuenca urbana servida por el sistema del colector oeste.

Cabe destacar que, aunque el colector oeste no recoge la totalidad de aguas residuales de Torrente, puesto que 6.000 de los 16.000 m<sup>3</sup>/día generados de

media son tratados por la EDAR de Torrente, los 10.000 m<sup>3</sup>/día restantes constituyen un 16,7% del caudal total que lleva el colector.

El trazado longitudinal del colector presenta una forma en “diente de sierra” con tres elevaciones (Silla, Beniparrell y Sedaví) y dos impulsiones (Catarroja y Turia).

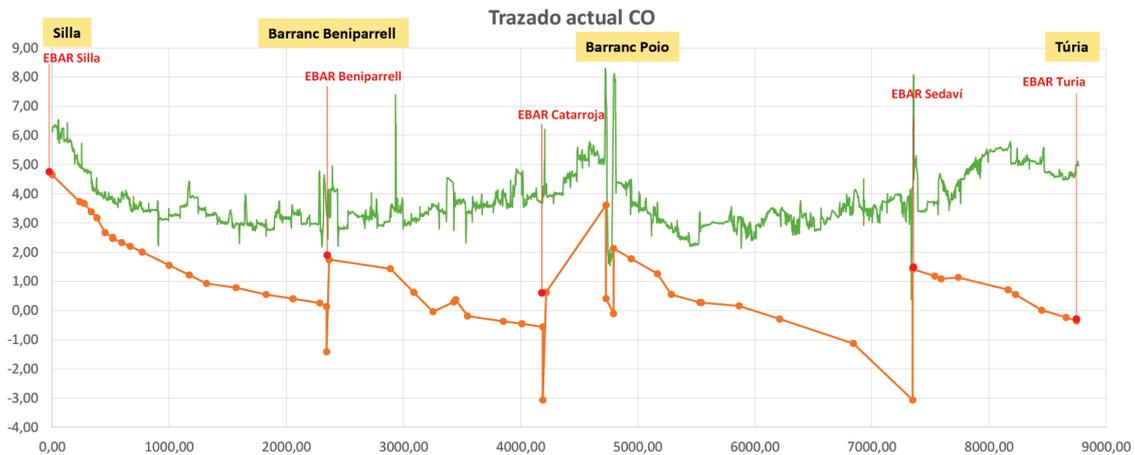


Figura 6. Trazado actual del colector oeste.

Son estas estaciones de bombeo las responsables de la mayor parte de los costes de explotación del colector. Por otra parte, las EBAR de Sedaví y de Turia, al recoger la totalidad del volumen generado por el sistema, cuando este es superado durante los episodios de lluvia se generan desbordamientos en la estación debido a una insuficiente capacidad de bombeo.

Es por esto por lo que se inicia el estudio de soluciones enfocada a la consecución de los objetivos anteriormente descritos. La solución planteada finalmente consiste en modificar el trazado longitudinal del colector de manera que funcione por gravedad en la mayor longitud posible, de forma que el número de estaciones de bombeo se reduce de 5 a 1.

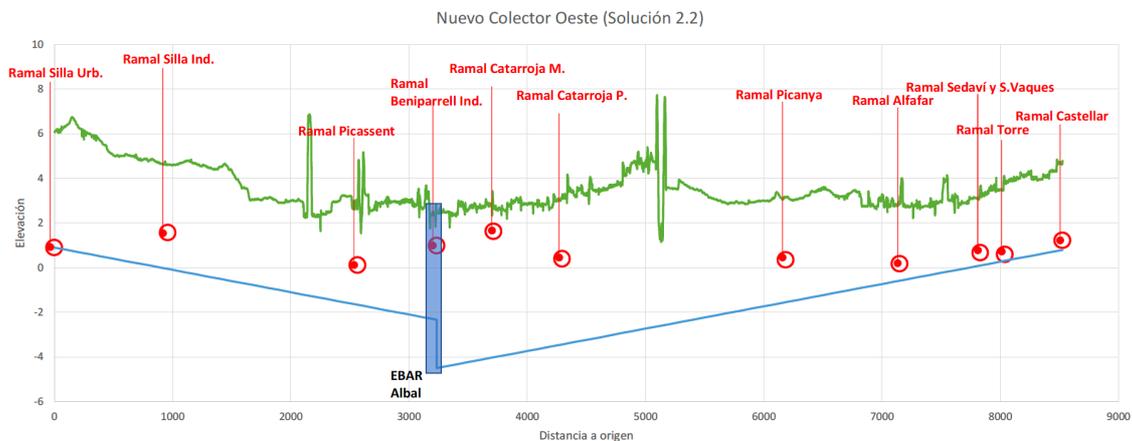


Figura 7. Nuevo trazado propuesto para el colector oeste.

Para que este nuevo trazado se pueda llevar a cabo se requiere de la construcción de una nueva EDAR. Los criterios para la definición del emplazamiento de esta fueron los siguientes:

- Ubicación centrada que permita desconectar el máximo de cuenca de la E.D.A.R. de Pinedo.
- Proximidad a cauces naturales vertientes en La Albufera que permitan la naturalización de las aguas depuradas antes del vertido final.
- Proximidad de los puntos de demanda de agua regenerada. Uso como agua de riego.

Finalmente, la solución escogida propone la construcción de la nueva EDAR en El Pla, principalmente por ser la que presenta una ubicación más centrada y una mayor versatilidad en la reutilización.

Esta solución supone la desconexión del 85% del caudal actual del colector para la EDAR de Pinedo y la inversión del sentido del flujo de las aguas residuales de los municipios del norte.



Figura 8. Opción escogida en el "Estudio para la mejora en los sistemas de saneamiento ubicados en el ámbito del colector oeste"

El tramo coloreado en azul claro conserva el sentido de flujo actual y funciona por gravedad, mientras que el tramo coloreado de azul oscuro requiere de la inversión del sentido del flujo actual de forma que pueda funcionar por gravedad, eliminando bombeos y simplificando el sistema.

Por otra parte, se requiere de la construcción de una nueva EBAR y una conducción que permitan llevar las aguas residuales a la nueva EDAR de El Pla. A su vez, esta nueva EDAR necesita de una segunda estación de bombeo que canalice las aguas regeneradas hasta una balsa de riego y hasta el canal Júcar-Túria mediante otra conducción.

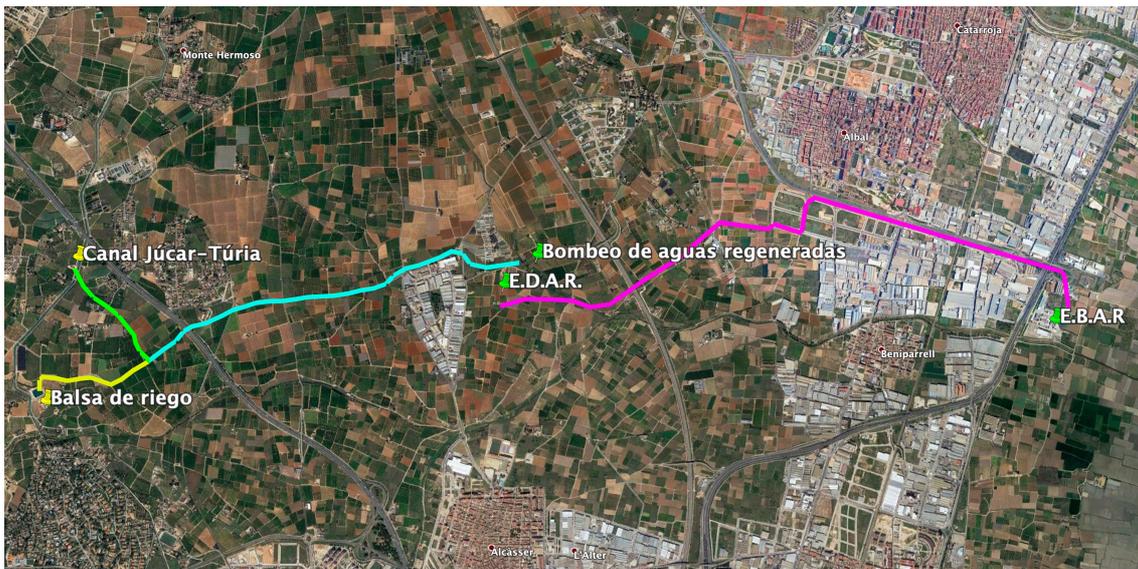


Figura 9. Solución propuesta para la mejora de los sistemas de saneamiento en el ámbito del colector oeste. Fuente: elaboración propia.

En la parte de la derecha de la figura anterior se encuentra la estación de bombeo de aguas residuales encargada de canalizar estas desde el colector oeste hasta la nueva estación depuradora de aguas residuales que se encuentra al lado del polígono del Pla. La conducción mencionada cuenta con una longitud de 5073,5 m requiere de una elevación de 20,5 m (altura geométrica) y el caudal medio de bombeo es de 0,578 m<sup>3</sup>/s.

En la parte central de la figura se encuentra la localización de la nueva EDAR del Pla, la cual contará con un caudal de depuración de 50.000 m<sup>3</sup>/día, es decir, 18 hm<sup>3</sup>/año.

Finalmente, el último elemento que forma parte de este sistema es el bombeo encargado de canalizar las aguas regeneradas en la EDAR hasta una balsa de riego y hasta el canal Júcar-Túria. La conducción mencionada cuenta con un primer tramo (color azul claro) de longitud igual a 3023,3 m, un segundo tramo (color verde) de longitud igual a 916,9 y un último tramo (color amarillo) de longitud igual a 967,15 m, es decir, una longitud total de 4907,4m. Requiere de una elevación de 47,5 m (altura geométrica) y el caudal medio de bombeo es de 0,578 m<sup>3</sup>/s.

## 2.3. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El trabajo aquí expuesto ha sido concebido para proporcionar una alternativa económica y con ventajas medioambientales mediante la aplicación de una energía renovable, la energía solar fotovoltaica. La fuente a partir de la que está tecnología es capaz de generar energía es el sol, una fuente considerada como inagotable y que, en la ubicación objeto de estudio, tiene un gran potencial de generación eléctrica en comparación con el resto de los países europeos, con una radiación global media en torno a los 2000 kWh/m<sup>2</sup>.

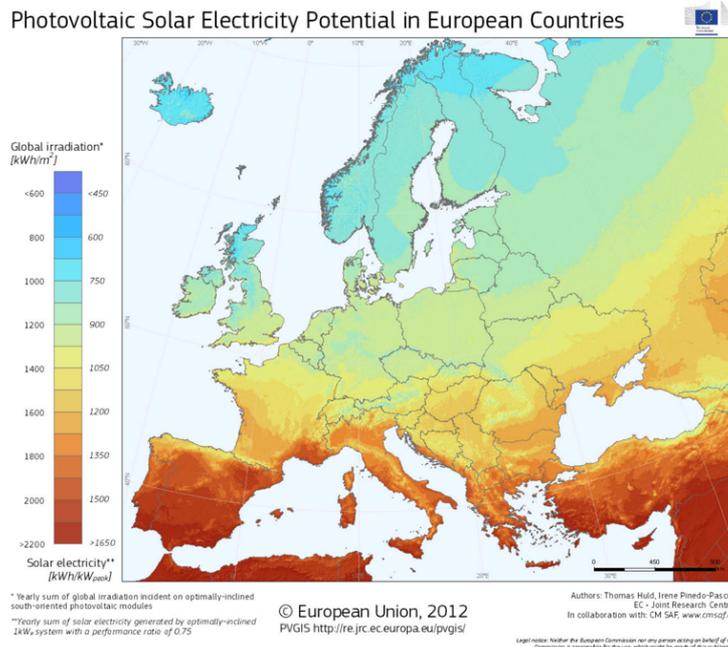


Figura 10. Potencial de generación de energía eléctrica a partir de paneles solares fotovoltaicos en los diferentes países del continente europeo. Fuente: Pérez 2021.

Los valores de irradiación se obtienen en función de la latitud ya que de esto depende el ángulo de incidencia y del número de horas de luz, dependiente de la climatología y época del año.

### 2.3.1. La energía solar fotovoltaica en España

En España la generación de energía eléctrica se consigue mediante el uso de distintas fuentes, algunas renovables y otras no. A esta combinación de fuentes de producción se le denomina el mix energético. De acuerdo con lo expuesto en REE, 2020, las tecnologías renovables produjeron en 2020 el 43,6% de toda la electricidad en España y registran así su mayor participación en el mix de generación desde que se cuenta con registros (año 2007). La cuota de producción verde de 2020 es 6,1 puntos porcentuales superior a la de 2019 y está 3,2 puntos porcentuales por encima del anterior máximo de participación anual, registrado en 2014.

La eólica, responsable de algo más de la quinta parte de toda la producción (21,7%), fue la renovable con mayor presencia en una estructura de generación

liderada por la nuclear con el 22,2% y seguida por el ciclo combinado (que aporta el 17,8% del total), la hidráulica (11,9%), la cogeneración (10,8%) y la solar fotovoltaica que, con un aumento interanual de su generación del 65,9%, ocupa a cierre de este año el 6,1% de la estructura de generación nacional.

Este auge de producción renovable ha empujado a 2020 a ser también el año con mayor producción libre de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente desde que se cuenta con registros (2007).

No obstante, como hemos observado anteriormente, nuestro país cuenta con el mayor potencial de generación de energía eléctrica a partir de paneles solares fotovoltaicos en Europa, pero la generación eléctrica a partir de esta tecnología se limita a un 6,1% del total. Además, cabe destacar que esta tecnología no es susceptible de disminuir su producción por episodios de sequía, como sucedió en los años 2016 y 2017 con la producción de energía hidráulica.

Es por esto por lo que se considera importante fomentar el uso de la tecnología solar fotovoltaica.

A continuación, se adjunta una matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) de la tecnología solar fotovoltaica personalizada para el lugar objeto de estudio (Valencia, España):

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none"><li>-Recurso solar abundante</li><li>-Disponibilidad de terrenos/espacio adecuado</li><li>-Energía primaria de coste nulo</li><li>-Reducida generación de residuos</li><li>-No emite gases de efecto invernadero</li><li>-Instalaciones de larga vida útil</li><li>-Profesionales con experiencia, alta cualificación y reconocimiento internacional</li><li>-Mantenimiento reducido</li><li>-Buena consideración social</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>-Grandes requerimientos de superficie</li><li>-Sistema eléctrico con exceso de potencia instalada</li><li>-Instalaciones con un alto impacto visual</li><li>-Fluctuaciones en la producción</li><li>-Inversión inicial elevada</li></ul>

OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Reducción de la dependencia energética</li> <li>-Contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero</li> <li>-Opciones para atraer inversiones</li> <li>-Creación de empleo</li> <li>-Implantación de empresas de servicios energéticos</li> <li>-Satisfacción de necesidades energéticas de territorios menos desarrollados</li> <li>-Exportación de energía eléctrica</li> <li>-Fomentar la diversificación del mix energético</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Indefinición del marco legal</li> <li>-Legislación errática</li> <li>-Políticas contrarias al desarrollo del sector</li> <li>-Carencia de recursos económicos</li> <li>-Especulación</li> </ul>

Tabla 1. Matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades)

Con todo lo expuesto anteriormente, se da por definida la tecnología objeto de este estudio y por mencionados algunos de los aspectos claves para concluir finalmente si su implantación es viable o no.

### 2.3.2. Potencia fotovoltaica instalada en España. Evolución.

#### Causas

La evolución de la energía solar fotovoltaica en España ha estado condicionada principalmente por la legislación y sus cambios, la situación económica y los avances tecnológicos.

Desde comienzos de siglo, numerosos países han empezado a incentivar y a invertir en el uso de las energías renovables para la generación de energía.

En 2004, el RD 436/2004 recogía una serie de tarifas reguladas, primas e incentivos para la venta de energía procedente de fuente solar, que, aunque después de los primeros 25 años de funcionamiento de la instalación se reducían, no tenían límite temporal.

No obstante, a partir de 2007 se implantaron cambios legislativos que fueron introduciendo trabas a estos incentivos como la obligatoriedad de presentar avales para la solicitud del punto de conexión a red (RD 661/2007, 500€/kW en

el caso de la fotovoltaica), lo cual perjudicó notablemente a las pequeñas empresas del sector, con más dificultad para encontrar una institución financiera que les avalase (problema que no tenían las grandes empresas); cupos de potencias con convocatorias trimestrales (RD 1578/2008), lo que retrasó muchos proyectos que ya estaban iniciados con inversión hecha en proyectos, avales, licencias, etc., resultando, de nuevo los más perjudicados los pequeños empresarios con menor capacidad financiera; introducción de peajes de acceso (RD 1544/2011), creación de nuevos impuestos (Ley 15/2012), y, como broche final, legislación con efecto retroactivo (RDL 9/2013 desarrollado por el RD 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014) que cambian totalmente los parámetros retributivos y la vida útil regulatoria de instalaciones ya en funcionamiento y que se habían construido bajo los parámetros establecidos por la legislación anterior.

Las centrales de generación eléctrica son instalaciones con varias décadas de vida útil, de inversión inicial alta, teniendo esta mucho mayor peso en el proyecto que los costes operativos, por lo que su regulación legal debe ser estable, predecible, a largo plazo y bien planificada.

Estos cambios erráticos en la legislación provocaron el hundimiento del tejido empresarial del sector solar en España, en el que, en el caso de la fotovoltaica y debido a su modularidad, trabajaban muchas pequeñas empresas que construían instalaciones pequeñas y medianas, contribuyendo a un modelo de generación distribuida beneficioso para el sistema eléctrico y el medio ambiente.

También desincentivó a los inversores en energías renovables, tanto grandes como pequeños (muchos pequeños inversores, alentados por los incentivos económicos y la publicidad de las instituciones públicas, compraron instalaciones en plantas o pusieron paneles solares fotovoltaicos en sus tejados para la venta de energía a red).

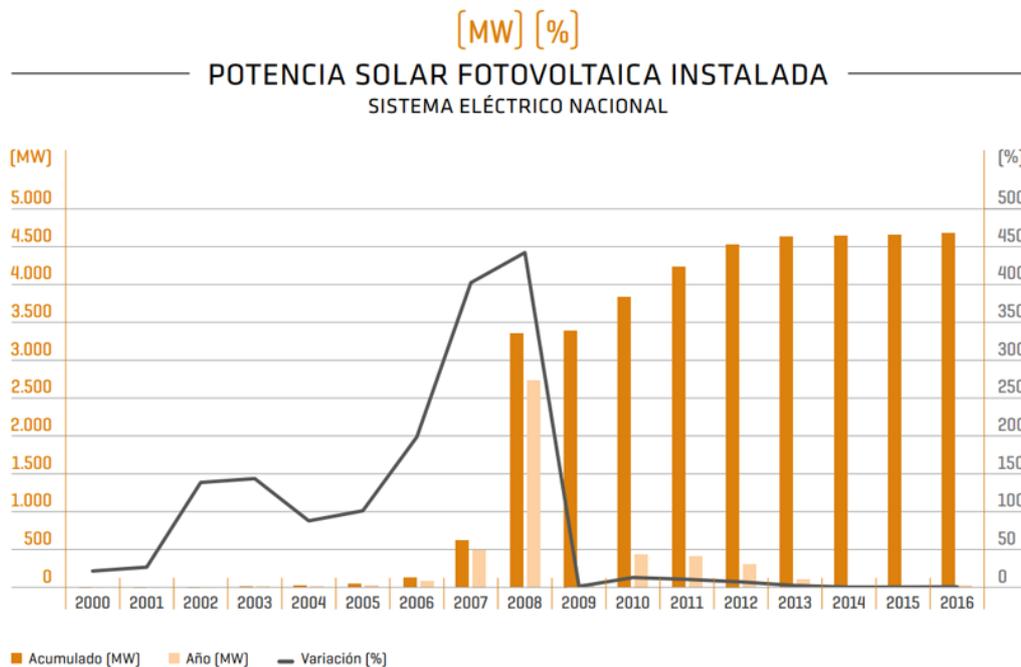


Figura 11. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España (2000-2016). Fuente: REE

Estos cambios en la legislación han provocado que España se vea envuelta en numerosos litigios internacionales (la mayoría presentados en el CIADI, Centro internacional de arreglos de diferencias relativas a inversiones del Banco Mundial) alegando retroactividad, inseguridad jurídica, expropiación o violación del Tratado de la Carta de la Energía y perjudican la imagen de España en el ámbito internacional.

Mientras tanto, ningún gobierno se decidía a promulgar legislación que regulase el autoconsumo, otra posible salida para el sector fotovoltaico, pese a ser una tecnología más que madura. Hasta octubre de 2015 el autoconsumo fue “alegal”. Aunque ya venía mencionado en el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, no quedaba claro cómo había que legalizar una instalación de autoconsumo y qué obligaciones debían cumplir los autoconsumidores.

Por fin se promulgó el RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Al existir regulación, ya pueden legalizarse instalaciones de autoconsumo. Según datos de la UNEF, en 2019 se instalaron 459 MW de potencia fotovoltaica para autoconsumo, lo que duplica la potencia instalada en 2018, 235 MW.

De estos 459 MW, estimamos que un 10% se corresponden a instalaciones de autoconsumo aisladas de la red, y un 90% a proyectos conectados a la red eléctrica. En cuanto al reparto por sectores, estimamos que la mayoría de esta nueva potencia (entre un 50-60%) se ha instalado en el sector industrial, un 30-40% en el sector comercial y un 10% en el sector residencial.

Este notable despliegue del autoconsumo también ha sido impulsado por el nuevo marco normativo liberalizado, definido por el RD de Autoconsumo 244/2019 y el RDL 15/2018, que, además de eliminar las barreras económicas y administrativas, como el llamado “impuesto al sol”, ha introducido la posibilidad de instalar autoconsumo compartido en bloques de viviendas y el mecanismo de compensación simplificada, a través del cual los autoconsumidores pueden recibir una compensación económica para los excedentes de energía que vierten a la red.

### 2.3.3.El efecto fotovoltaico

En este apartado se presenta una breve explicación del funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica, exponiendo el proceso de generación de la energía eléctrica a través de la irradiación solar, conocido como el efecto o fenómeno fotovoltaico.

Este fenómeno está basado en la propiedad que tienen ciertos materiales de transformar la radiación solar en corriente eléctrica. Inicialmente, esta tecnología

fue utilizada para la generación de energía en el espacio, incorporando células fotovoltaicas en satélites de EEUU y la URSS.

La industria fue desarrollando la tecnología con el objetivo de aumentar la eficiencia de sus paneles cada vez más, siempre enfocada al sector espacial.

No obstante, la eficiencia de los paneles ha aumentado tan significativamente que a lo largo del siglo pasado empezó incrementar su uso en otro tipo de sectores. Además, de forma paralela, se ha conseguido reducir de forma exponencial el coste de las células fotovoltaicas, de forma que ya se cuenta con una tecnología que es capaz de competir con las tecnologías tradicionales de generación de energía eléctrica.

En los siguientes párrafos se expone de manera muy somera el funcionamiento del efecto fotovoltaico.

Los átomos que componen la materia contienen electrones en su última capa, estos permiten los enlaces entre átomos, la conductividad eléctrica de cada material depende de la movilidad de sus electrones.

Los electrones que saltan de un átomo a otro del material conductor por el que se mueven originan la corriente eléctrica. Al tener los electrones carga negativa, se desplazan desde el polo negativo al polo positivo, que los atrae.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando incide sobre él una radiación electromagnética.

Un caso particular de este efecto es el efecto fotovoltaico, producido al incidir los fotones de la radiación solar sobre un material semiconductor. El material absorbe los fotones de la luz (energía) y emite electrones, el desplazamiento de estos electrones produce corriente eléctrica.

Las células fotovoltaicas se fabrican utilizando materiales semiconductores. El más utilizado es el silicio, muy abundante en la naturaleza.

Una célula fotovoltaica está formada por al menos dos láminas delgadas de silicio (aunque también existen de otros materiales el silicio es el más utilizado en la industria actual) separadas por una fina junta.

Cada una de estas dos láminas se dopa con impurezas (elementos con menor o mayor carga de electrones que el silicio, generalmente fósforo y boro respectivamente) de manera que una de ellas tiene menor carga de electrones, será la lámina positiva (P), y la otra dopada con un elemento con mayor carga de electrones, será la lámina negativa (N).

Cuando los fotones de la luz solar inciden sobre la superficie de la lámina P se liberan electrones de los átomos de silicio que atraviesan la junta para llegar a la lámina N, y una vez en la lámina N no pueden regresar a la lámina P.

Al acumularse electrones en la lámina N se crea una diferencia de potencial respecto a la P. Colocando contactos metálicos en cada una de las capas puede

generarse un circuito eléctrico que estará en funcionamiento mientras se esté recibiendo radiación solar.

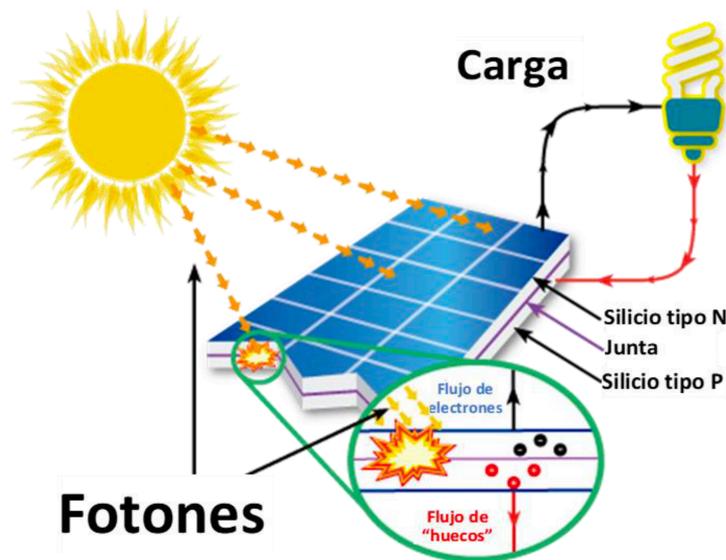


Figura 12. Funcionamiento de una célula solar.

Para la disposición de los contactos metálicos, en la parte expuesta a la radiación solar (la N) los contactos se colocan en forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor, y la parte situada en la zona de oscuridad (la P) se encuentra metalizada por completo.

#### 2.3.4. Elementos de una instalación solar fotovoltaica

Los principales elementos que conforman una instalación solar fotovoltaica son los siguientes:

- Módulos solares

Transforman la irradiación solar en corriente continua. Están formados por un conjunto de paneles solares que, a su vez, están compuestos por la células o celdas fotovoltaicas. Dichas células o celdas fotovoltaicas van encapsuladas en vidrio para ser más resistentes y duraderas. El encapsulante debe tener una buena transmisión de la irradiación solar y contar con una baja degradabilidad frente a estos, el material más utilizado es el etilen-vinil-acetato (EVA).

Por encima del encapsulante se dispone una capa de vidrio templado para otorgar mayor resistencia y durabilidad al conjunto. Esta debe contar con una gran resistencia frente a cambios bruscos de temperatura, frente a condiciones climatológicas adversas y también debe contar con una alta transmisividad de la luz solar.

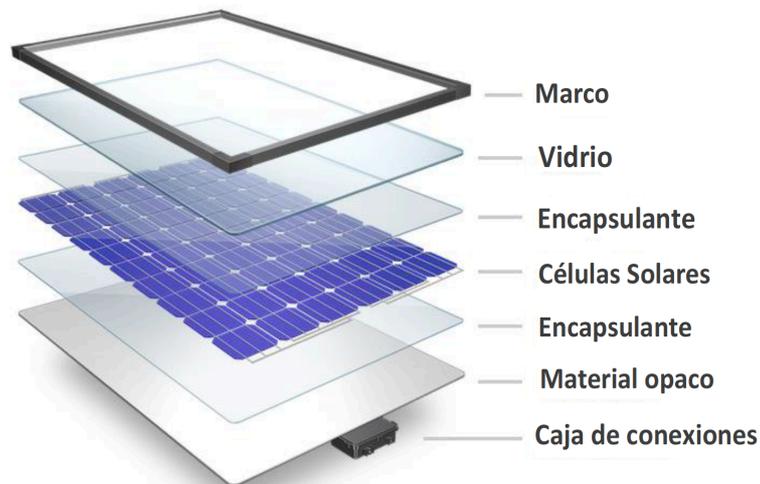


Figura 13. Configuración de un módulo solar fotovoltaico. Fuente: *Wealthdaily.com*

La parte posterior del módulo cuenta con una capa de un material opaco, pero que refleja la luz que ha pasado entre las células, haciendo que incida de nuevo sobre éstas. Además, aporta rigidez y una mayor protección frente a los agentes atmosféricos.

Por último, el panel cuenta con un marco exterior que suele ser de aluminio y aporta rigidez, al mismo tiempo que asegura la estanquidad del conjunto. La caja de conexiones permite la conexión del módulo al resto del sistema.

- Estructuras de soporte

Los módulos solares deben instalarse sobre una estructura que los soporte. Estas estructuras proporcionan, además de sujeción para los módulos, la inclinación y orientación necesaria para el mejor aprovechamiento de la radiación solar. Pueden incorporar, además, algún mecanismo de seguimiento solar para aumentar la producción.



Figura 14. Soporte fijo para módulos solares. Fuente: *Nclave, S.L.*



Figura 15. Soporte móvil para módulos solares. Fuente: Eleton.

- Inversores

Convierten la corriente continua en corriente alterna para su uso directo o para ser vertida a la red eléctrica.



Figura 16. Inversor. Fuente: SMA

### 3. METODOLOGÍA

La metodología seguida en el presente estudio tiene como objetivo final llegar a una conclusión válida con respecto a si la implementación de instalaciones solares fotovoltaicas para el abastecimiento de energía al sistema formado por la nueva EDAR del Pla y los dos bombeos que esta requiere, presenta más ventajas o inconvenientes. Para ello, se han considerado y desarrollado una serie de alternativas que serán expuestas más adelante y cuya comparación permitirá determinar la más adecuada.

Una vez las alternativas han sido planteadas y desarrolladas se procederá al análisis de su viabilidad económica. Se realizará una comparación, no sólo entre alternativas nuevas, sino también con la situación actual, denominada Alternativa 0. Se expondrán las potenciales mejoras que este estudio puede aportar a dicha situación actual y finalmente se concluirá si es recomendable la realización de un proyecto que lleve a cabo lo que aquí se propone. Para la solución escogida se calculará la disposición de los módulos solares y resto de elementos de la instalación, así como la ocupación de terreno necesaria y se propondrá su ubicación.

Para ampliar el estudio se han analizado diferentes tipos de curvas de demanda energética, una con la demanda energética de los bombeos constante durante todas las horas del día y todos los meses del año, como suele ser habitual en estas instalaciones, y otra con la curva de demanda energética concentrada en las horas de producción solar y en las horas donde la tarifa eléctrica resulta más económica (tarifa P6).

HORA/MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	FESTIVO
00 a 01h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01 a 02h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02 a 03h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03 a 04h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04 a 05h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05 a 06h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06 a 07h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07 a 08h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08 a 09h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09 a 10h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10 a 11h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11 a 12h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12 a 13h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13 a 14h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14 a 15h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15 a 16h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16 a 17h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17 a 18h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18 a 19h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19 a 20h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20 a 21h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21 a 22h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22 a 23h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23 a 24h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 17. Periodos tarifarios para la zona península. Fuente: MyEnergyMap

Cabe mencionar que el estudio abarca el análisis de alternativas para 3 instalaciones diferentes que forma parte del mismo sistema. Un primer bombeo que lleva las aguas residuales del colector oeste a la nueva EDAR del Pla, la propia EDAR del Pla y un segundo bombeo que lleva las aguas regeneradas a

una balsa de riego y a canal Júcar-Túria. La conducción que une el bombeo de aguas residuales con la planta depuradora cuenta con una longitud total de 5.073,5 m, mientras que la conducción que une el bombeo de reutilización con la balsa de riego y el canal Júcar-Túria cuenta con una longitud total 4.907,4 m.

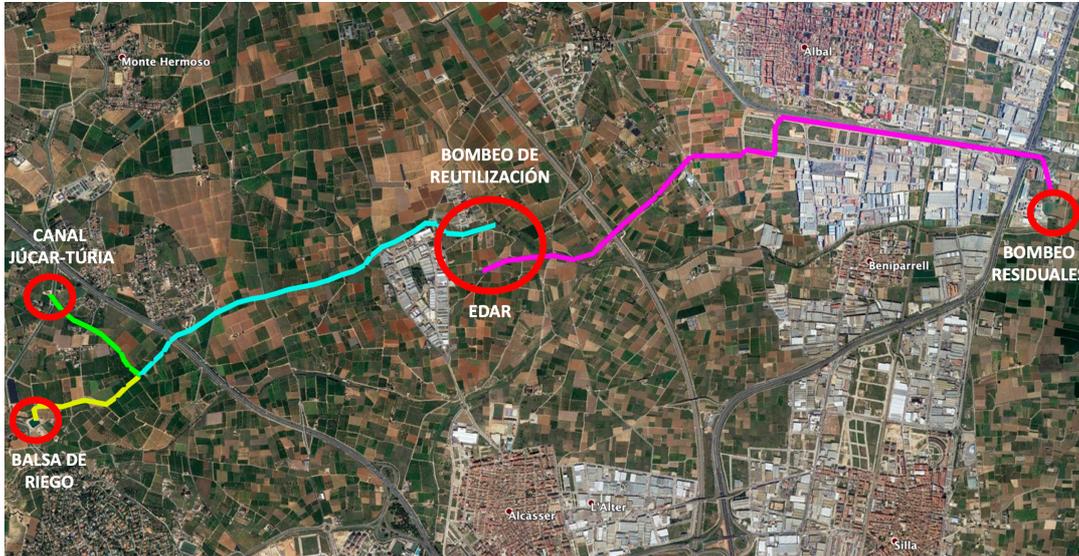
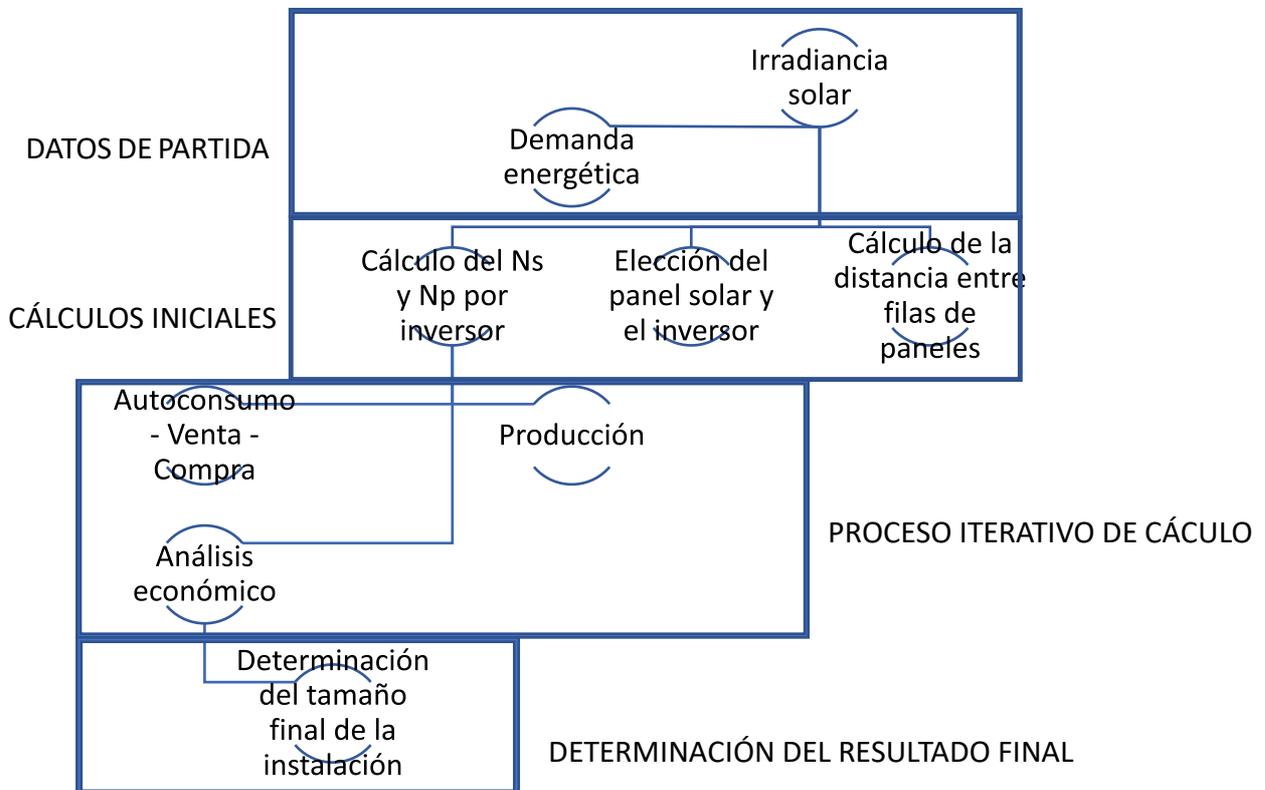


Figura 18. Esquema general de la nueva y EDAR y los dos bombeos. Fuente: elaboración propia.

Para el desarrollo de la cada una de las alternativas planteadas y su posterior análisis comparativo se han seguido una serie de pasos que se pueden clasificar dentro 4 fases:



La primera fase consiste en la obtención de los datos de partida. Estos datos son la base sobre la que se realizarán los cálculos posteriores y están compuestos por los datos de irradiancia solar en la localización objeto de estudio y las curvas de demanda energética para cada una de las instalaciones.

A continuación, en la fase de cálculos iniciales, se elige el tipo de panel solar y el inversor más adecuado en base a los datos obtenidos en la fase anterior. Además, se obtiene el número de paneles a disponer en serie y el número de filas a disponer en paralelo para cada uno de los inversores seleccionados.

En la tercera fase se realiza un proceso iterativo de cálculo en el que se van suponiendo diferentes tamaños para las instalaciones fotovoltaicas. En base a la comparación entre la producción obtenida con cada tamaño y la curva de demanda, se obtienen los valores de las cantidades de energía que se destinarán a autoconsumo, venta y compra a la red. En base a estos valores se determinará el resultado del análisis económico para cada tamaño de instalación considerado.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos en la fase anterior se determinará la solución final, incluyendo el cálculo de la superficie total a ocupar por el tamaño de la instalación seleccionado.

## 4. CONSIDERACIONES PREVIAS

Previo al planteamiento de alternativas y para su mejor comprensión, deben explicarse algunos conceptos y consideraciones a tener en cuenta en este tipo de instalaciones. En primer lugar, se explicará someramente los distintos tipos y configuración de instalaciones fotovoltaicas.

### 4.1. TIPOS DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

En esta clasificación diferenciaremos las instalaciones fotovoltaicas en función de si funcionan conectadas a la red eléctrica o si por el contrario, funcionan de forma aislada.

Las instalaciones conectadas a la red vierten la energía excedente a esta en las horas en las que la producción supera a la demanda. Cuando la demanda supera a la producción, se compra energía a la red con el fin de suministrar la energía requerida por la instalación a la que abastecen, de forma que es una conexión que funciona en ambos sentidos. Por otra parte, el tercer y último tipo de aprovechamiento de la energía es la que se consume en la instalación justo en el momento en el que se produce, el llamado autoconsumo.

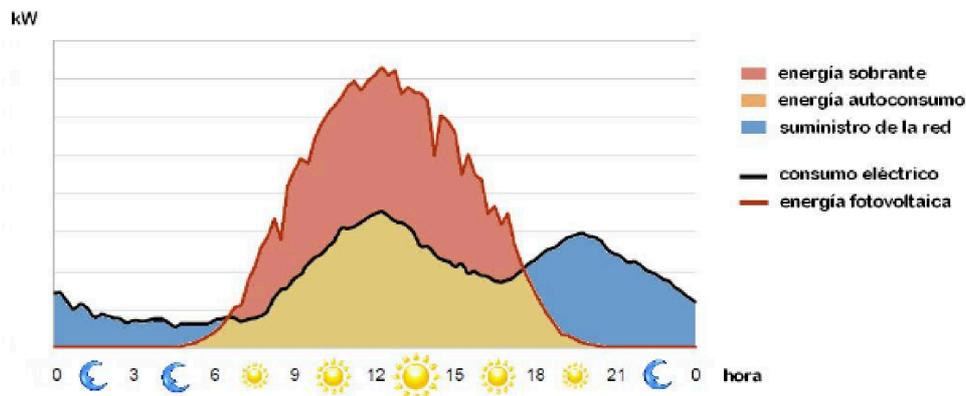


Figura 19. Curvas de demanda y producción para una instalación solar tipo. Fuente: Pérez, 2021.

Estas instalaciones pueden ser de gran tamaño, con varios megavatios de potencia, o instalaciones pequeñas de pocos kilovatios. Pueden estar construidas en el suelo o situarse en cubiertas.

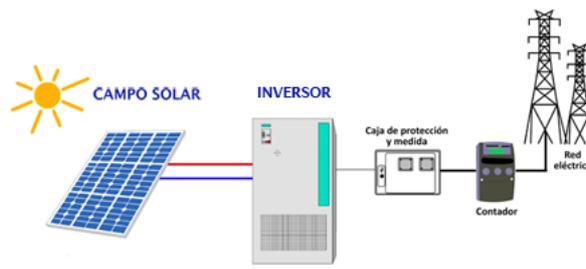


Figura 20. Esquema de una planta solar conectada a la red. Fuente: Sunwater Project

Por otro lado, las instalaciones aisladas no están conectadas a la red eléctrica. Suelen situarse en localizaciones en las que no existe red eléctrica o en las que los costes de desarrollarla son muy altos, por ejemplo, en zonas rurales remotas.

Se emplean principalmente para bombeos de riego, en señalizaciones lumínicas, instalaciones de comunicación, alumbrado etc. Pueden contar con sistemas de acumulación de energía como baterías.

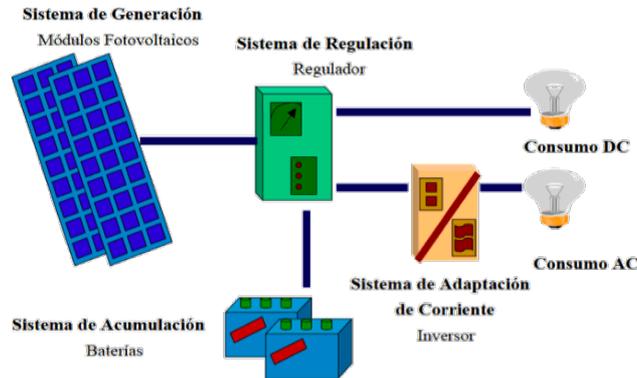


Figura 21. Esquema de una instalación solar aislada.

## 4.2. PRECIO DE LA ENERGÍA

Para realizar el análisis económico de las distintas alternativas han de fijarse previamente los precios de la energía que se tendrán en cuenta, tanto para compra como para la venta de energía.

Para establecer el precio de venta de la energía excedente se consultan los datos de los informes anuales de OMIE, donde se exponen los precios spot de la energía de España tanto a nivel diario como interanual. Se observan los siguientes resultados:

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Precio de venta [€/MWh]	42,19	64,43	36,96	37,01	49,93	47,23	44,26	42,13	50,32	39,67	52,24	57,29	47,78	33,96

Tabla 2. Precios de venta de la energía eléctrica en España (medias anuales). Fuente: OMIE

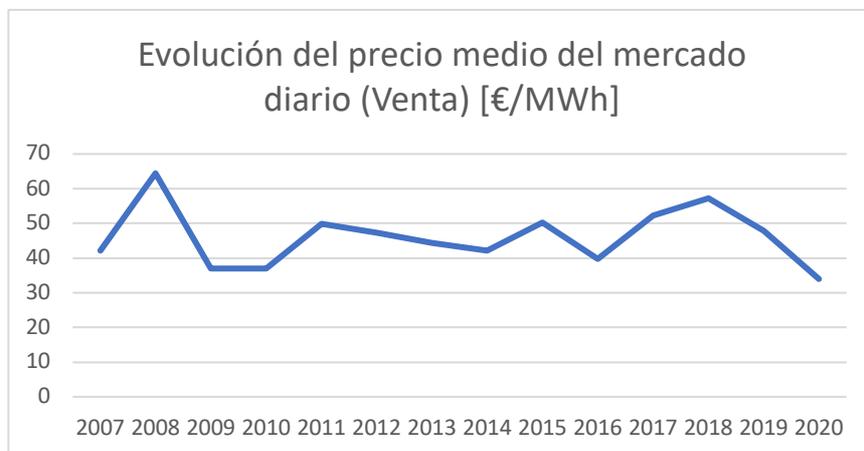


Figura 22. Evolución del precio medio anual. Fuente: OMIE

Observando los datos vemos que el precio de venta de la energía varía anualmente de una forma difícilmente predecible, esto es debido al carácter multifactorial que tiene y a la gran incertidumbre con respecto a la mayor parte de estos factores. De esta forma, pese a que desde 2018 se observa una tendencia decreciente, es imposible asegurar que esta se va a consolidar este año o el siguiente. Por tanto, en función de los resultados anteriores se considerará un precio de venta de la energía de 55 €/MWh. Este precio será utilizado en el cálculo de beneficios por energía vertida a la red en las alternativas que correspondan.

Por otra parte, en cuanto al precio de compra de la energía para cubrir la demanda, se ha realizado una estimación en base a los siguientes datos:

#### Development of electricity prices for non-household consumers, 2008-2019

(EUR per kWh)

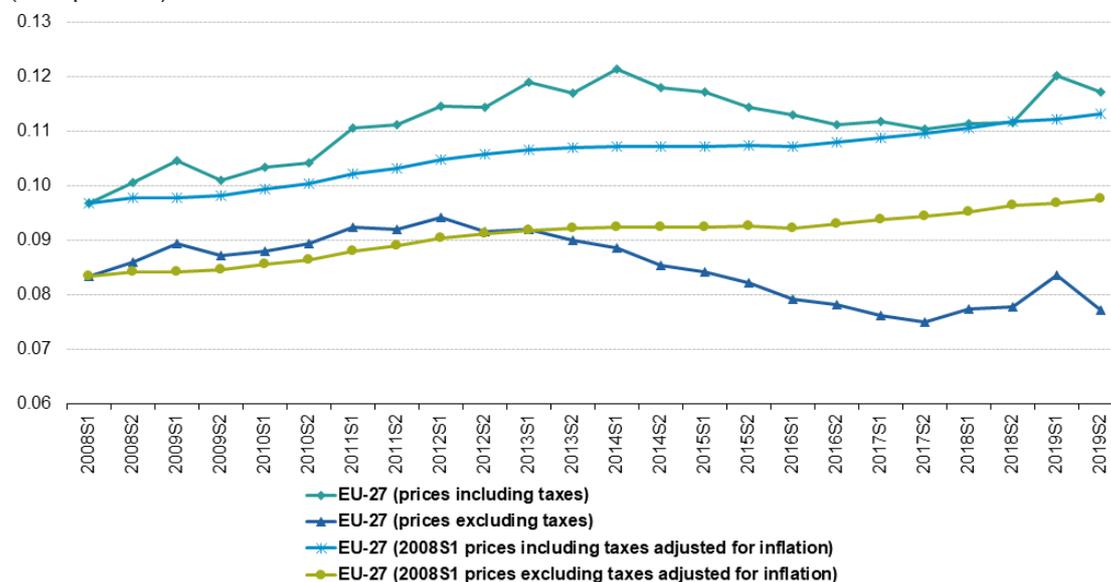


Figura 23. Evolución del precio para consumidores no domésticos, 2008-2019. Fuente: Eurostat

De nuevo nos encontramos ante una evolución difícilmente predecible debido a su carácter multifactorial, es por esto por que lo que finalmente se decide adoptar un valor representativo sobretodo de los valores anuales de los últimos años, 0,12 €/kWh.

Por último, se define un precio para la energía que se produce y se consume en el mismo momento, es decir, el autoconsumo. Dado las horas en las que se produce este autoconsumo son unas horas muy específicas, las horas de producción solar, se ha optado por asignar un precio distinto de los anteriores, con el objetivo de tener un valor más ajustado a la situación real.

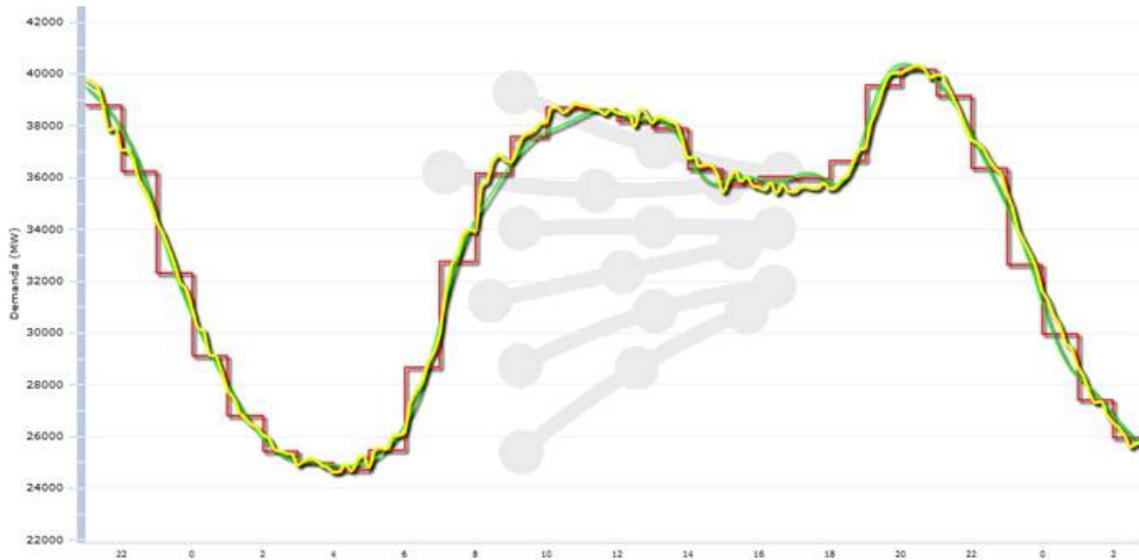


Figura 24. Curva de demanda de energía eléctrica. Fuente: Monografias.com

Como se puede apreciar en la figura anterior, las horas de producción solar, que irían desde las 6:00-7:00 hasta las 17:00-18:00, coinciden con las horas en las que la demanda de energía eléctrica es más alta y, por tanto, su precio es mayor. Es por esto por lo que se le ha asignado un precio de 200 €/MWh para la energía destinada a autoconsumo.

### 4.3. CARACTERÍSTICAS SOLARES DE LOS EMPLAZAMIENTOS

En el presente apartado se exponen los datos recopilados sobre las características solares de la zona objeto de estudio. Estos datos son necesarios para poder estimar la producción de las diferentes instalaciones solares fotovoltaicas objeto de estudio.

La principal herramienta utilizada para la obtención de esta información es el PVGIS (PhotoVoltaic Geographical Information System) del que es responsable la comisión europea.

Dado que las tres instalaciones solares a analizar se dispondrían a una distancia máxima entre sí de 5,5km y a que no existe una variación significativa en los valores de irradiación entre dos puntos tan cercanos, se han considerado los valores que se obtienen en las siguientes coordenadas: Latitud 39,379° y Longitud -0,452°.

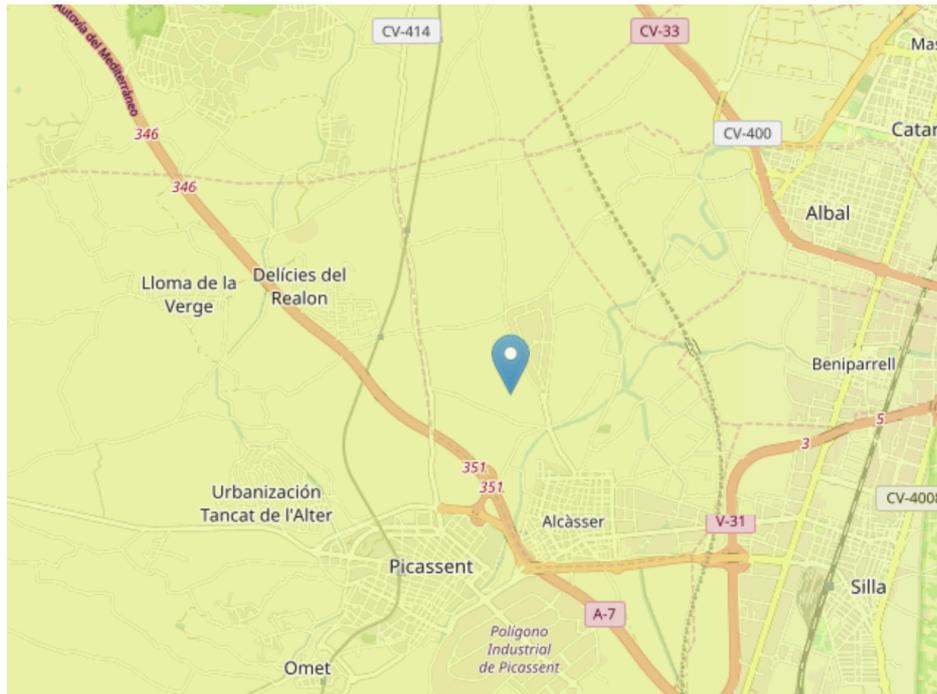


Figura 25. Coordenadas para la obtención de los valores de irradiación solar. Fuente: PVGIS

A partir de los valores de irradiación global que nos facilita esta herramienta para las coordenadas señaladas, se determina cual es el ángulo de inclinación óptimo para los paneles solares, puesto que se trata de un sistema de estructura fija.

Antes de indicar como se ha obtenido el ángulo óptimo de inclinación, cabe destacar que se ha optado por un sistema de estructura fija debido a que, a pesar de tener una menor producción, ofrece costes de implantación, operación y mantenimiento muy por debajo de los de los sistemas de eje móvil. No obstante, en algunos casos una mayor producción puede compensar el aumento de costes. En cualquier caso, el análisis de su idoneidad queda fuera del alcance de este estudio.

En cuanto a la obtención del ángulo de inclinación óptimo de los paneles solares, se ha procedido de la siguiente manera: se ha considerado una orientación en dirección sur de  $0^\circ$  y se ha comparado la irradiación global anual para distintos ángulos de inclinación.

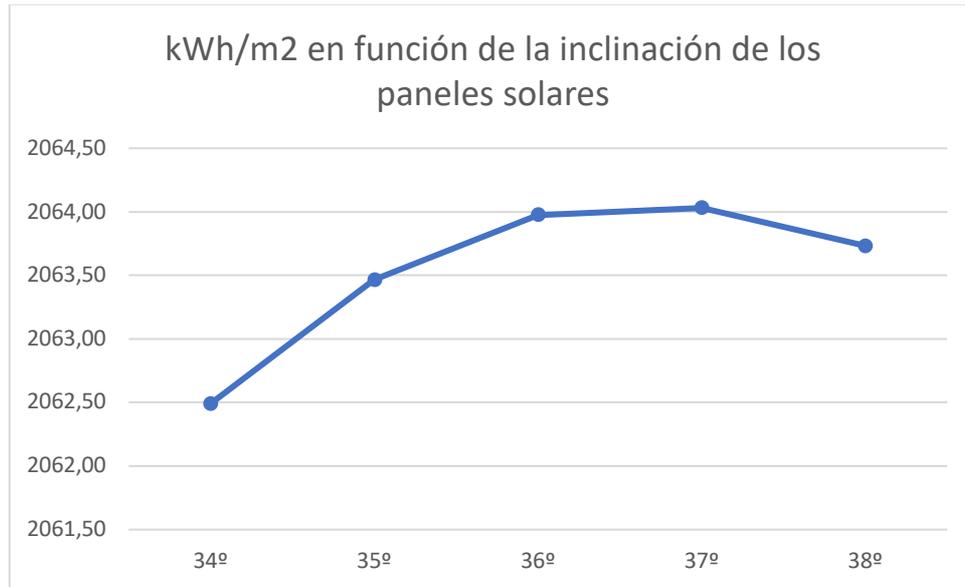


Figura 26. Irradiancia observada para diferentes ángulos de inclinación de los paneles solares. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura anterior la irradiancia máxima se consigue disponiendo los paneles con un ángulo de inclinación de 37°, de forma que esta alcanza el valor de 2064,03 kWh/m2.

Esta irradiancia varía según la hora del día y del mes del año de la siguiente forma:

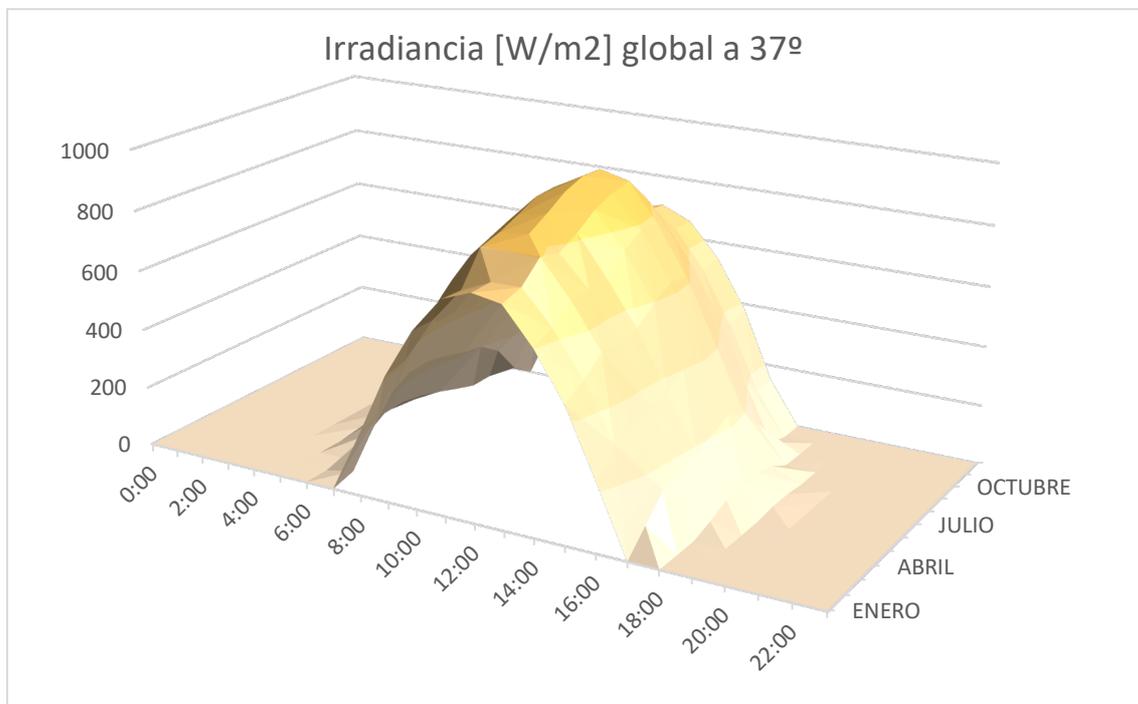


Figura 27. Variación de la irradiancia. Fuente: elaboración propia.

Alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que la irradiancia existe durante una mayor cantidad de horas.

## 4.4. PANEL SOLAR E INVERSOR ESCOGIDOS PARA EL ESTUDIO

### 4.4.1. Panel solar

Para determinar posteriormente la producción de las diferentes instalaciones fotovoltaicas es necesario seleccionar un modelo comercial de panel solar e inversor con unas especificaciones técnicas concretas.

Para este estudio se ha optado por un panel monocristalino de alta potencia, a pesar de adaptarse bien a climas nublados y ser algo más sensibles a las altas temperaturas que los paneles policristalinos, su mayor potencia compensa.

El panel seleccionado tiene una eficiencia del 21,1% y una potencia nominal máxima de 505 W, tiene una vida útil de 25 años, puesto que a partir de haber alcanzado este tiempo de funcionamiento la potencia baja del 84,8 % inicial.

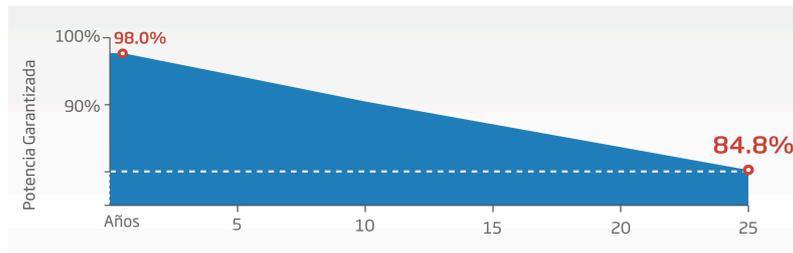


Figura 28. Degradación anual del panel solar. Fuente: TrinaSolar.

#### DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal-Pmax (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Tolerancia de Potencia Nominal-Pmax (W)	0 ~ +5					
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Eficiencia $\eta$ (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiación 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de Célula 25°C, Massa de Aire AM1.5  
\*Tolerancia de Medición:  $\pm$ 3%.

#### DATOS ELÉCTRICOS (NMOT)

Potencia Máxima-Pmax (Wp)	363	367	371	375	379	382
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Tensión en Circuito Abierto-Voc (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiación at 800W/m<sup>2</sup>, Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

Tabla 3. Especificaciones. Fuente: Trina Solar.

Cabe destacar que, las dimensiones del módulo son las siguientes:

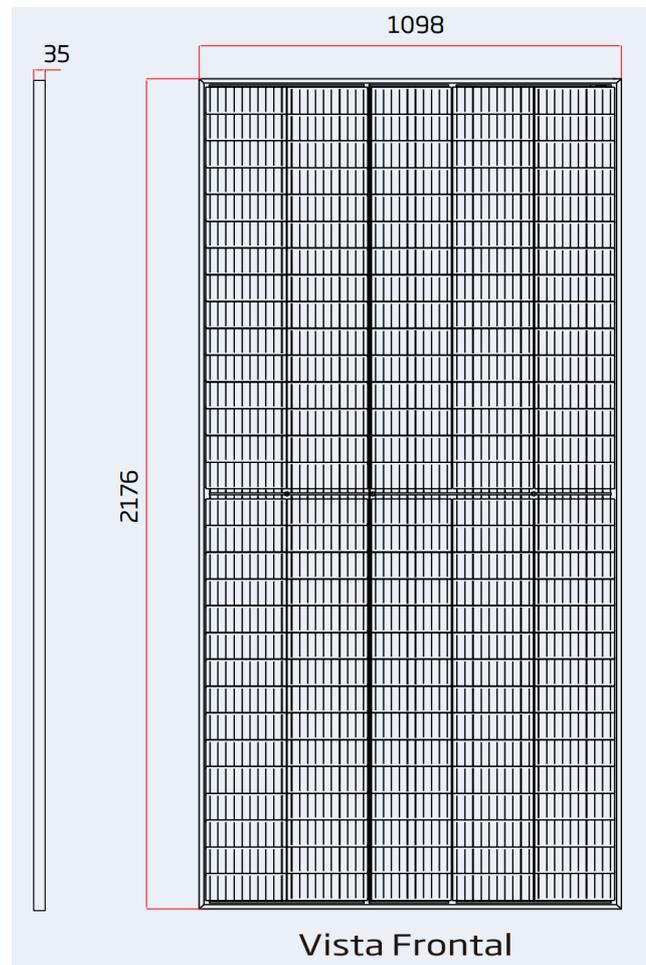


Figura 29.. Dimensiones del módulo solar. Fuente: TrinaSolar.

#### 4.4.2. Inversor

El inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna y define el número de paneles solares que se deben disponer.

Al conectar los paneles en serie sumamos el voltaje (V) que proporciona cada uno, mientras que, al conectar las diferentes filas de paneles en serie en paralelo, aumentamos la corriente (A).

Dado que cada inversor tiene unos rangos óptimos de funcionamiento para el voltaje y corriente, la elección de un inversor u otro condicionará el tamaño de nuestra instalación.

En este estudio se dimensionan 3 instalaciones solares fotovoltaicas con tres demandas energéticas diferentes, es por esto por lo que se ha decidido optar por dos inversores distintos, que nos permitirán ajustar mejor en cada caso el tamaño óptimo de cada instalación solar.

Los modelos seleccionados cuentan con las siguientes especificaciones:

Technical Data	Sunny Tripower CORE1
<b>Input (DC)</b>	
Max. generator power	75000 W <sub>p</sub> STC
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	500 V to 800 V / 670 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. operating input current / per MPPT	120 A / 20 A
Max. short circuit current per MPPT / per string input	30 A / 30 A
Number of independent MPPT inputs / strings per MPP input	6 / 2
<b>Output (AC)</b>	
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	50000 W
Max. apparent AC power	50000 VA
AC nominal voltage	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
AC voltage range	202 V to 305 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	72.5 A / 72.5 A
Output phases / AC connection	3 / 3-(N)-PE
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0.0 leading to 0.0 lagging
THD	< 3%

Tabla 4. Especificaciones. Fuente: SMA.

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
<b>Input (DC)</b>		
Max. PV array power	150000 W <sub>p</sub>	225000 W <sub>p</sub>
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
<b>Output (AC)</b>		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%

Tabla 5. Especificaciones. Fuente: SMA.

#### 4.4.2.1. Número de paneles solares por inversor

Una vez conocidos los rangos óptimos de funcionamiento de los dos inversores, se calcula la cantidad de paneles solares a disponer en serie y en paralelo para cada uno de estos.

- Máximo número de módulos en serie

Dado que al conectar los módulos solares en serie se aumenta el voltaje, se debe evitar que se exceda el máximo voltaje admitido por el inversor, ya que esto podría dañar al mismo.

Para este cálculo se emplea la siguiente formulación:

$$V_{outDC}(T_{min}) = N_s \cdot \left( V_{oc}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v \right)$$

Donde:

- $V_{outDC}(T_{min})$  es el valor de voltaje obtenido para un número determinado de módulos solares conectados en serie y condiciones extremas que favorecen que aumente el voltaje al máximo (temperatura baja y circuito abierto).
- $N_s$  es el número de módulos conectados en serie.
- $V_{oc}^{STC}$  es el voltaje en circuito abierto y en condiciones estándar. Es una especificación propia del panel solar.
- $T_{min}$  es la temperatura mínima del aire para la ubicación objeto de estudio, se ha considerado una temperatura igual a 5°C.
- $T^{STC}$  es la temperatura en condiciones estándar y es igual a 25°C.
- $\mu_v$  es el coeficiente térmico del panel solar y es igual a -0,0026.

Por tanto, teniendo en cuenta que para el inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 el máximo voltaje admisible es de 1000 V y que para el inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20 el máximo voltaje admisible es de 1500 V, el máximo número de paneles en serie es de 17 y 27 respectivamente.

$$V_{outDC}(T_{min}) = 17 * (51,9 + (5 - 25) * -0,0026) = 928,18 V < 1000 V$$

$$V_{outDC}(T_{min}) = 27 * (51,9 + (5 - 25) * -0,0026) = 1474,17 V < 1500 V$$

- Mínimo número de módulos en serie

El inversor requiere de un voltaje mínimo para un correcto funcionamiento, por lo que debe comprobarse que con el número de módulos en serie escogido se llegue a tal cifra.

Para este cálculo se emplea la siguiente formulación:

$$V_{outDC}(T_{max}) = N_s \cdot \left( 95\% \cdot \left( V_{mpp}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_v \right) \right)$$

Donde:

- $V_{outDC}(T_{max})$  es el valor de voltaje obtenido para un número determinado de módulos solares conectados en serie y condiciones extremas que favorecen que disminuya el voltaje al mínimo (temperatura alta). Además, se tiene en cuenta la degradación que experimenta el panel con el paso de los años de su vida útil, considerando un 0,2% de degradación anual se tiene una degradación total considerada del 5%.
- $N_s$  es el número de módulos conectados en serie.

-  $V_{mpp}^{STC}$  es el voltaje en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar. Es una especificación propia del panel solar.

-  $T_{max}$  es la temperatura máxima del aire para la ubicación objeto de estudio, se ha considerado una temperatura igual a 30°C.

-  $T^{STC}$  es la temperatura en condiciones estándar y es igual a 25°C.

-  $\mu_v$  es el coeficiente térmico del panel solar y es igual a -0,0026

Por tanto, teniendo en cuenta que para el inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 el mínimo voltaje admisible es de 500 V y que para el inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20 el mínimo voltaje admisible es de 880 V, el mínimo número de paneles en serie es de 13 y 22 respectivamente.

$$V_{outDC}(T_{max}) = 12 * (43 + 30) * -0,0026 = 522,72 V > 500 V$$

$$V_{outDC}(T_{max}) = 21 * (43 + (30 - 25)) * -0,0026 = 884,6 V > 880 V$$

De forma que se puede establecer finalmente el número de módulos solares en serie, 17 para el inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 y 27 para el inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20.

- Líneas de módulos en paralelo

Al conectar las filas de paneles solares en paralelo se aumenta la intensidad de la corriente. Por tanto, se debe calcular el máximo número de filas de paneles conectadas en paralelo que es capaz de admitir el inversor, ya que si se excede la intensidad de corriente máxima que este admite, se pueden producir daños y problemas de funcionamiento.

Para este cálculo se emplea la siguiente formulación:

$$I_{outDC} = N_p \cdot \left( I_{SC}^{max} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right)$$

-  $I_{outDC}$  es el valor de la intensidad de corriente obtenido para un número determinado de filas de módulos solares conectadas en paralelo y con condiciones extremas que favorecen que aumento de la intensidad de corriente máxima (temperatura alta y circuito corto). Además, a este término se le añade un factor de seguridad de +10 A.

-  $N_p$  es el número de filas de módulos solares conectadas en paralelo.

-  $I_{SC}^{max}$  que es el resultado de dividir la irradiancia máxima considerada en la zona objeto de estudio entre la irradiancia en condiciones estándar y multiplicar por el valor de corriente en circuito corto, que es una especificación del panel. La irradiancia máxima considerada es igual a 1177 w/m<sup>2</sup>.

-  $T_{max}$  es la temperatura máxima del aire para la ubicación objeto de estudio, se ha considerado una temperatura igual a 30°C.

-  $T^{STC}$  es la temperatura en condiciones estándar y es igual a 25°C.

-  $\mu_A$  es el coeficiente térmico del panel solar y es igual a 0,0004.

Por tanto, teniendo en cuenta que para el inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 la intensidad de corriente máxima admisible es de 120 A y que para el inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20 el máximo voltaje admisible es de 180 A, el máximo número de filas de paneles conectadas en paralelo es de 10 y 15 respectivamente.

$$I_{outDC} = 10 * (11,77 + (30 - 25) * -0,0004) = 117,9 A < 120 A$$

$$I_{outDC} = 15 * (11,77 + (30 - 25) * 0,0004) = 176,9 A < 180 A$$

- Comprobación de potencia máxima

Finalmente, se debe comprobar que no se exceda la potencia máxima admisible por el inversor. Para ello se ha empleado la siguiente formulación:

$$(N_p \cdot N_s) \cdot P_{max} module \leq P_{max} inverter$$

El término de la izquierda representa la potencia generada por los paneles solares conectados al inversor y depende de la cantidad de paneles conectados en serie y en paralelo y de la potencia nominal máxima del módulo. Por otra parte, el término de la derecha representa la potencia máxima que admite el inversor y se obtiene multiplicando el voltaje máximo y la intensidad de corriente máxima admitidos por este, ambos en el punto de máxima potencia. Por tanto,

$$(10 * 17) * 505 W \leq 120 A * 800 V = 85.850 W \leq 96.000 W$$

$$(15 * 27) * 505 W \leq 180 A * 1450 V = 204.525 W \leq 261.000 W$$

Dado que se cumplen todas las comprobaciones para el funcionamiento adecuado del inversor se definen el número de módulos conectados en serie y el número de filas de paneles conectadas en paralelo. Para el inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1 el número de módulos solares conectados en serie ( $N_s$ ) es igual a 17 y el número de filas de paneles conectadas en paralelo ( $N_p$ ) es igual a 10 y para el inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20 el número de módulos solares conectados en serie ( $N_s$ ) es igual a 27 y el número de filas de paneles conectadas en paralelo ( $N_p$ ) es igual a 15.

#### 4.4.3. Producción

Una vez conocidos los datos anteriores, junto con los valores de irradiancia obtenidos para la zona objeto de estudio, se puede calcular la producción energética por inversor.

En primer lugar, se calcula la producción en W/m<sup>2</sup> como el resultado de multiplicar la irradiancia global por la eficiencia del panel solar y la eficiencia

global de la instalación. Esta última eficiencia tiene en cuenta las pérdidas generadas por calor, la eficiencia del inversor etc. Se ha considerado un valor de eficiencia global de la instalación del 75%.

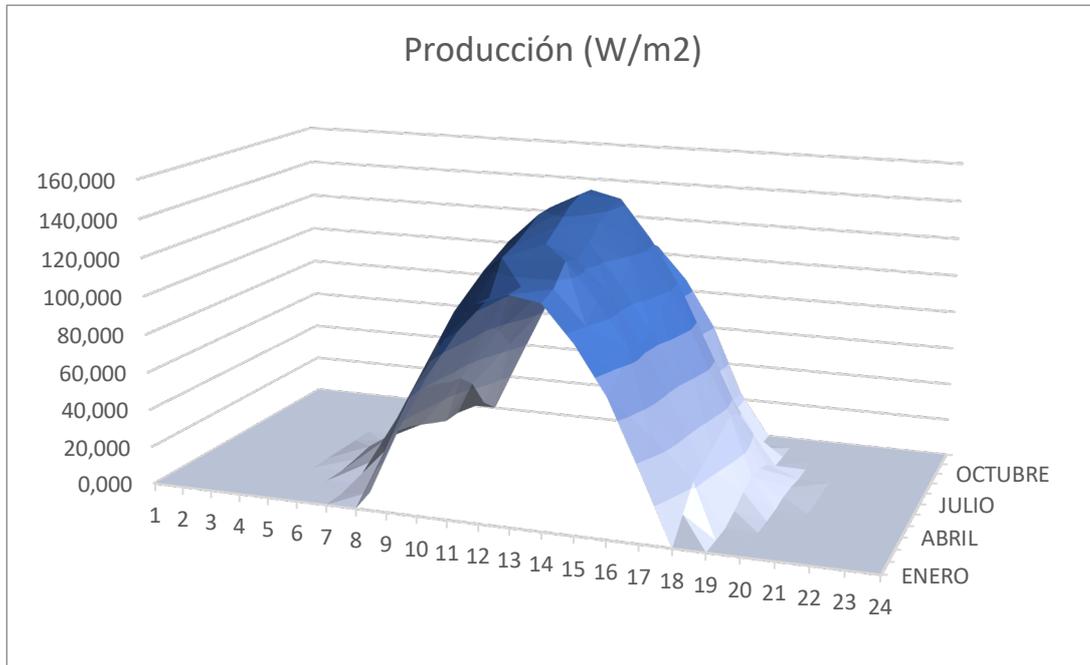


Figura 30. Producción (W/m2). Fuente: elaboración propia.

A continuación, se calcula la producción por panel solar, esta es el resultado de multiplicar los valores obtenidos anteriormente por la superficie del panel solar, en este caso, esta es igual a 2,4 m2.

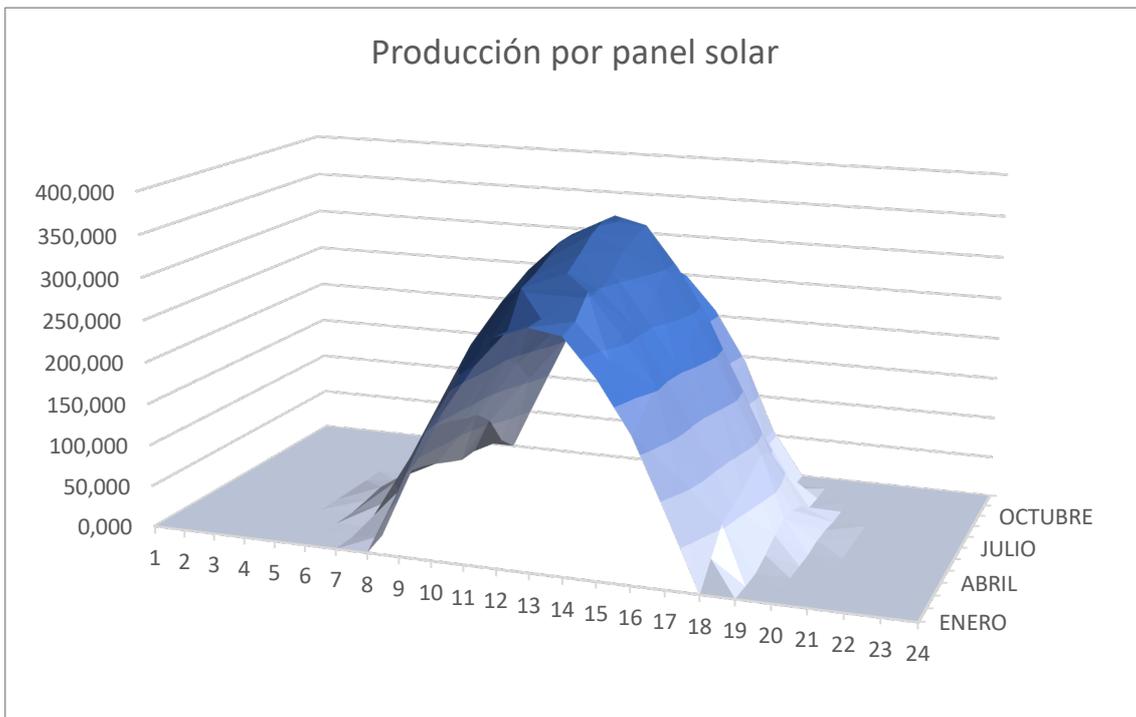


Figura 31. Producción por panel solar (W). Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se puede calcular la producción por inversor multiplicando la producción por panel solar por el número total de paneles solares que se disponen para cada uno de los inversores.

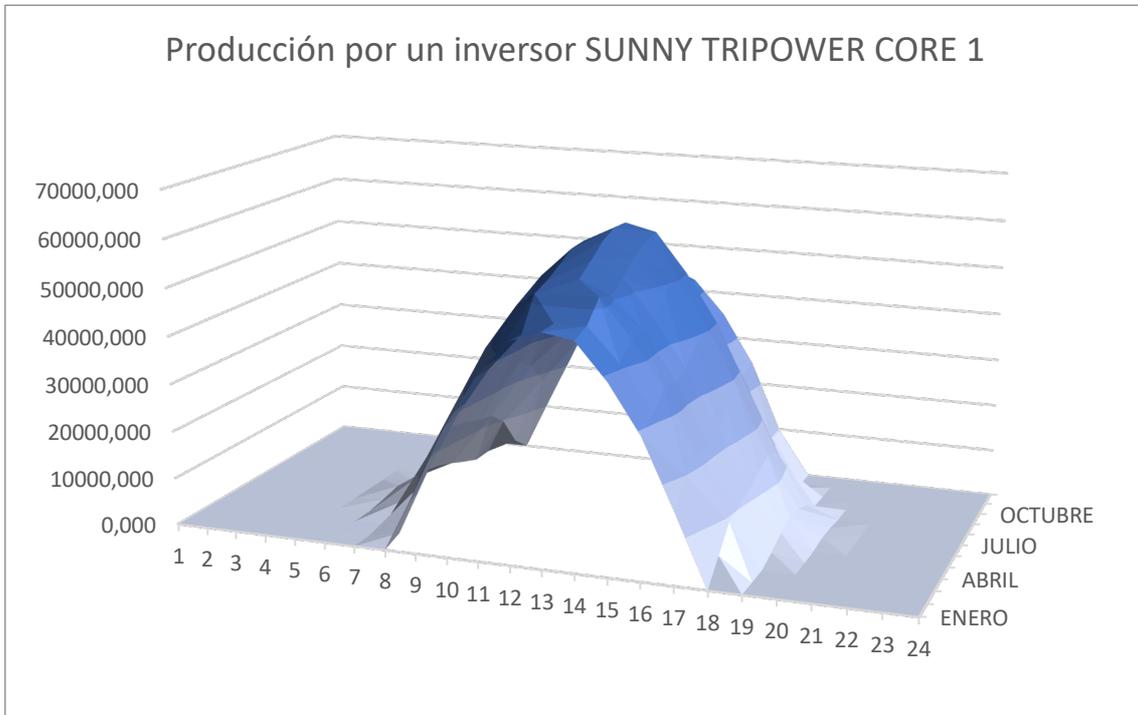


Figura 32. Producción por cada inversor SUNNY TRIPOWER CORE 1. Fuente: elaboración propia.

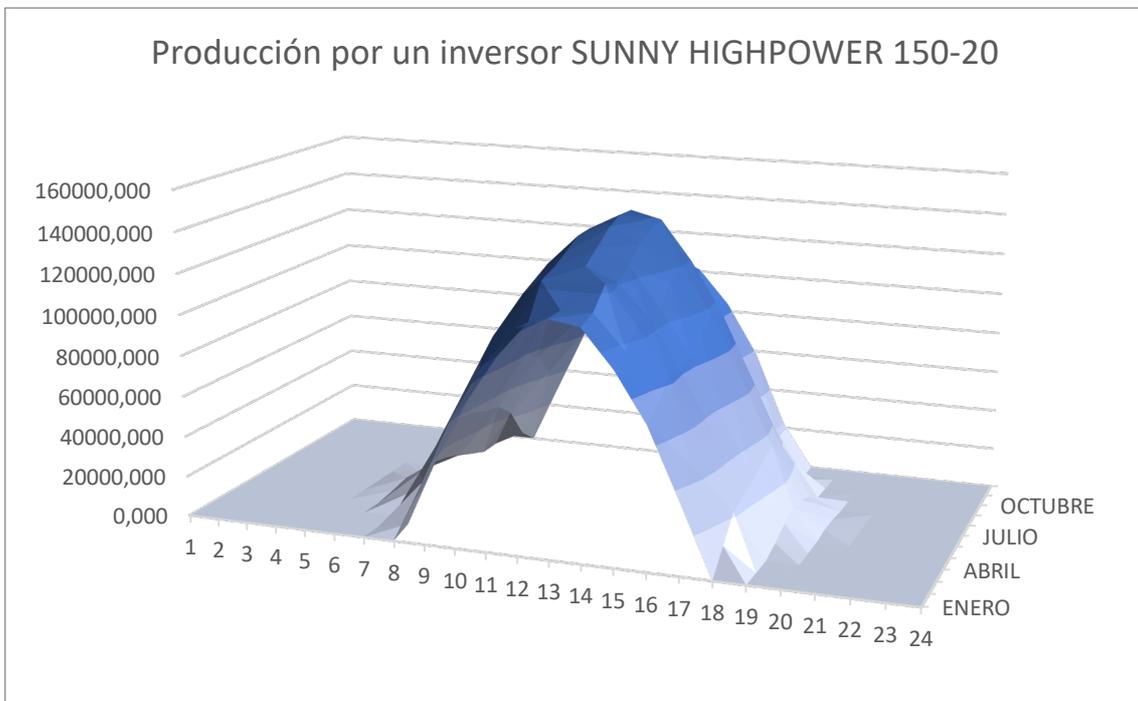


Figura 33. Producción por cada inversor SUNNY HIGHPOWER 150-20. Fuente: elaboración propia.

## 5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

### 5.1. INTRODUCCIÓN

El objeto del presente estudio es analizar si la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas para el abastecimiento de energía a las estaciones de bombeo y a la EDAR descritas anteriormente, ofrece ventajas o no. Además, dado que la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas en este tipo de instalaciones (bombeos sobretodo), puede realizarse de diferentes maneras, se ha tratado de identificar la forma óptima de hacerlo. Por tanto, las alternativas planteadas son las siguientes:

- Alternativa 0: Toda la demanda energética se abastece con energía eléctrica procedente de la red.
- Alternativa 1: Se disponen instalaciones solares fotovoltaicas con conexión a la red y la demanda energética de las diferentes instalaciones se considera constante.
- Alternativa 2: Se disponen instalaciones solares fotovoltaicas con conexión a la red y se optimizan las curvas de demanda para una mayor integración con las instalaciones solares fotovoltaicas.

Cabe destacar que la diferencia entre la alternativa 1 y 2 solo afecta a las dos estaciones de bombeo, puesto que la curva de demanda energética de la EDAR se considera siempre constante para su correcto funcionamiento.

## 5.2. ALTERNATIVA 0

Esta alternativa se desarrolla con el objetivo de poder comparar posteriormente el resto de las alternativas estudiadas. Esta alternativa supone la no actuación, es decir, abastecer la totalidad de las demandas energéticas de las dos estaciones de bombeo y de la depuradora con energía procedente de la red eléctrica.

### 5.2.1.E.D.A.R. del Pla

La estación depuradora de aguas residuales objeto de estudio contará con un caudal de depuración de 18 hm<sup>3</sup>/año y servirá a un total de 250.000 habitantes equivalentes. A partir de los datos expuestos en el “Estudio de Prospectiva: Consumo energético en el sector del agua” llevado a cabo por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se considera que para una EDAR que da servicio a un caudal de 250.000 habitantes equivalentes se debe considerar una potencia requerida por habitante igual a 2,5 W.

Tamaño de municipio	Total	<101	101 - 500	501 - 1.000	1.001 - 2.000	2.001 - 3.000	3.001 - 5.000	5.001 - 10.000	10.001 - 20.000	20.001 - 30.000	30.001 - 50.000	50.001 - 100.000	100.001 - 500.000	>500.000
habitantes equivalentes por grupo	54.357.571	65.346	718.538	803.027	1.458.933	1.421.750	2.235.200	4.197.035	5.796.106	4.053.750	4.508.000	7.017.917	12.999.512	9.082.457
<b>Línea de agua</b>														
Bombeo (kW)	10.240	4	70	78	189	184	290	681	1.053	859	955	1.487	2.583	1.805
Motores y bombas desbaste (kW)	14.589	24	1.581	1.686	1.459	995	1.118	1.679	1.159	811	676	842	1.560	999
Motores y bombas desarenado (kW)	13.950			2.008	1.751	1.137	1.118	1.679	1.449	1.013	1.127	1.123	910	636
Motores y bombas primario (kW)	64													64
Fosa séptica														
Fosa séptica + filtro biológico														
Compacto aeración extendida	16.462	392	11.497	4.573										
Aireación biodiscos (kW)	691		474	217										
Aireación mecánica (kW)	40.337				6.930	4.763	5.812	7.806	5.796	3.812	2.119	3.299		
Aireación soplamantes (kW)	98.981				6.930	4.763	6.717	18.215	23.184	9.334	11.678	16.159		
Aireación Fangos Activos	29.284												21.096	8.188
Aireación desnitrificación (kW)	15.063											2.424	2.813	9.826
Agitación y retorno de fangos FA	43.446			3.891	2.334	1.848	4.470	7.555	8.694	3.648	3.606	2.526	3.510	1.362
Agitación y retorno de fangos desnitrificación	805											337	488	
Decantación y bombeo fangos (kW)	4.877				584	455	559	1.049	811	486	361	351	130	91
Tratamiento terciario	199				8	6	15	27	21	13	23	46	17	24
<b>Línea de fangos</b>														
Espesador gravitacional	1.493		43	80	73	43	45	630	580					
Espesador mecánico	3.540									811	676	702	1.170	182
Eliminación directa (húmedo)														
Deshidratación sacos filtrantes	550			161	233	156								
Deshidratación centrifugas (kW)	17.103						1.341	2.518	4.347	2.027	1.803	1.754	1.950	1.362
Digestión anaerobia y cogeneración (kW)	-6.625												-3.900	-2.725
Potencia total (kW)	305.048	420	13.665	12.694	20.491	14.351	23.484	41.839	47.095	22.814	23.025	31.051	32.908	21.814
Potencia por habitante (W/h.e.)	5,6	6,4	19,0	15,8	14,0	10,1	10,5	10,0	8,1	5,6	5,1	4,4	2,5	2,4

Figura 34. Potencias requeridas por los principales elementos de una planta depuradora, diferenciadas por número de habitantes equivalentes. Fuente: Consumo energético en el sector del agua, Ministerio de industria, Turismo y Comercio.

Por tanto, la potencia requerida por la planta depuradora es igual a 625 kW, es decir, 15.000 kWh/día y 5,4 GWh/año. De forma que, si consideramos la esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

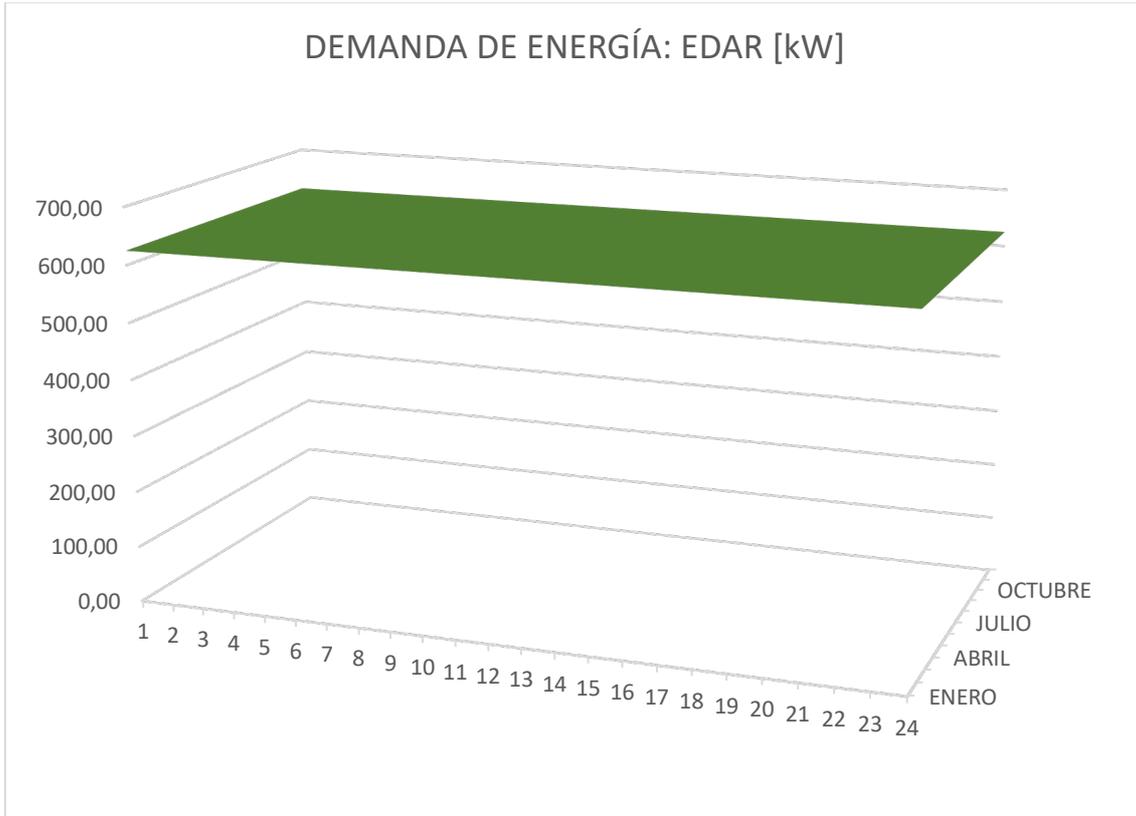


Figura 35. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.

Dado que en esta alternativa toda la demanda se satisface con energía comprada a la red eléctrica y habíamos establecido el precio de la energía que se compra a la red en 0,12 €/kWh, el precio unitario (€/m<sup>3</sup>) de esta alternativa es el siguiente:

$$\frac{5.400.000 \text{ kWh} * 0,12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,036 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$$

### 5.2.2.E.B.A.R. de Beniparrell

La estación de bombeo de aguas residuales de Beniparrell es la encargada de transportar el agua residual recogida por el colector oeste hasta la planta depuradora. Debe salvar una altura geométrica igual a 20,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 23,575 m.

En esta alternativa el caudal bombeado es constante a lo largo de todas las horas del día y todos los meses del año y es igual a 0,578 m<sup>3</sup>/s. La potencia requerida para esta E.B.A.R. se ha calculado empleando la siguiente formulación:

$$P(kW) = 9,81 * Q (m^3/s) * \frac{h_{mano}(m)}{\eta} = 9,81 * 0,578 * \frac{23,575}{0,85} = 157,26$$

El término  $\eta$  en la formulación anterior hace referencia a la eficiencia media del bombeo y se ha considerado del 85%.

Por tanto, la potencia requerida es igual a 157,26 kW, es decir, 3.774,2 kWh/día y 1,38 GWh/año. De forma que, si consideramos esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

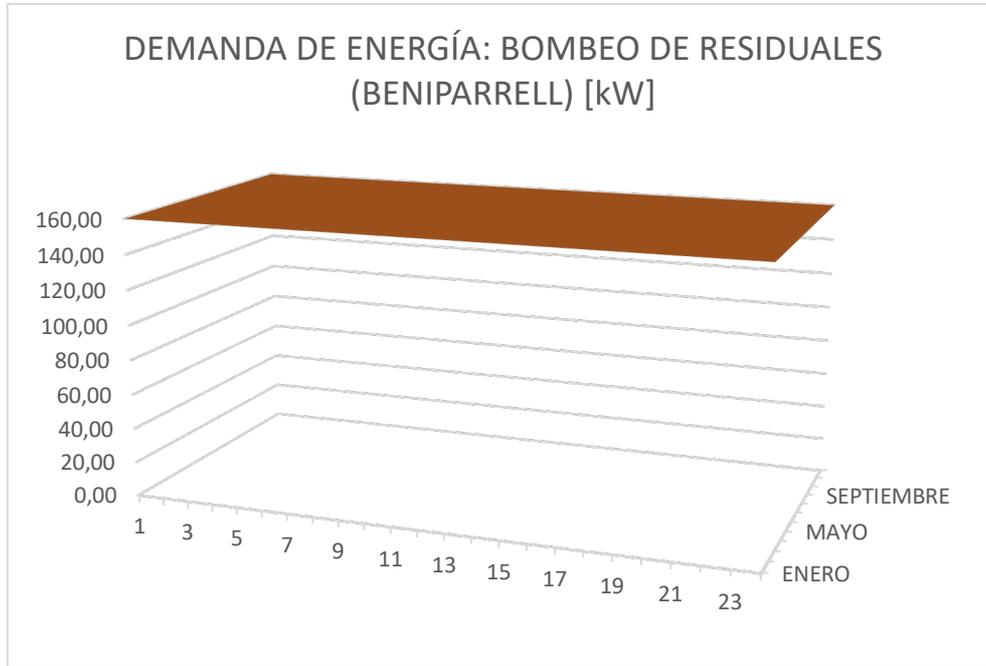


Figura 36. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.

Dado que en esta alternativa toda la demanda se satisface con energía comprada a la red eléctrica y habíamos establecido el precio de la energía que se compra a la red en 0,12 €/kWh, el precio unitario (€/m<sup>3</sup>) de esta alternativa es el siguiente:

$$\frac{1.380.000 \text{ kWh} * 0,12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,0091 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$$

### 5.2.3. Bombeo de aguas regeneradas

La estación de bombeo de aguas regeneradas es la encargada de transportar el volumen de agua depurado hasta el canal Júcar-Túria y una balsa de riego. Debe salvar una altura geométrica igual a 47,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 54,62 m.

En esta alternativa el caudal bombeado es constante a lo largo de todas las horas del día y todos los meses del año y es igual a 0,578 m<sup>3</sup>/s. La potencia requerida para este bombeo se ha calculado empleando la siguiente formulación:

$$P(kW) = 9,81 * Q (m^3/s) * \frac{h_{mano}(m)}{\eta} = 9,81 * 0,578 * \frac{54,62}{0,85} = 364,39$$

Por tanto, la potencia requerida es igual a 364,39 kW, es decir, 8.745,4 kWh/día y 3,2 GWh/año. De forma que, si consideramos esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

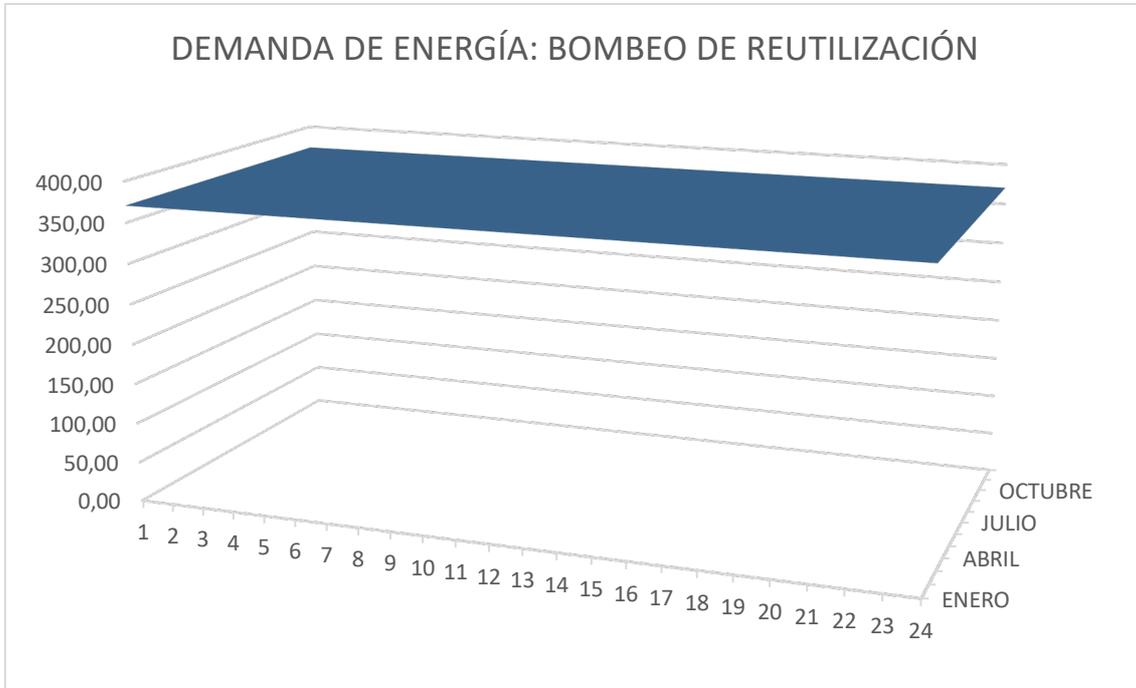


Figura 37. Demanda energética de la estación de bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.

Dado que en esta alternativa toda la demanda se satisface con energía comprada a la red eléctrica y habíamos establecido el precio de la energía que se compra a la red en 0,12 €/kWh, el precio unitario (€/m<sup>3</sup>) de esta alternativa es el siguiente:

$$\frac{3.200.000 \text{ kWh} * 0,12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,021 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$$

### 5.3. ALTERNATIVA 1

En esta alternativa se contempla la disposición de una instalación solar fotovoltaica para cada una de las instalaciones: EDAR y bombeos. El estudio contempla la conexión a la red para las instalaciones solares fotovoltaicas, por lo que estas podrán volcar a la red la energía excedente y comprar a la red la energía cuando sea necesario.

Al igual que en la alternativa 0, se va a considerar la demanda de las instalaciones como constante.

Para la valoración económica se han empleado las siguientes hipótesis para el cálculo económico de la inversión inicial y de los costes operacionales de la instalación:

- Coste de los módulos solares: 0,3 €/W instalado
- Coste de los inversores: 0,1 €/W instalado
- Coste de instalación y montaje: 0,35 €/W instalado
- Coste del terreno: 0,1 €/W instalado
- Costes generales y beneficio industrial: 0,15 €/W instalado

De forma que el coste total de la instalación será igual a 1 €/W instalado. Por otra parte, se han estimado los costes operacionales y de mantenimiento como un 1% del valor total de la instalación y se ha empleado un valor de la tasa de descuento del 4 %.

#### 5.3.1.E.D.A.R. del Pla

La estación depuradora de aguas residuales objeto de estudio contará con un caudal de depuración de 18 hm<sup>3</sup>/año y servirá a un total de 250.000 habitantes equivalentes. A partir de los datos expuestos en el “Estudio de Prospectiva: Consumo energético en el sector del agua” llevado a cabo por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se considera que para una EDAR que da servicio a un caudal de 250.000 habitantes equivalentes se debe considerar una potencia requerida por habitante igual a 2,5 W.

Por tanto, la potencia requerida por la planta depuradora es igual a 625 kW, es decir, 15.000 kWh/día y 5,4 GWh/año. De forma que, si consideramos la esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

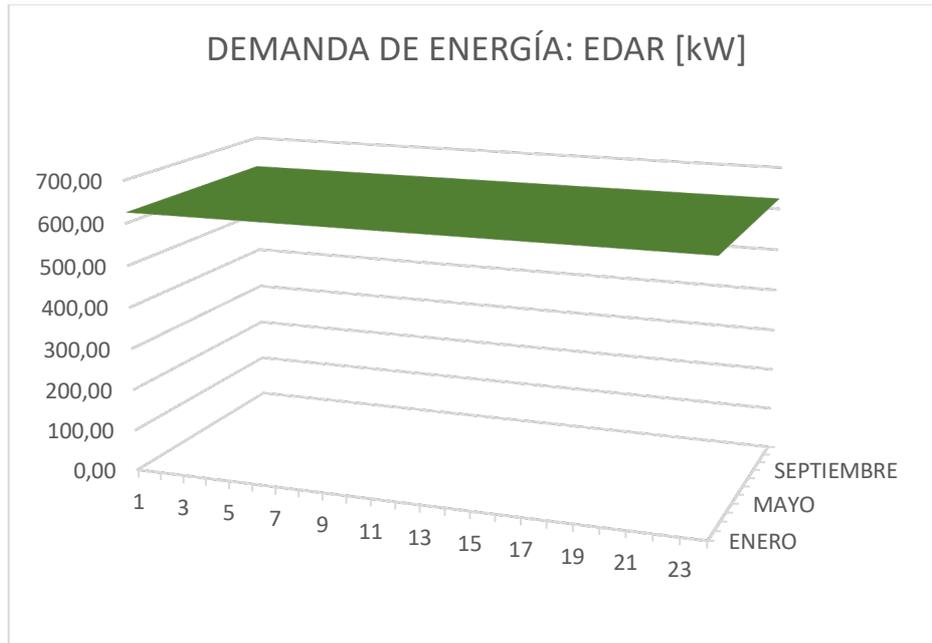


Figura 38. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.

Para el dimensionamiento de la instalación solar se ha realizado un análisis económico, de forma que se determina el tamaño final de la instalación en función del resultado de este análisis.

Dado que esta instalación es la que tiene una mayor demanda energética de las tres, utilizaremos para su dimensionamiento el inversor que acepta una mayor cantidad de potencia y, por tanto, una mayor cantidad de paneles solares (Sunny Highpower 150-20).

En primer lugar, se establece un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 7 inversores. Dado que cada inversor cuenta con 15 filas de 27 paneles, en total, la instalación contaría con 2.835 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

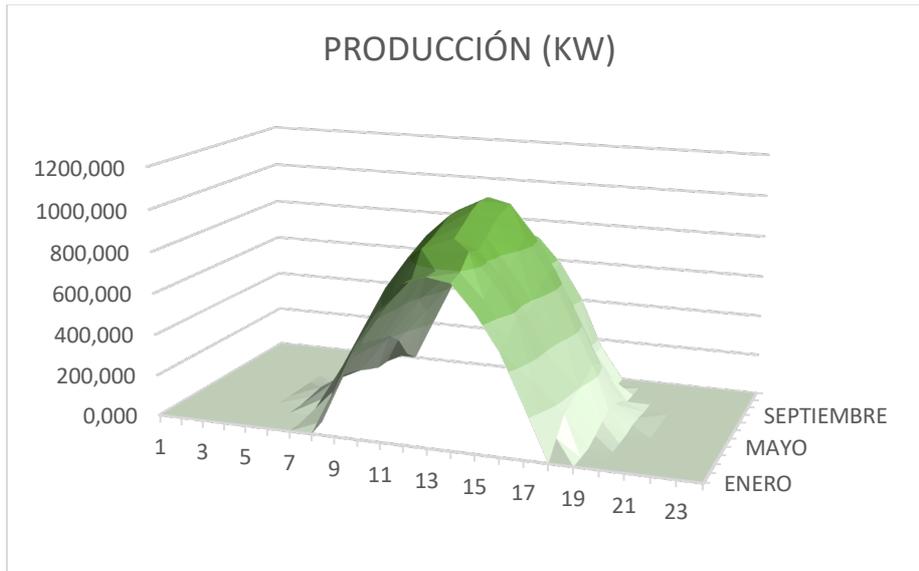


Figura 39. Producción con 2.835 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 2222,4 MWh y la potencia total de la instalación es de 1,4 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

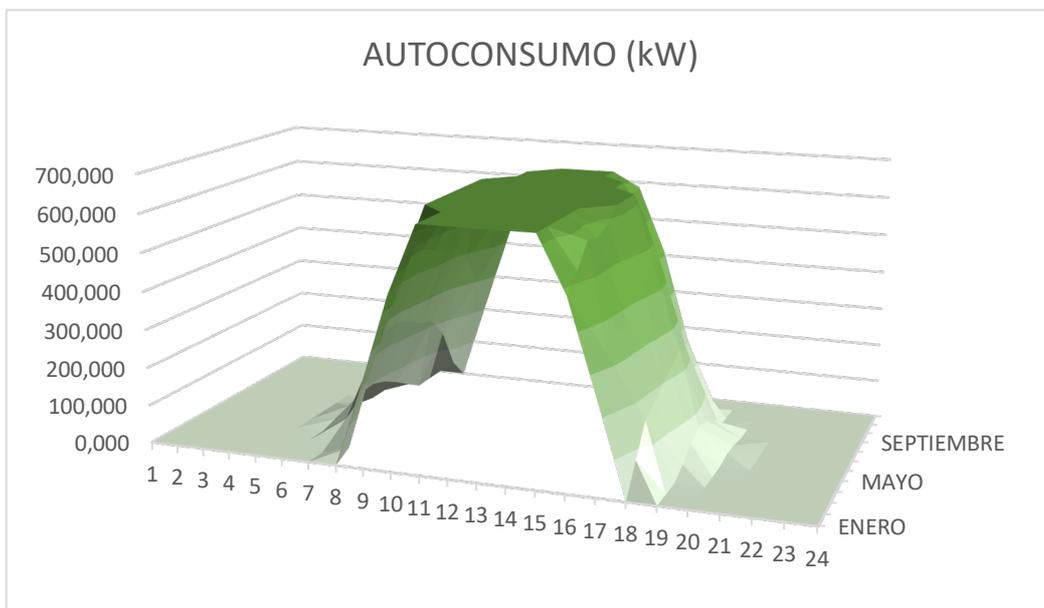


Figura 40. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

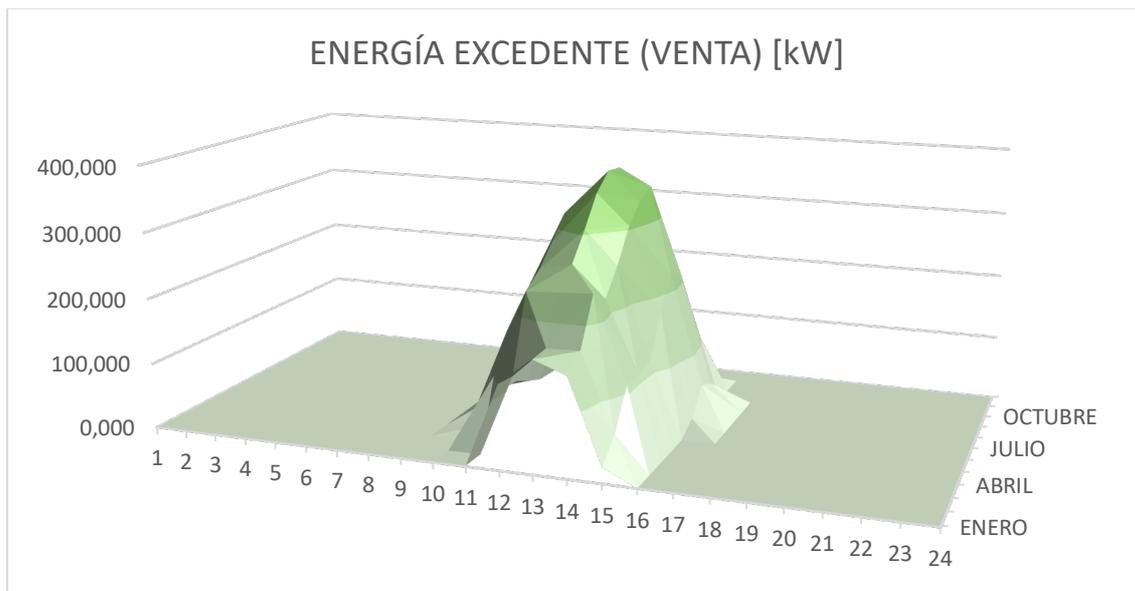


Figura 41. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

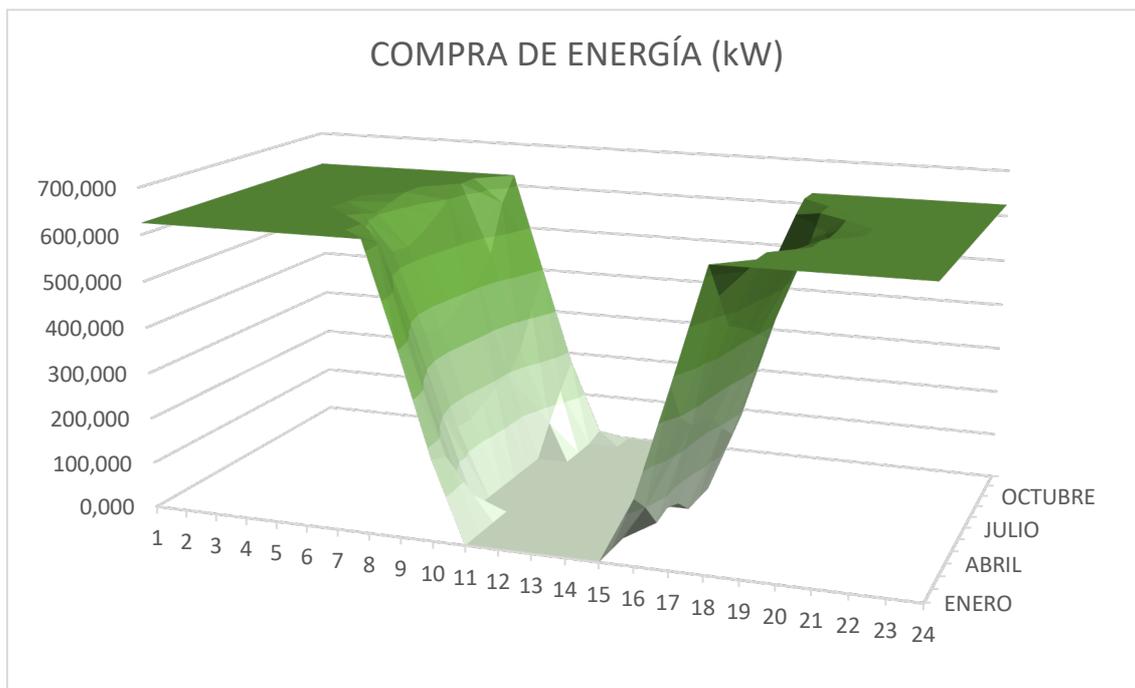


Figura 42. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.

De forma que de los 2.222,4 MWh producidos anualmente, 1.889,95 MWh, es decir, un 85%, se destinan a autoconsumo, 332,4 MWh se venden a la red y es necesario comprar 3.510 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\begin{aligned} & \text{Coste unitario de la inversión inicial} \\ & = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}} \end{aligned}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1\text{€}}{\text{W}} = 1.431.675 \text{ €}$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{1.431.675 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3 * 25} = 0,00313 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{3510 \text{ MWh} * 120 \text{ €/MWh}}{18.000.000 \text{ (m}^3\text{/año)}} = 0,02301 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{14.316,7 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,0008 \text{ €/m}^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,00313 + 0,02301 + 0,0008 = 0,02694 \text{ €/m}^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

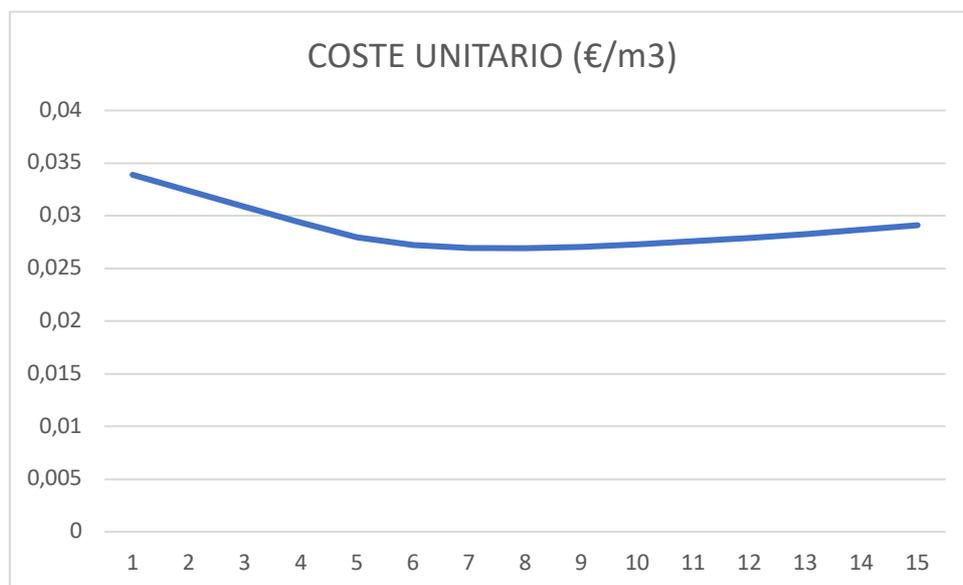


Figura 43. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 7 inversores, es decir, 2.835 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 332,4 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 18.285,2 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Inversión inicial	1.431.675,00 €
Costes de operación anuales	14.316,75 €
Ingresos anuales	396.275,50 €
Venta de energía a la red (MWh)	332,46
Autoconsumo (MWh)	1889,95
Compra de energía a la red	421.205,83 €

Tabla 6. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

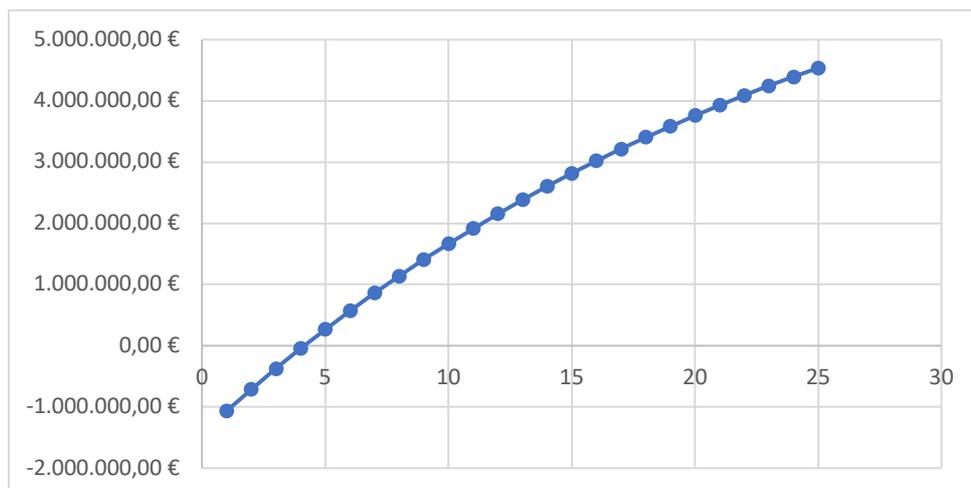


Figura 44. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 22%.

### 5.3.2.E.B.A.R. de Beniparrell

La estación de bombeo de aguas residuales de Beniparrell es la encargada de transportar el agua residual recogida por el colector oeste hasta la planta depuradora. Debe salvar una altura geométrica igual a 20,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 23,575 m.

En esta alternativa el caudal bombeado es constante a lo largo de todas las horas del día y todos los meses del año y es igual a 0,578 m<sup>3</sup>/s. La potencia requerida para esta E.B.A.R. se ha calculado empleando la siguiente formulación:

$$P(kW) = 9,81 * Q (m^3/s) * \frac{h_{mano}(m)}{\eta} = 9,81 * 0,578 * \frac{23,575}{0,85} = 157,26$$

El término  $\eta$  en la formulación anterior hace referencia a la eficiencia media del bombeo y se ha considerado del 85%.

Por tanto, la potencia requerida es igual a 157,26 kW, es decir, 3.774,2 kWh/día y 1,38 GWh/año. De forma que, si consideramos esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

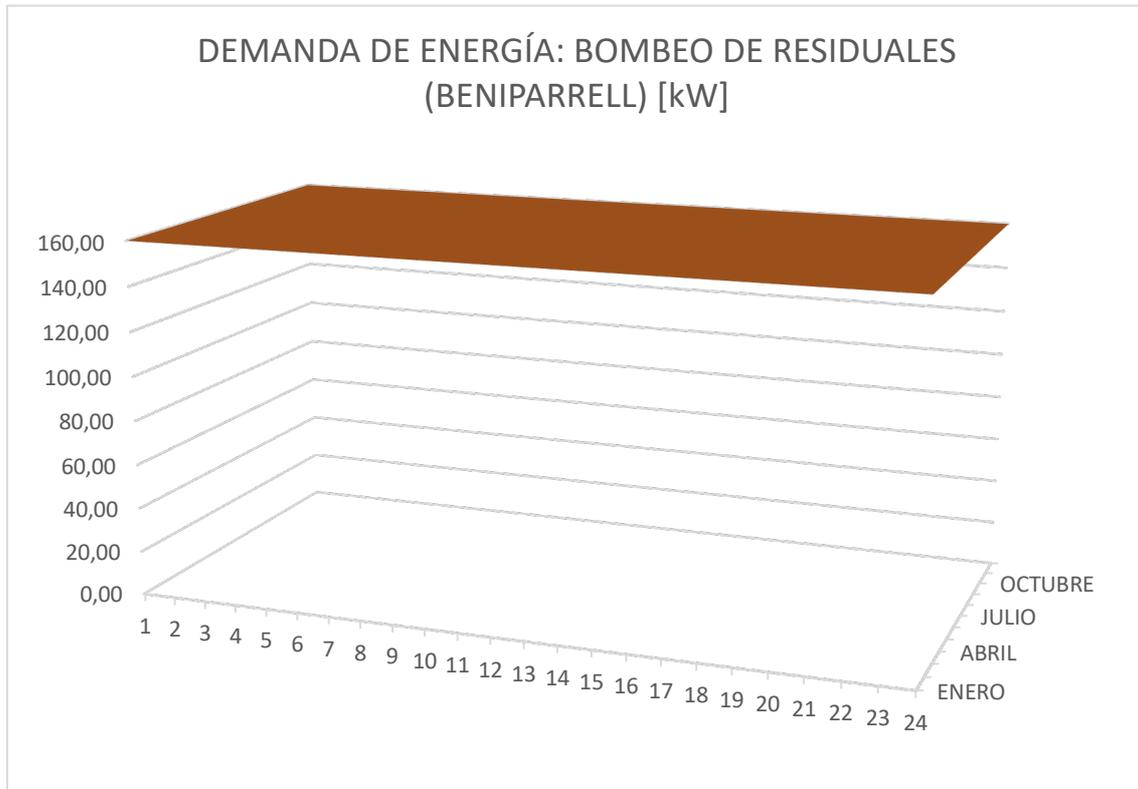


Figura 45. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.

Al igual que en el caso anterior, el dimensionamiento de la instalación solar se realiza mediante los resultados obtenidos en el análisis económico, de forma que

el tamaño final que se determine sea el que consigue una reducción mayor en el coste unitario por metro cúbico bombeado.

Esta instalación es la que presenta una menor demanda energética, por lo que para su dimensionamiento se empleará el inversor que acepta una menor cantidad de potencia (Sunny Tripower Core 1).

En primer lugar, establecemos un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 5 inversores y, dado que cada inversor cuenta con 10 filas en paralelo de 17 paneles conectados en serie, la instalación contaría con 850 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

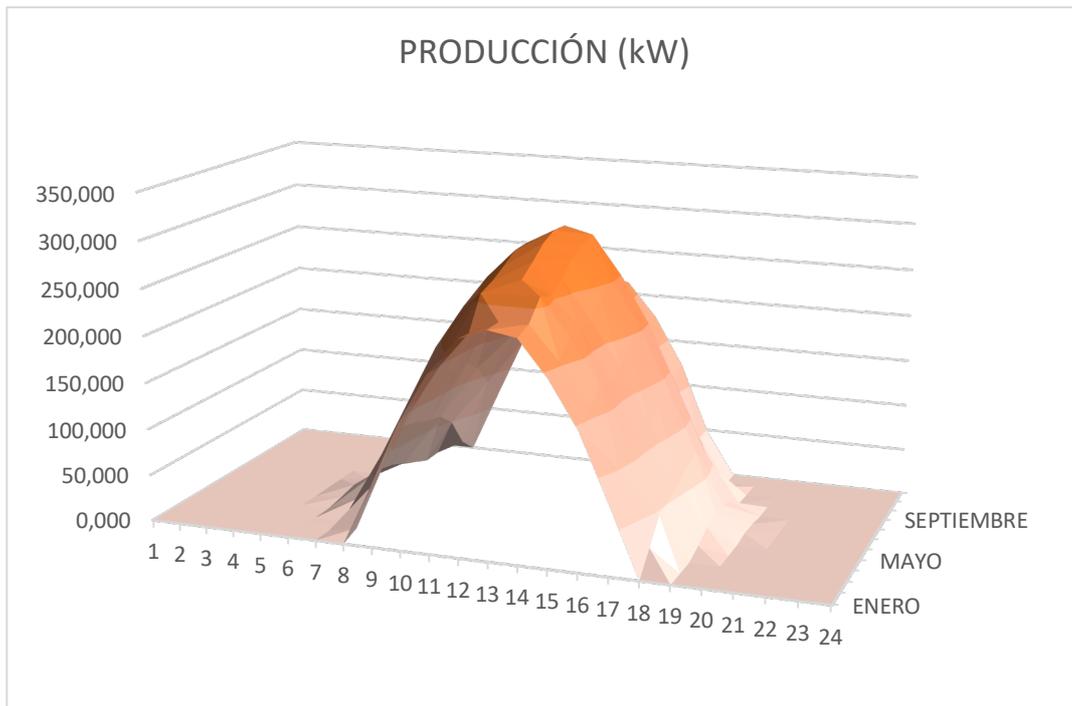


Figura 46. Producción con 850 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 666,3 MWh y la potencia total de la instalación es de 0,429 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

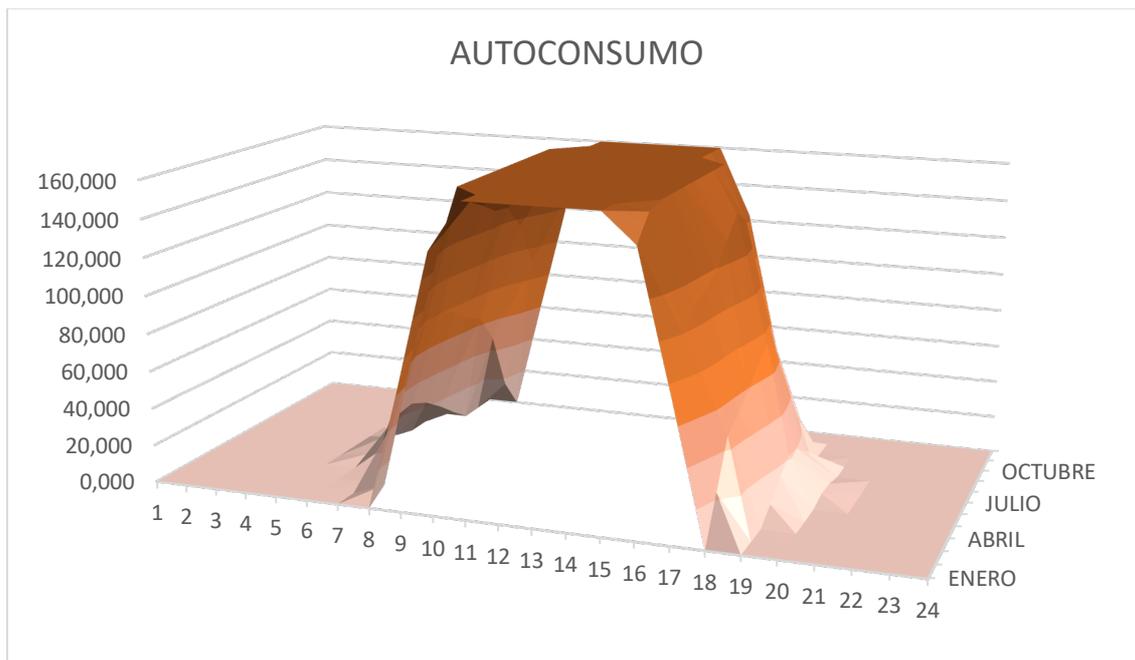


Figura 47. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

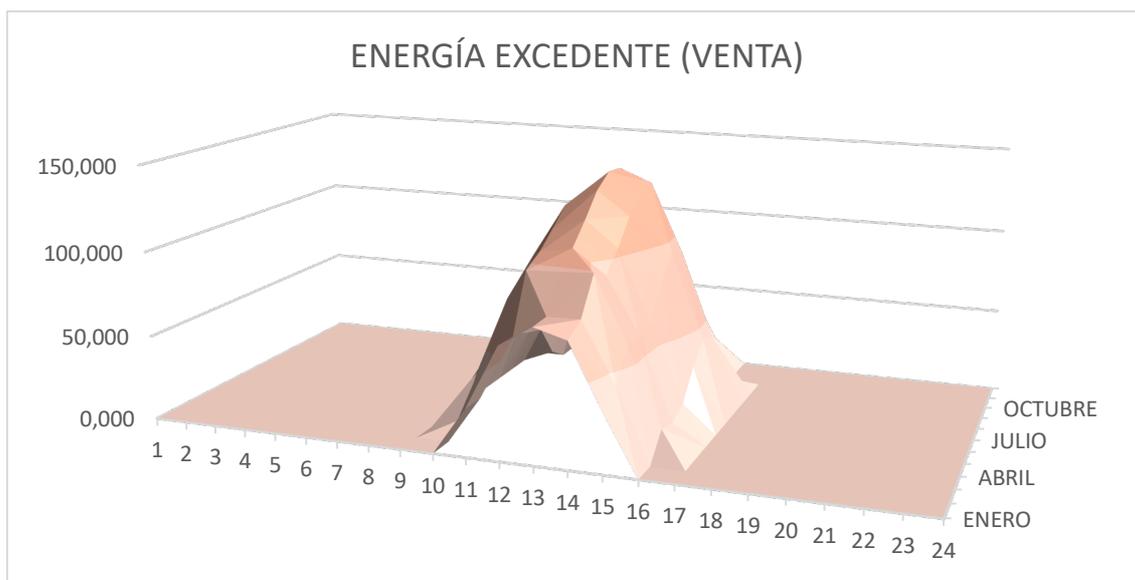


Figura 48. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

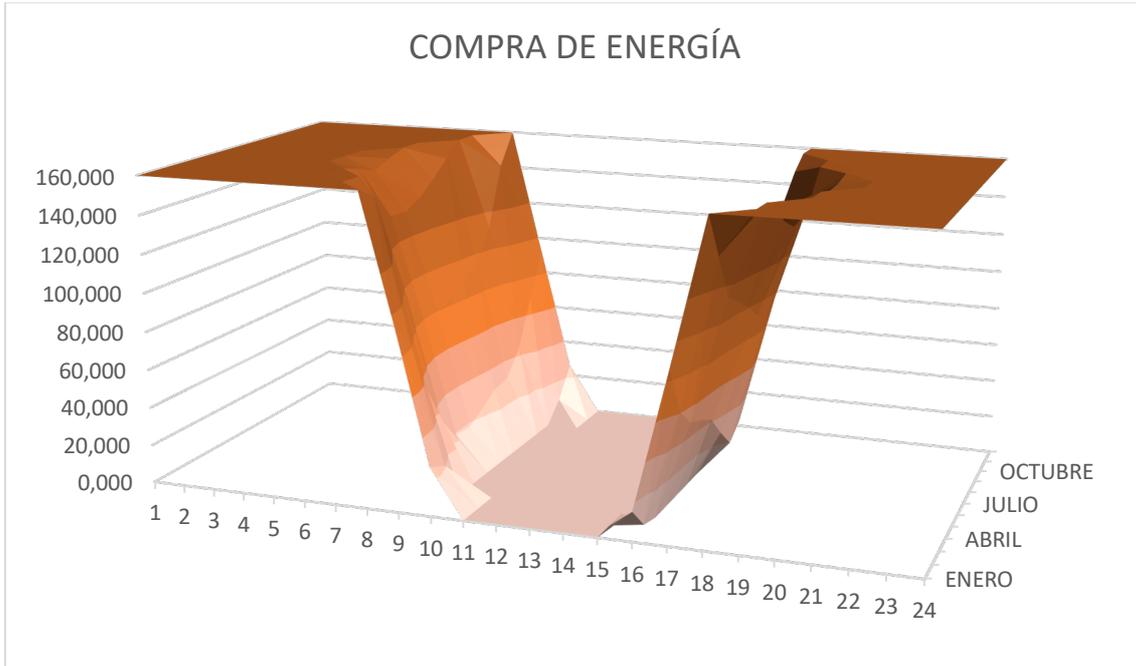


Figura 49. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente elaboración propia.

De forma que de los 666,3 MWh producidos anualmente, 508,79 MWh, es decir, un 76%, se destinan a autoconsumo, 157,5 MWh se venden a la red y es necesario comprar 873,5 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1€}{\text{W}} = 429.250 €$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{429.250 €}{18.000.000 \text{ m}^3 * 25} = 0,00094 €/\text{m}^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{873,5 \text{ MWh} * 120 €/\text{MWh}}{18.000.000 (\text{m}^3/\text{año})} = 0,00573 €/\text{m}^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{4.292,5 €}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,00023 €/\text{m}^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,00094 + 0,00573 + 0,00023 = 0,0069 \text{ €/m}^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

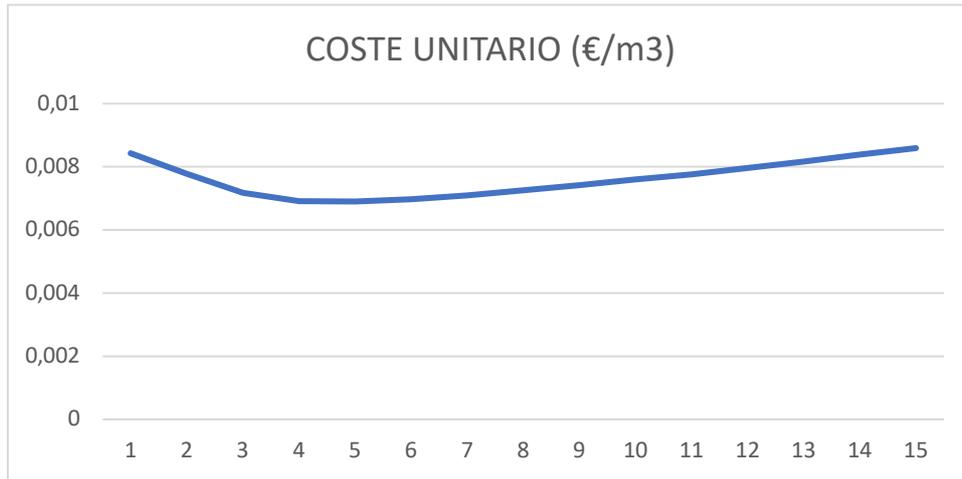


Figura 50. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 5 inversores, es decir, 850 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 157,5 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 8.664,6 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Número de inversores	5
Inversión inicial	429.250,00 €
Costes de operación anuales	4.292,50 €
Ingresos anuales	110.423,03 €
Venta de energía a la red (MWh)	157,54
Autoconsumo (MWh)	508,79
Compra de energía a la red	104.817,39 €

Tabla 7. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

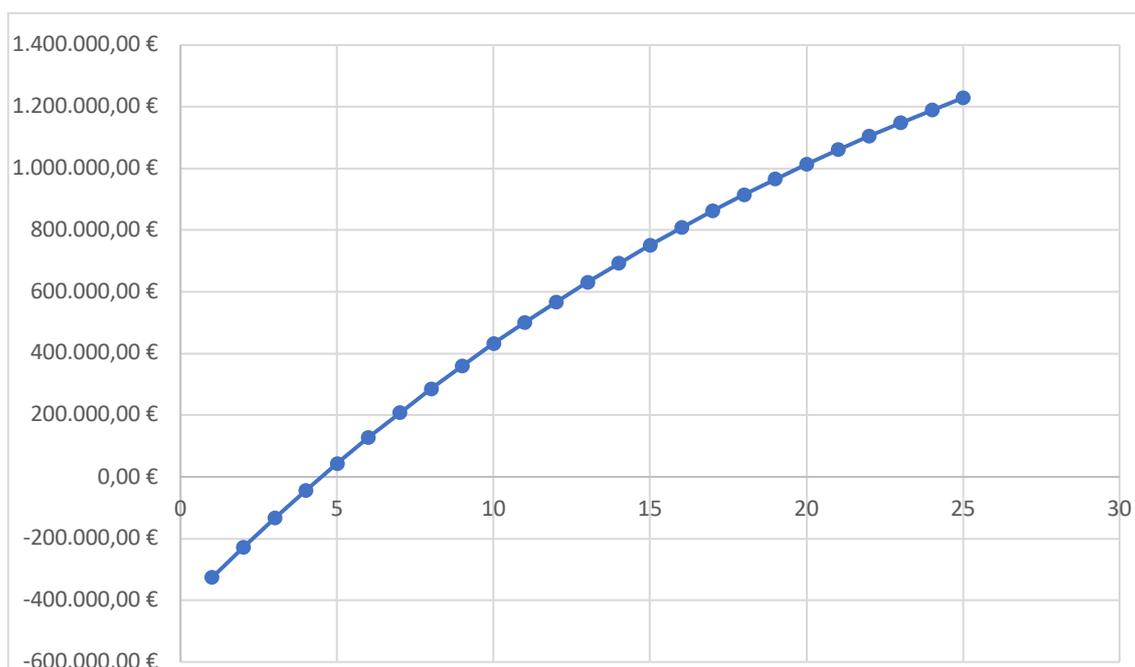


Figura 51. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 20%.

### 5.3.3. Bombeo de aguas regeneradas

La estación de bombeo de aguas regeneradas es la encargada de transportar el volumen de agua depurado hasta el canal Júcar-Túria y una balsa de riego. Debe salvar una altura geométrica igual a 47,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 54,62 m.

En esta alternativa el caudal bombeado es constante a lo largo de todas las horas del día y todos los meses del año y es igual a 0,578 m<sup>3</sup>/s. La potencia requerida para este bombeo se ha calculado empleando la siguiente formulación:

$$P(kW) = 9,81 * Q (m^3/s) * \frac{h_{mano}(m)}{\eta} = 9,81 * 0,578 * \frac{54,62}{0,85} = 364,39$$

Por tanto, la potencia requerida es igual a 364,39 kW, es decir, 8.745,4 kWh/día y 3,2 GWh/año. De forma que, si consideramos esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

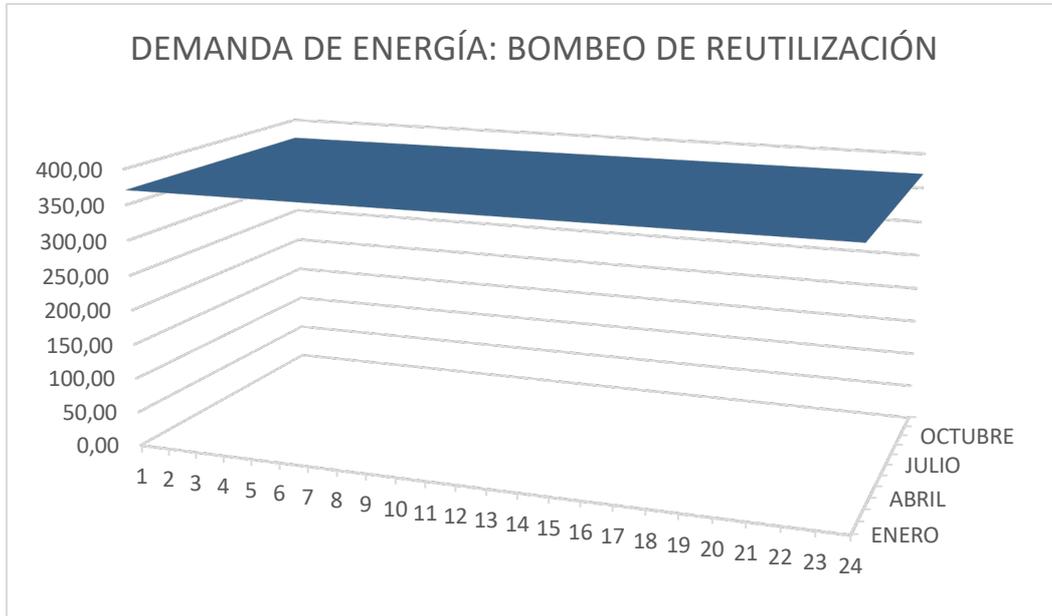


Figura 52. Demanda energética de la estación de bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.

Al igual que en el caso anterior, el dimensionamiento de la instalación solar se realiza mediante los resultados obtenidos en el análisis económico, de forma que el tamaño final que se determine sea el que consigue una reducción mayor en el coste unitario por metro cúbico bombeado.

Esta instalación tiene una demanda energética de 3,2 GWh/año, por lo que se ha optado por emplear el inversor mayor (Sunny Highpower 150-20).

En primer lugar, establecemos un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 4 inversores y, dado que cada inversor cuenta con 15 filas en paralelo de 27 paneles conectados en serie, la instalación contaría con 1.620 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

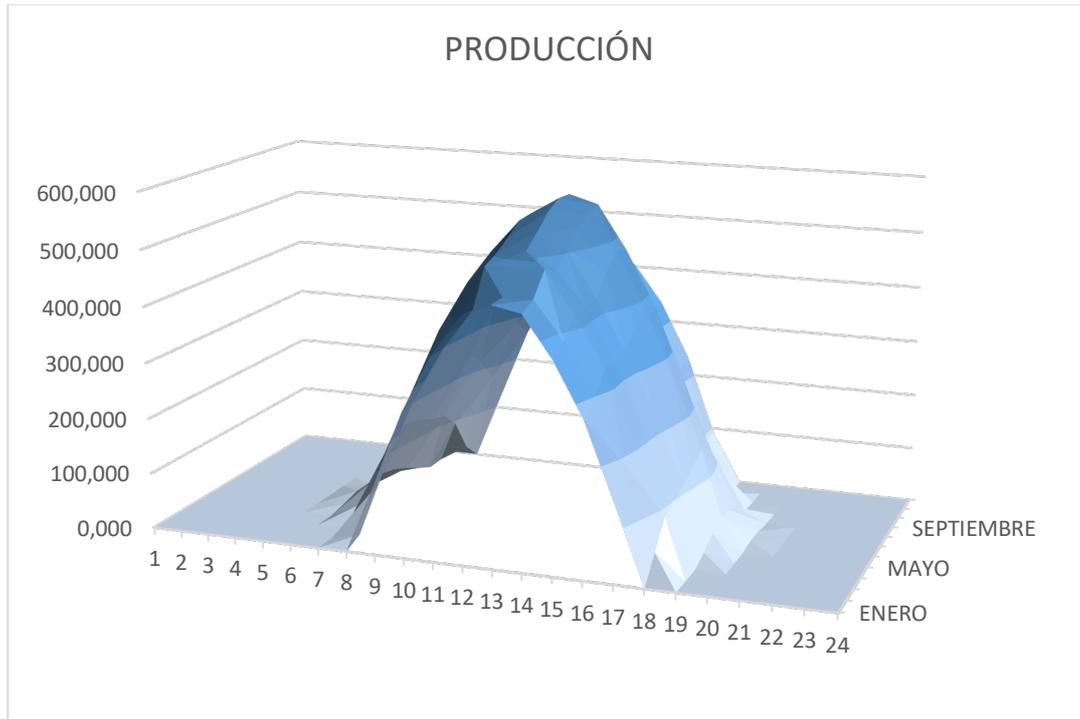


Figura 53. Producción con 1.620 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 1.269,9 MWh y la potencia total de la instalación es de 0,818 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

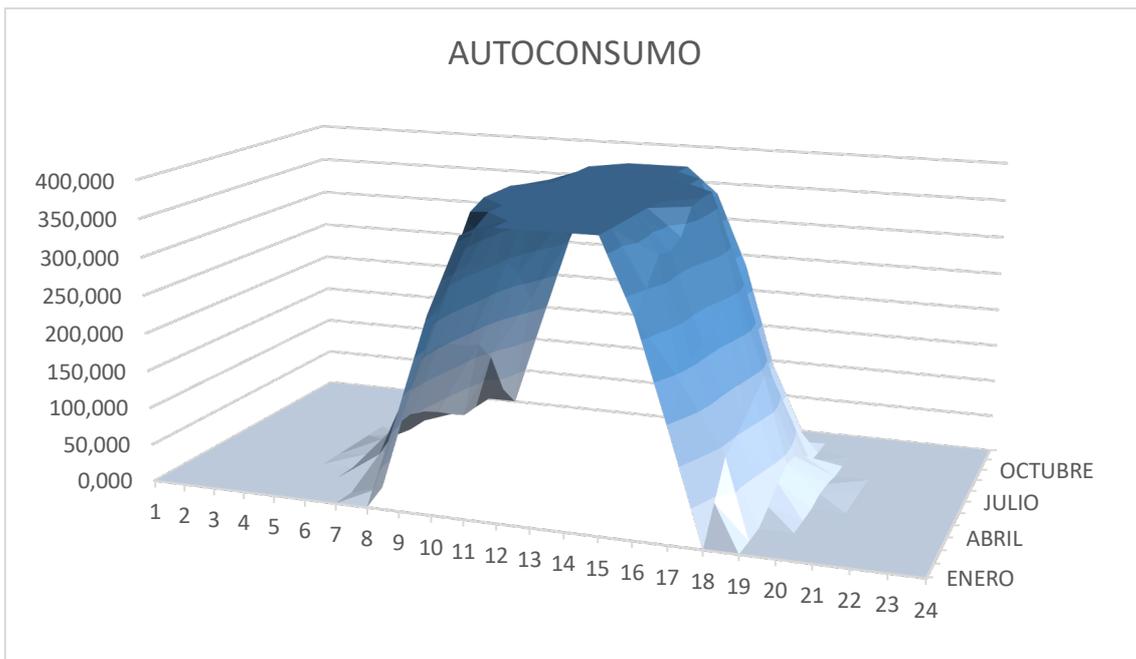


Figura 54. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

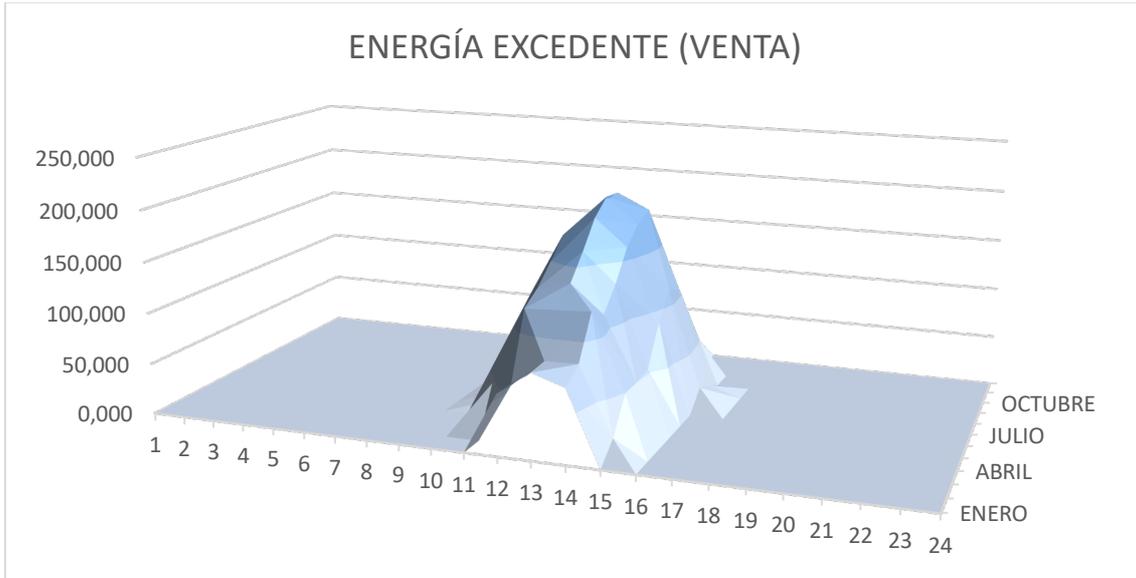


Figura 55. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

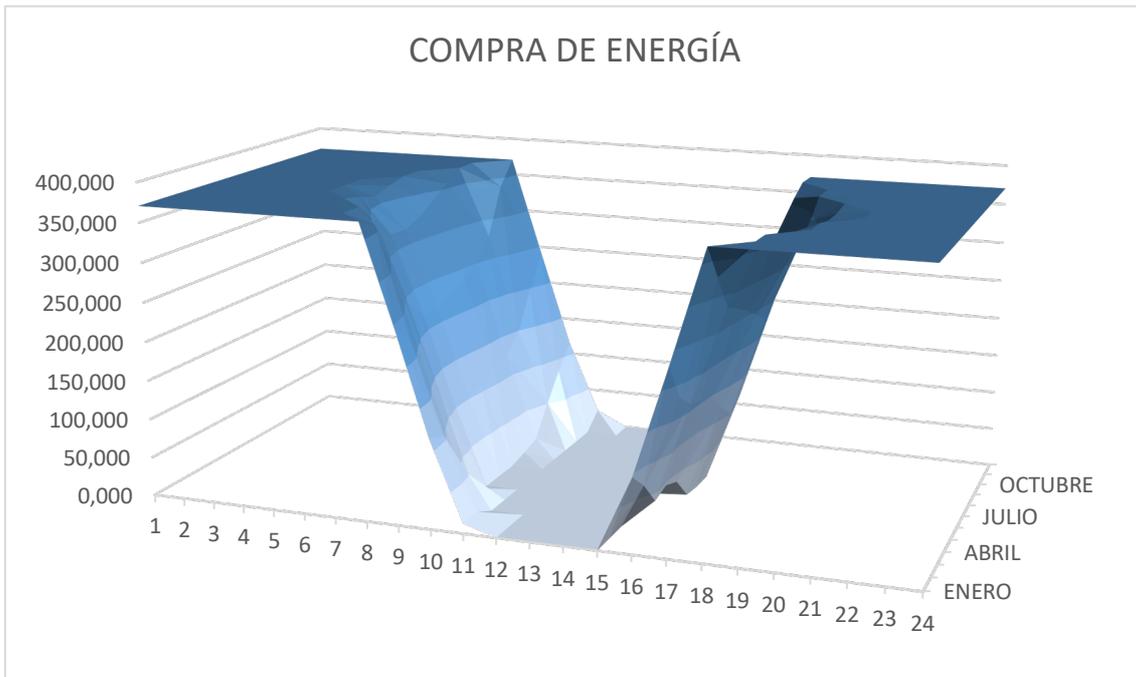


Figura 56. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.

De forma que de los 1.269,9 MWh producidos anualmente, 1.105,1 MWh, es decir, un 87%, se destinan a autoconsumo, 164,8 MWh se venden a la red y es necesario comprar 2.097,7 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1€}{\text{W}} = 818.100 €$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{818.100 €}{18.000.000 \text{ m}^3 * 25} = 0,00179 €/\text{m}^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3/\text{año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{2.097,7 \text{ MWh} * 120 €/\text{MWh}}{18.000.000 (\text{m}^3/\text{año})} = 0,01376 €/\text{m}^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3/\text{año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{8.181 €}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,00045 €/\text{m}^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,00179 + 0,01376 + 0,00045 = 0,016 €/\text{m}^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

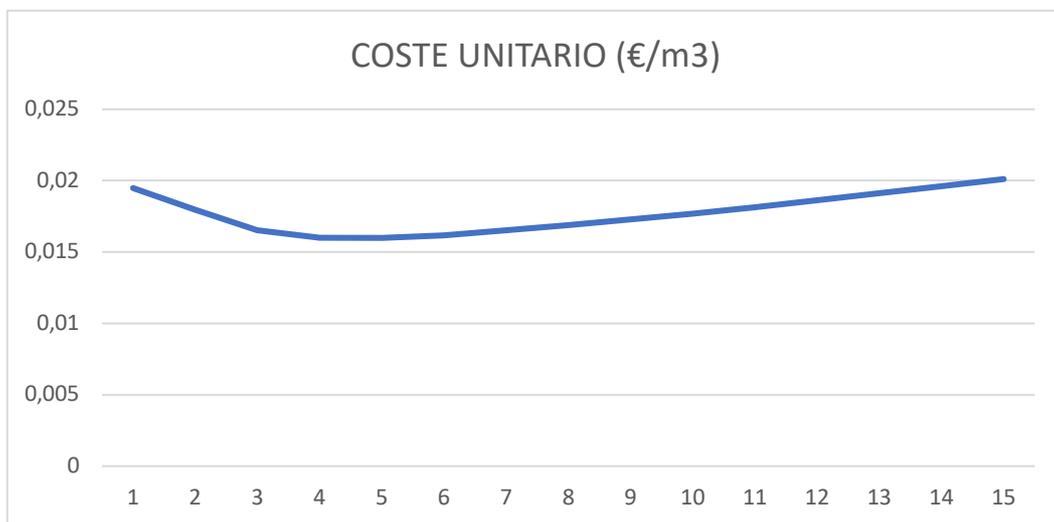


Figura 57. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 4 inversores, es decir, 1.620 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En

el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 164,8 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 9.067,9 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Número de inversores	4
Inversión inicial	818.100,00 €
Costes de operación anuales	8.181,00 €
Ingresos anuales	230.083,42 €
Venta de energía a la red (MWh)	164,87
Autoconsumo (MWh)	1105,08
Compra de energía a la red	251.729,11 €

Tabla 8. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

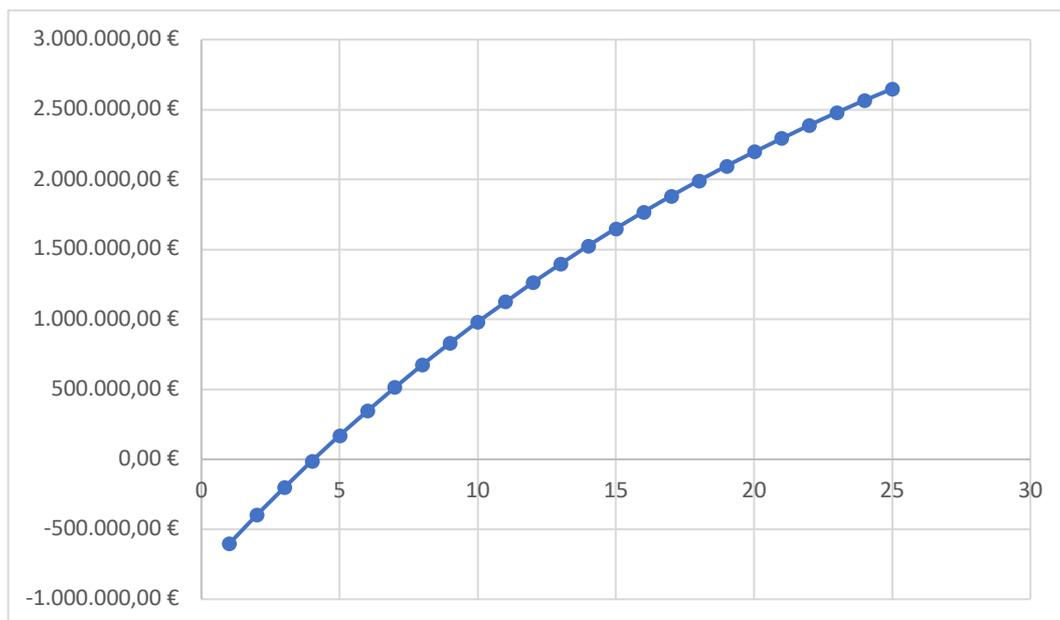


Figura 58. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 22%.

## 5.4. ALTERNATIVA 2

En esta alternativa se contempla la disposición de una instalación solar fotovoltaica para cada una de las instalaciones: EDAR y bombes. El estudio contempla la conexión a la red para las instalaciones solares fotovoltaicas, por lo que estas podrán volcar a la red la energía excedente y comprar a la red la energía cuando sea necesario. No obstante, a diferencia de lo estudiado en la alternativa anterior, en esta se plantea una curva de demanda energética para la estación de bombeo de aguas residuales de Beniparrell y la estación de bombeo de aguas regeneradas que aproveche en mayor medida la energía producida en la instalación solar fotovoltaica y compre la energía a la red en las horas en las que esta es más económica (tarifa P6) mayoritariamente.

Puesto que la demanda energética de las estaciones de bombeo no es constante, durante unas horas se bombeará un mayor caudal que durante otras y existirán horas en las que no se bombee nada. Por tanto, es necesario construir un tanque de regulación de caudal para cada uno de los bombes que permita el correcto funcionamiento de estos.

Teniendo en cuenta que el caudal medio diario es igual a 0,578 m<sup>3</sup>/s y que la estación de bombeo funcionará solamente de 00:00 a 19:00, con el siguiente esquema de funcionamiento:

0:00	0,499
1:00	0,7485
2:00	0,998
3:00	0,998
4:00	0,998
5:00	0,7485
6:00	0,7485
7:00	0,499
8:00	0,1996
9:00	0,499
10:00	0,7485
11:00	0,998
12:00	0,998
13:00	0,998
14:00	0,998
15:00	0,998
16:00	0,7485
17:00	0,499
18:00	0,1996
19:00	0
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0

Tabla 9. Caudal (m<sup>3</sup>/s) bombeado. Fuente: elaboración propia.

El volumen máximo acumulado se produce desde las 17:00 hasta la 01:00 y es igual a 12.634,68 m<sup>3</sup>. Por tanto, se requiere de la construcción de un tanque de regulación de caudal de 75mx75mx3m (coeficiente de seguridad=1,3). El coste de construcción de este se ha estimado en un total de 810.000 € (Riba Genesà, Esteve, 2005) y se ha añadido en el término de inversión inicial.

Para la valoración económica se han empleado las mismas hipótesis que en la alternativa 1 para el cálculo económico de la inversión inicial y de los costes operacionales de la instalación:

- Coste de los módulos solares: 0,3 €/W instalado
- Coste de los inversores: 0,1 €/W instalado
- Coste de instalación y montaje: 0,35 €/W instalado
- Coste del terreno: 0,1 €/W instalado
- Costes generales y beneficio industrial: 0,15 €/W instalado

De forma que el coste total de la instalación será igual a 1 €/W instalado. Por otra parte, se han estimado los costes operacionales y de mantenimiento como un 1% del valor total de la instalación y se ha empleado un valor de la tasa de descuento del 4 %.

Cabe destacar que los resultados obtenidos en la alternativa 1 para la E.D.A.R. del Pla se mantienen iguales en esta alternativa 2, puesto que la curva de demanda energética de la depuradora se ha considerado como constante de nuevo, ya que es necesario para el óptimo funcionamiento de la estación depuradora.

#### 5.4.1.E.D.A.R. del Pla

La estación depuradora de aguas residuales objeto de estudio contará con un caudal de depuración de 18 hm<sup>3</sup>/año y servirá a un total de 250.000 habitantes equivalentes. A partir de los datos expuestos en el “Estudio de Prospectiva: Consumo energético en el sector del agua” llevado a cabo por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se considera que para una EDAR que da servicio a un caudal de 250.000 habitantes equivalentes se debe considerar una potencia requerida por habitante igual a 2,5 W.

Por tanto, la potencia requerida por la planta depuradora es igual a 625 kW, es decir, 15.000 kWh/día y 5,4 GWh/año. De forma que, si consideramos la esta demanda constante a lo largo del día y en los diferentes meses del año, obtenemos la siguiente curva de demanda:

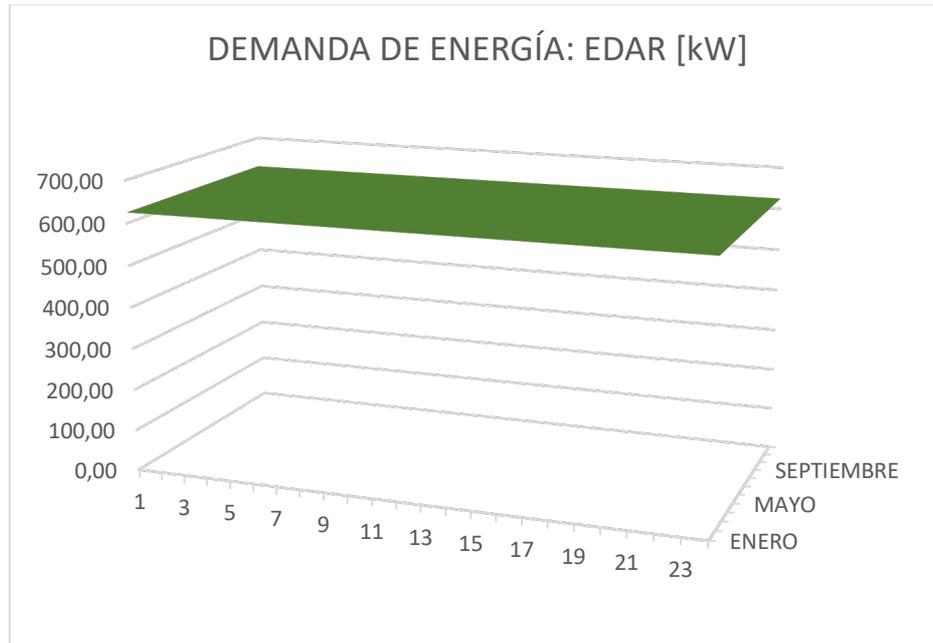


Figura 59. Demanda energética de la EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.

Para el dimensionamiento de la instalación solar se ha realizado un análisis económico, de forma que se determina el tamaño final de la instalación en función del resultado de este análisis.

Dado que esta instalación es la que tiene una mayor demanda energética de las tres, utilizaremos para su dimensionamiento el inversor que acepta una mayor cantidad de potencia y, por tanto, una mayor cantidad de paneles solares (Sunny Highpower 150-20).

En primer lugar, se establece un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 7 inversores. Dado que cada inversor cuenta con 15 filas de 27 paneles, en total, la instalación contaría con 2.835 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

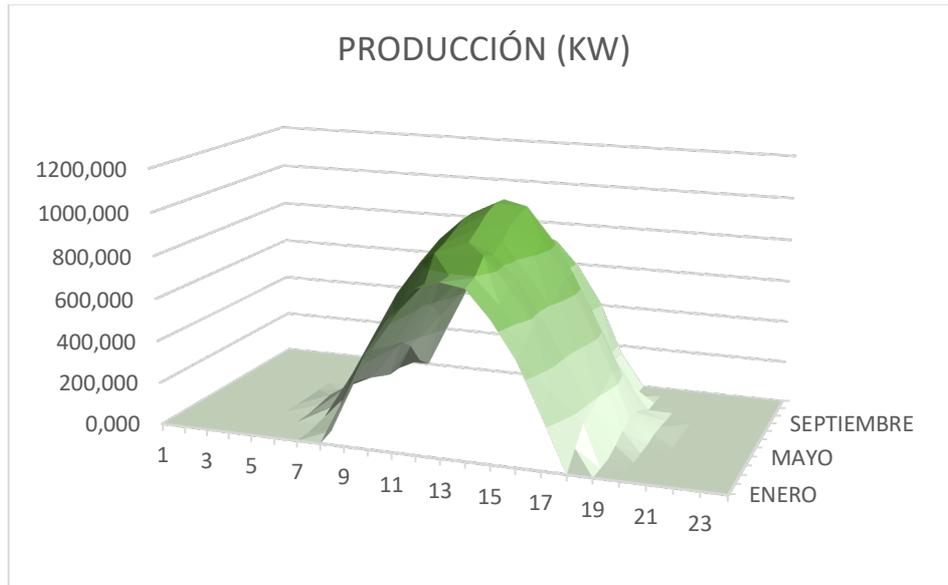


Figura 60. Producción con 2.835 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 2222,4 MWh y la potencia total de la instalación es de 1,4 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

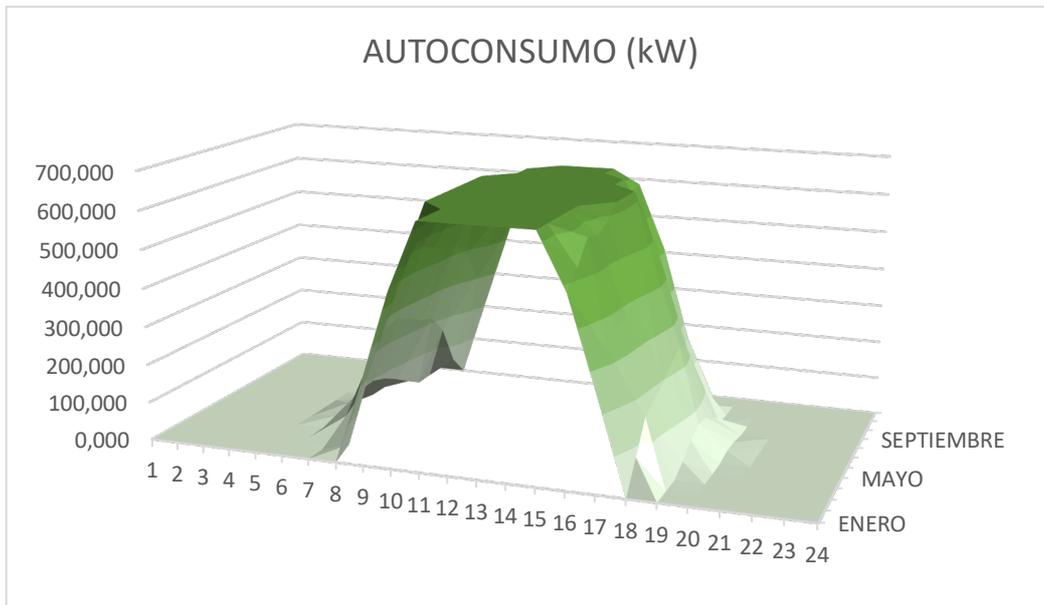


Figura 61. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

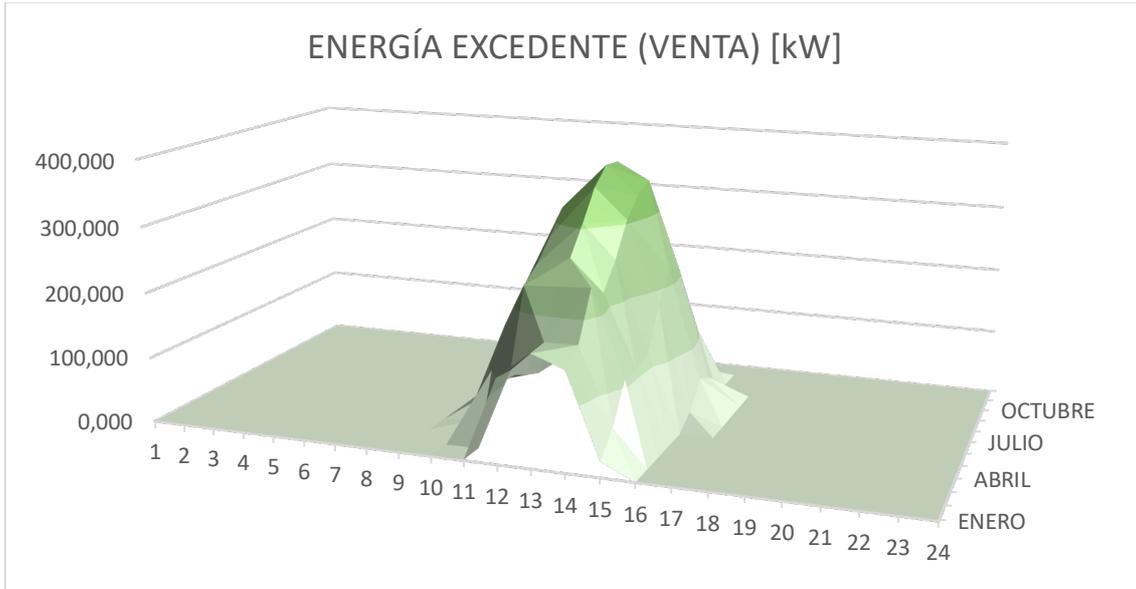


Figura 62. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

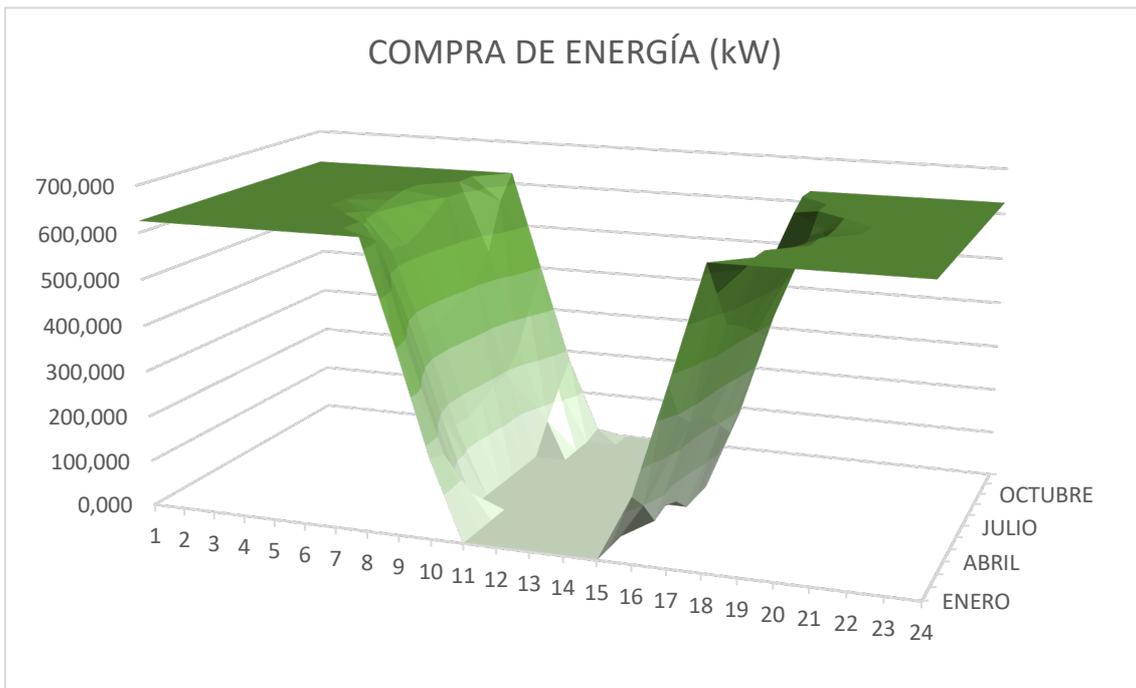


Figura 63. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.

De forma que de los 2.222,4 MWh producidos anualmente, 1.889,95 MWh, es decir, un 85%, se destinan a autoconsumo, 332,4 MWh se venden a la red y es necesario comprar 3.510 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\begin{aligned} & \text{Coste unitario de la inversión inicial} \\ & = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}} \end{aligned}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1\text{€}}{\text{W}} = 1.431.675 \text{ €}$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{1.431.675 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3 * 25} = 0,00313 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{3510 \text{ MWh} * 120 \text{ €/MWh}}{18.000.000 \text{ (m}^3\text{/año)}} = 0,02301 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{14.316,7 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,0008 \text{ €/m}^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,00313 + 0,02301 + 0,0008 = 0,02694 \text{ €/m}^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

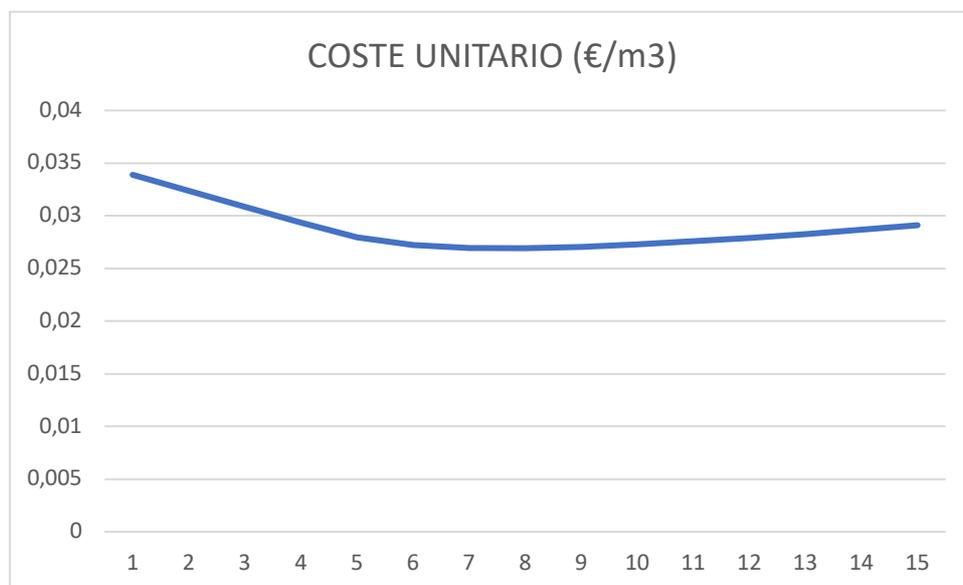


Figura 64. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 7 inversores, es decir, 2.835 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 332,4 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 18.285,2 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Inversión inicial	1.431.675,00 €
Costes de operación anuales	14.316,75 €
Ingresos anuales	396.275,50 €
Venta de energía a la red (MWh)	332,46
Autoconsumo (MWh)	1889,95
Compra de energía a la red	421.205,83 €

Tabla 10. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

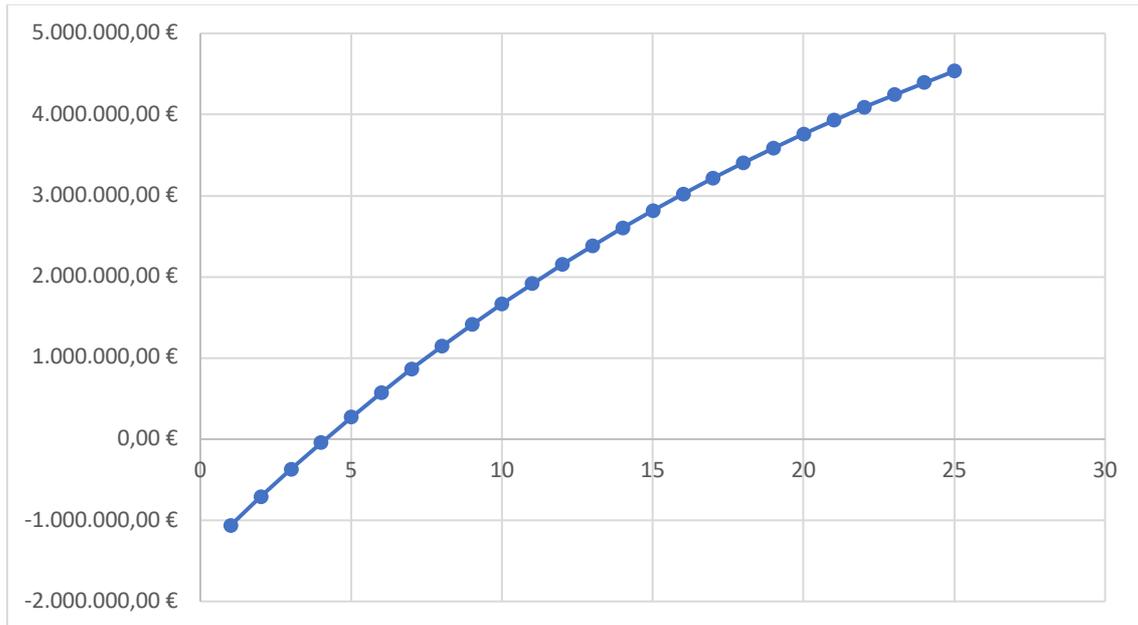


Figura 65. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 22%.

#### 5.4.2.E.B.A.R. de Beniparrell

La estación de bombeo de aguas residuales de Beniparrell es la encargada de transportar el agua residual recogida por el colector oeste hasta la planta depuradora. Debe salvar una altura geométrica igual a 20,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 23,575 m.

En esta alternativa el caudal bombeado no es constante a lo largo del día por lo que la potencia requerida para esta E.B.A.R. varía en función de la hora.

Por tanto, la demanda energética se concentra en aquellas horas en las que se requiere bombear un caudal mayor y disminuye cuando se bombea menor caudal y/o cuando el bombeo no funciona.

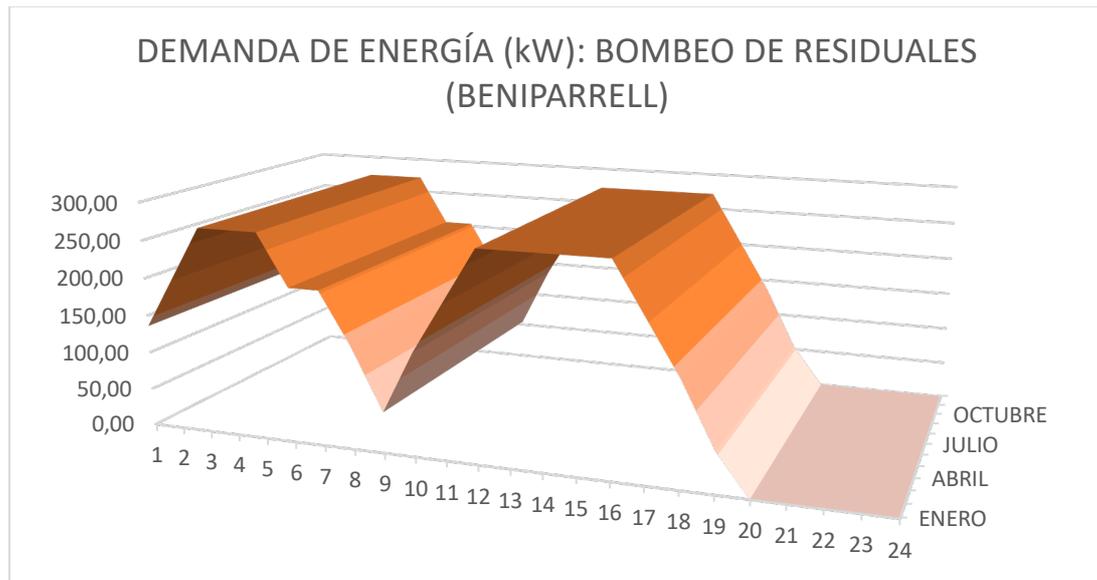


Figura 66. Demanda energética de la EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.

De esta manera se obtienen dos picos de demanda, uno que coincide con las horas en las que se aplica la tarifa nocturna P6 y otro que coincide con las horas de mayor producción solar fotovoltaica. En ambos, la potencia requerida es de 271,54 kW y la demanda energética anual alcanza los 1,38 GWh/año.

Al igual que en la alternativa 1, el dimensionamiento de la instalación solar se realiza mediante los resultados obtenidos en el análisis económico, de forma que el tamaño final que se determine sea el que consigue una reducción mayor en el coste unitario por metro cúbico bombeado.

Esta instalación es la que presenta una menor demanda energética, por lo que para su dimensionamiento se empleará el inversor que acepta una menor cantidad de potencia (Sunny Tripower Core 1).

En primer lugar, establecemos un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 6 inversores y, dado que cada inversor cuenta con 10 filas en paralelo de 17 paneles conectados en serie, la instalación contaría con 1.020 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

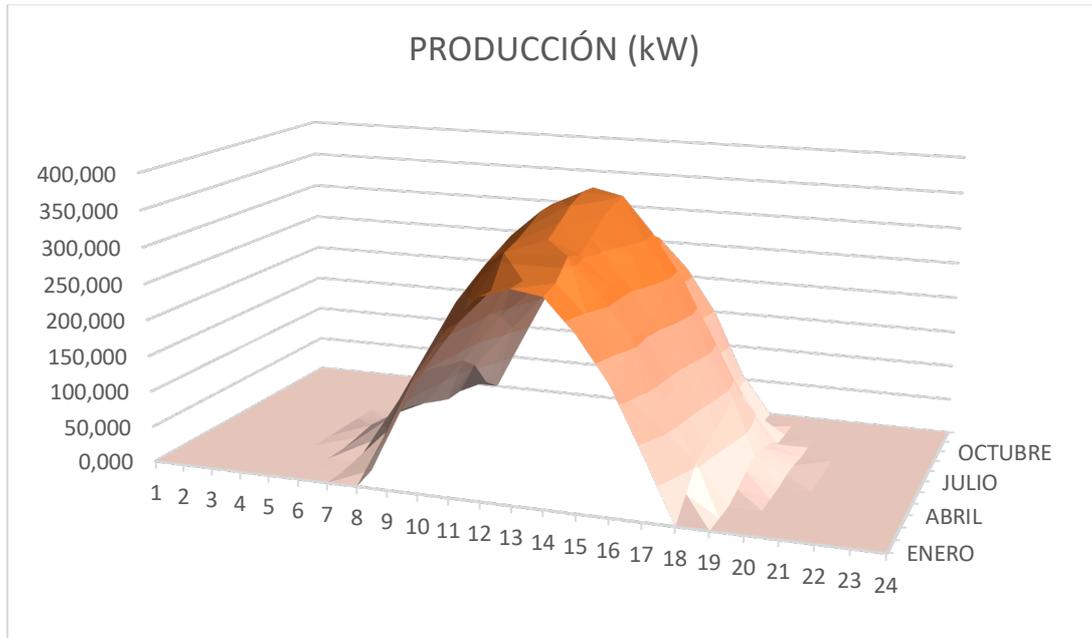


Figura 67. Producción con 1.020 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 799,6 MWh y la potencia total de la instalación es de 0,515 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

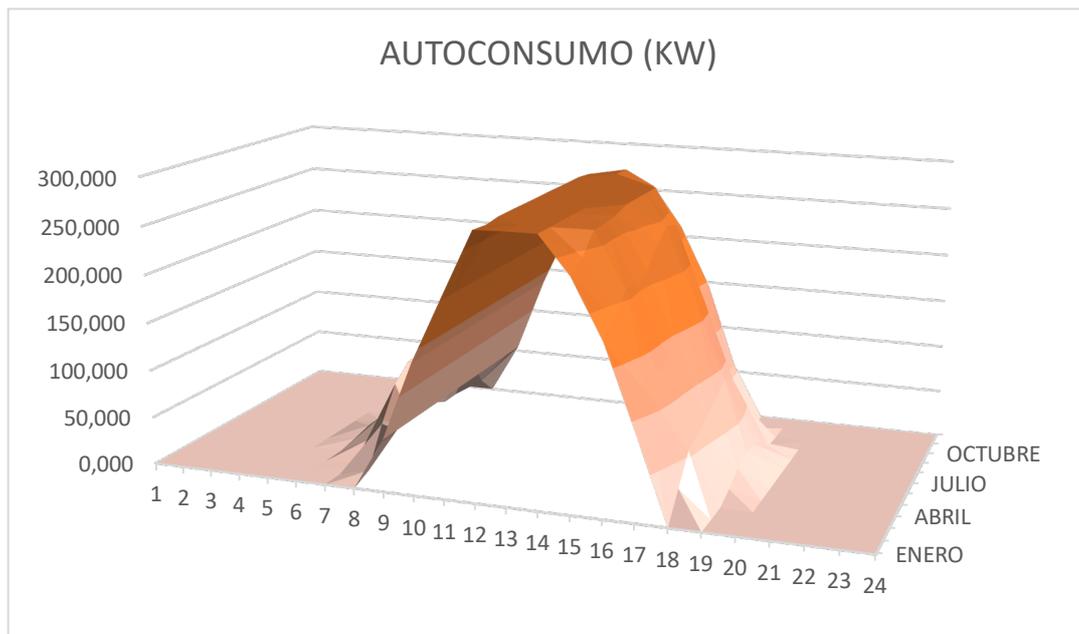


Figura 68. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

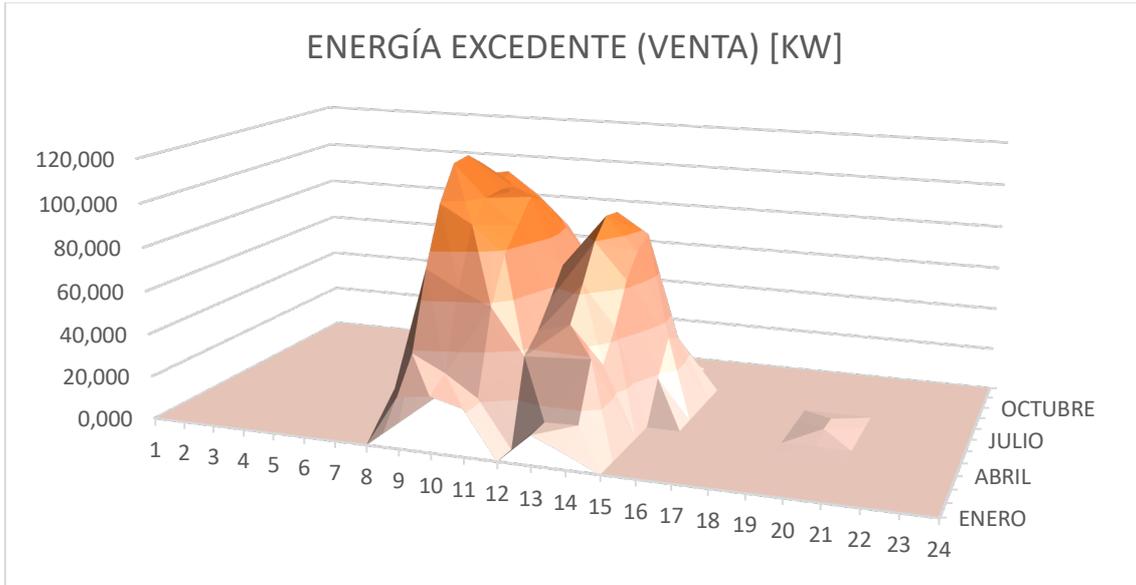


Figura 69. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

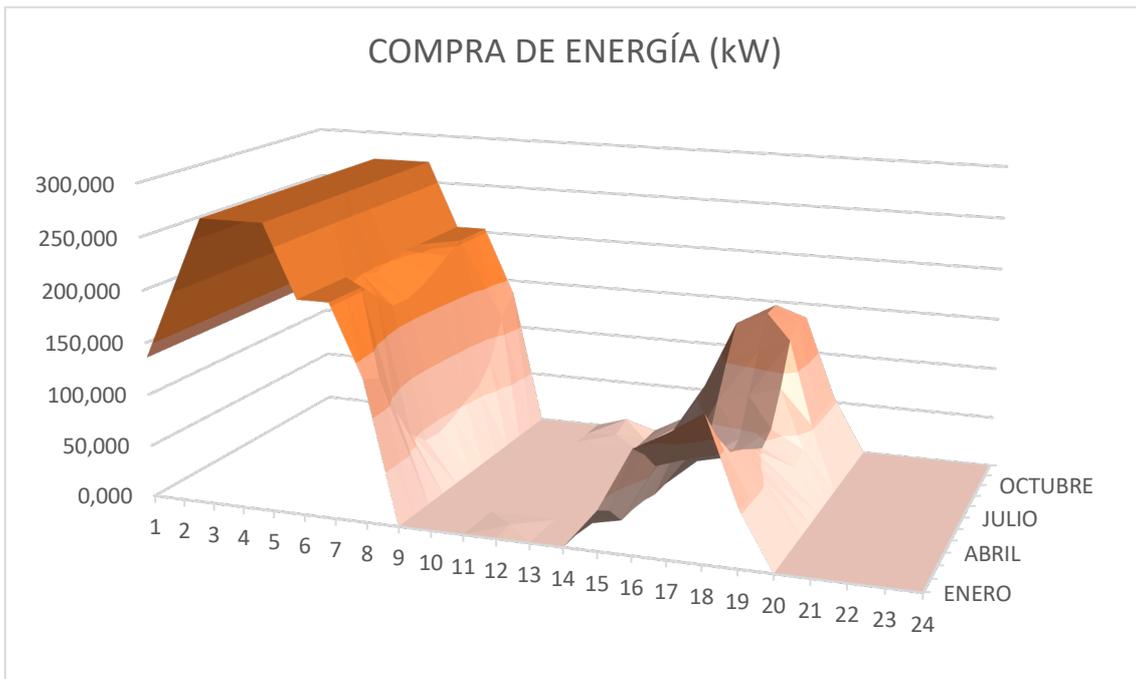


Figura 70. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.

De forma que de los 799,6 MWh producidos anualmente, 680,8 MWh, es decir, un 85%, se destinan a autoconsumo, 118,8 MWh se venden a la red y es necesario comprar 702,4 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1€}{W} = 1.325.100 €$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{1.325.100 €}{18.000.000 m^3 * 25} = 0,0029 €/m^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{702,4 MWh * 120 €/MWh}{18.000.000 (m^3/año)} = 0,00461 €/m^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{13.251 €}{18.000.000 m^3} = 0,00074 €/m^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,0029 + 0,00461 + 0,00074 = 0,00824 €/m^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

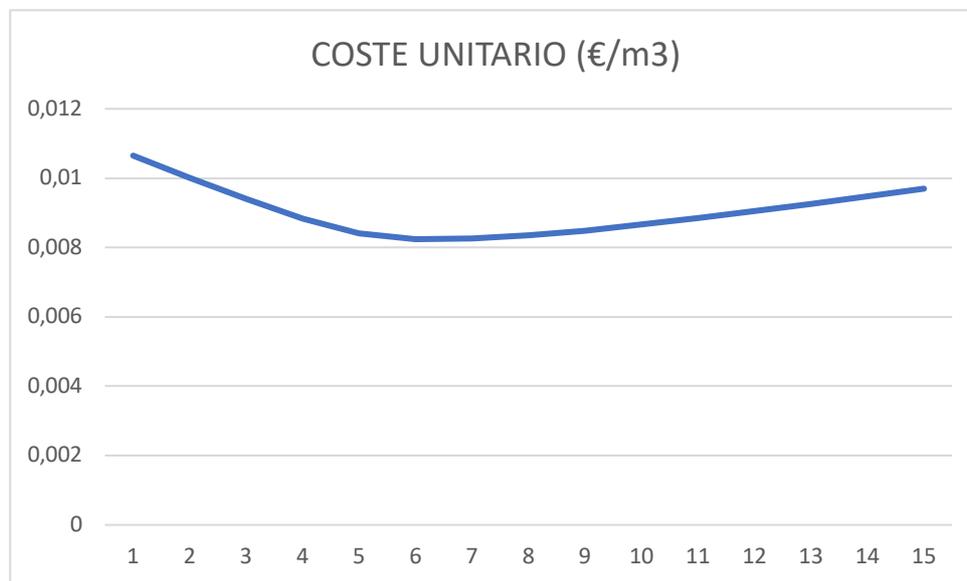


Figura 71. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 6 inversores, es decir, 1.020 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En

el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 118,8 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 6.534,8 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Número de inversores	6
Inversión inicial	1.325.100,00 €
Costes de operación anuales	13.251,00 €
Ingresos anuales	142.691,39 €
Venta de energía a la red (MWh)	118,81
Autoconsumo (MWh)	680,78
Compra de energía a la red	84.292,47 €

Tabla 11. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

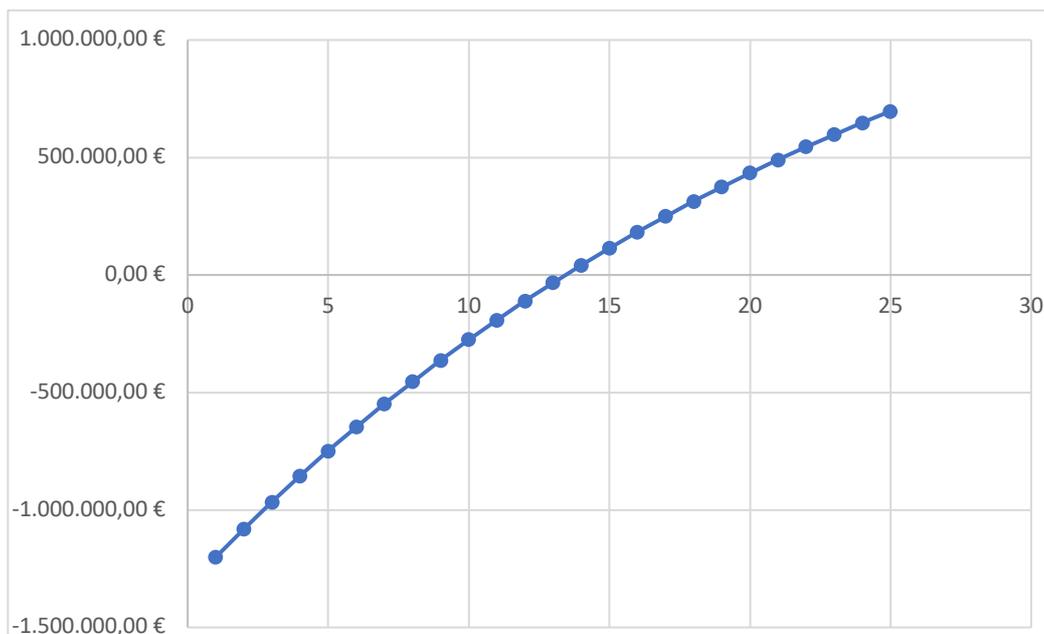


Figura 72. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 4%.

### 5.4.3. Bombeo de aguas regeneradas

La estación de bombeo de aguas regeneradas es la encargada de transportar el volumen de agua depurado hasta el canal Júcar-Túria y una balsa de riego. Debe salvar una altura geométrica igual a 47,5 m que, considerando unas pérdidas del 15%, se traduce en una altura manométrica igual a 54,62 m.

En esta alternativa el caudal bombeado no es constante a lo largo del día por lo que la potencia requerida para esta E.B.A.R. varía en función de la hora.

Por tanto, la demanda energética se concentra en aquellas horas en las que se requiere bombear un caudal mayor y disminuye cuando se bombea menor caudal y/o cuando el bombeo no funciona.

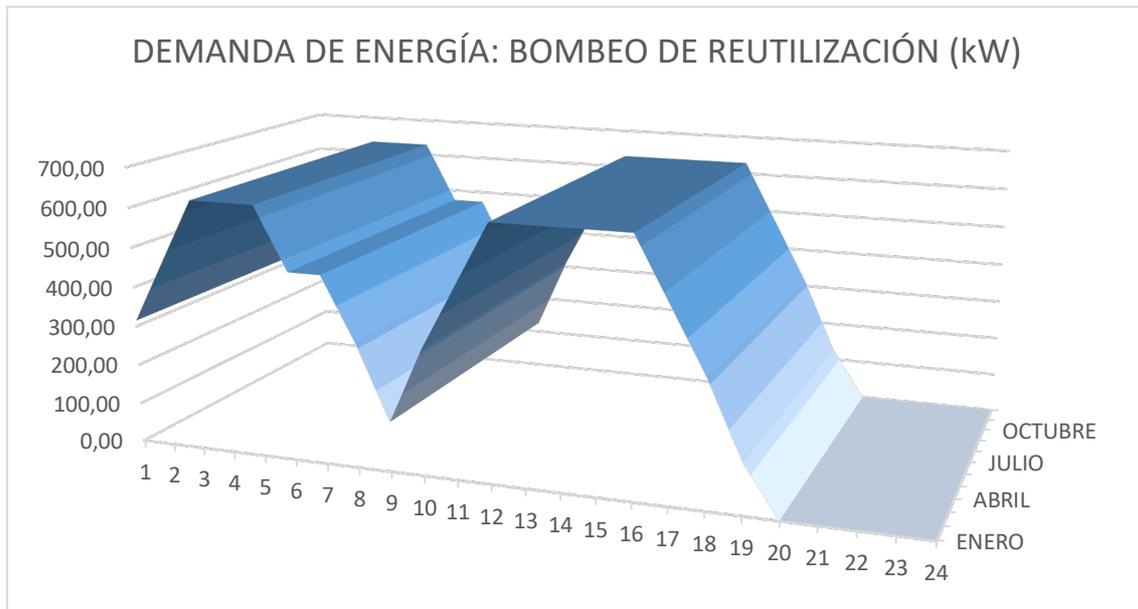


Figura 73. Demanda energética del bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.

De esta manera se obtienen dos picos de demanda, uno que coincide con las horas en las que se aplica la tarifa nocturna P6 y otro que coincide con las horas de mayor producción solar fotovoltaica. En ambos, la potencia requerida es de 629,18 kW y la demanda energética anual alcanza los 3,21 GWh/año.

Al igual que en la alternativa 1, el dimensionamiento de la instalación solar se realiza mediante los resultados obtenidos en el análisis económico, de forma que el tamaño final que se determine sea el que consigue una reducción mayor en el coste unitario por metro cúbico bombeado.

Esta instalación tiene una demanda energética de 3,2 GWh/año, por lo que se ha optado por emplear el inversor mayor (Sunny Highpower 150-20).

En primer lugar, establecemos un tamaño cualquiera para la instalación, por ejemplo 6 inversores y, dado que cada inversor cuenta con 15 filas en paralelo de 27 paneles conectados en serie, la instalación contaría con 2.430 paneles y tendría la siguiente curva de producción.

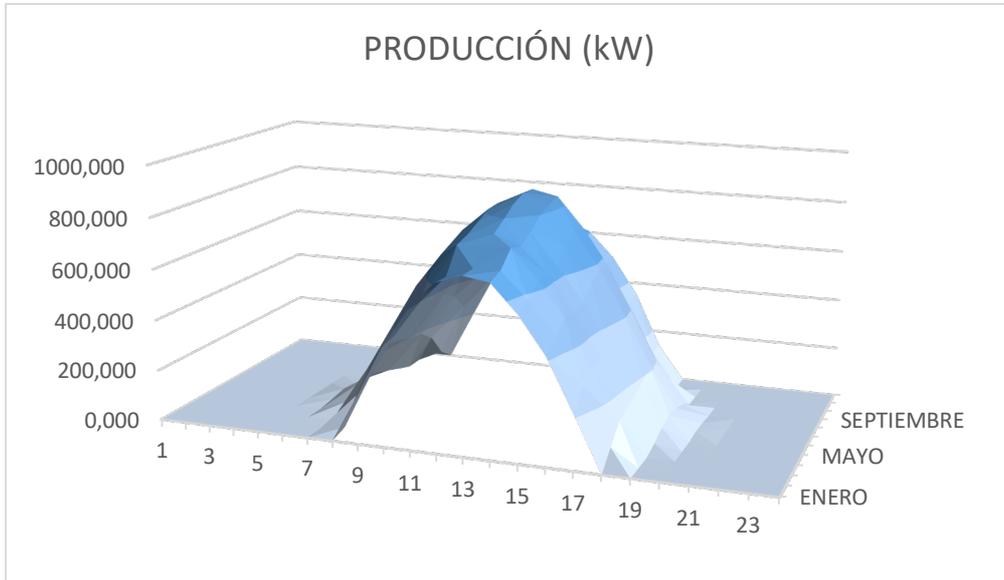


Figura 74. Producción con 2.430 paneles. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar la producción alcanza los valores máximos en los meses centrales del año y las horas centrales del día, meses en los que se extiende durante una mayor cantidad de horas. La producción total anual es de 1.904,9 MWh y la potencia total de la instalación es de 1,227 MW.

Como resultado de la comparación entre la curva de demanda y de producción se obtienen los valores de energía destinada a autoconsumo, venta y de la energía que debe ser comprada a la red.

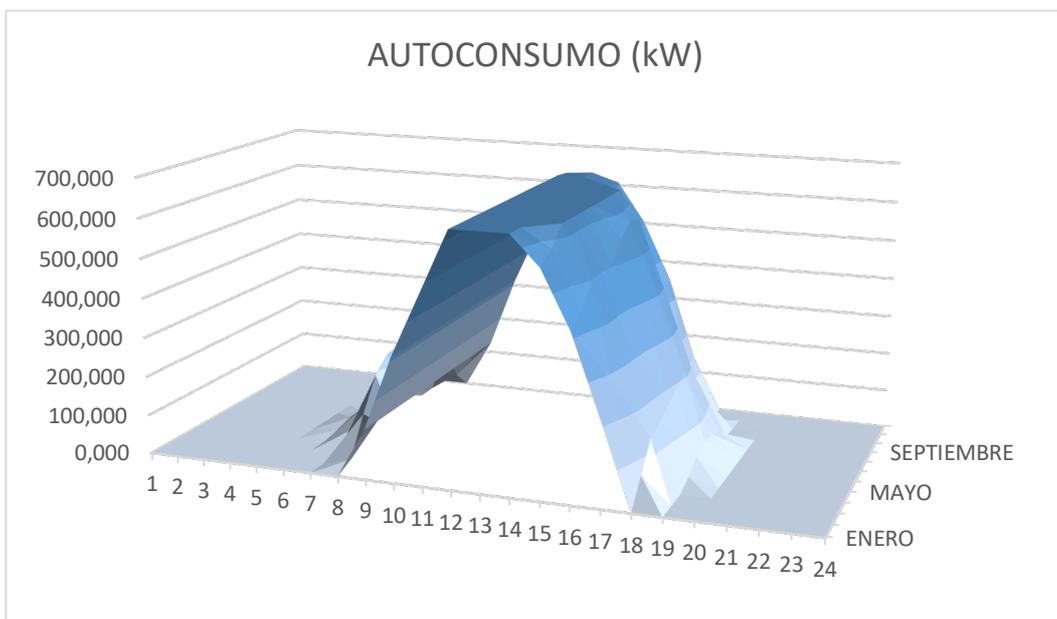


Figura 75. Parte de la energía producida destinada al autoconsumo. Fuente: elaboración propia.

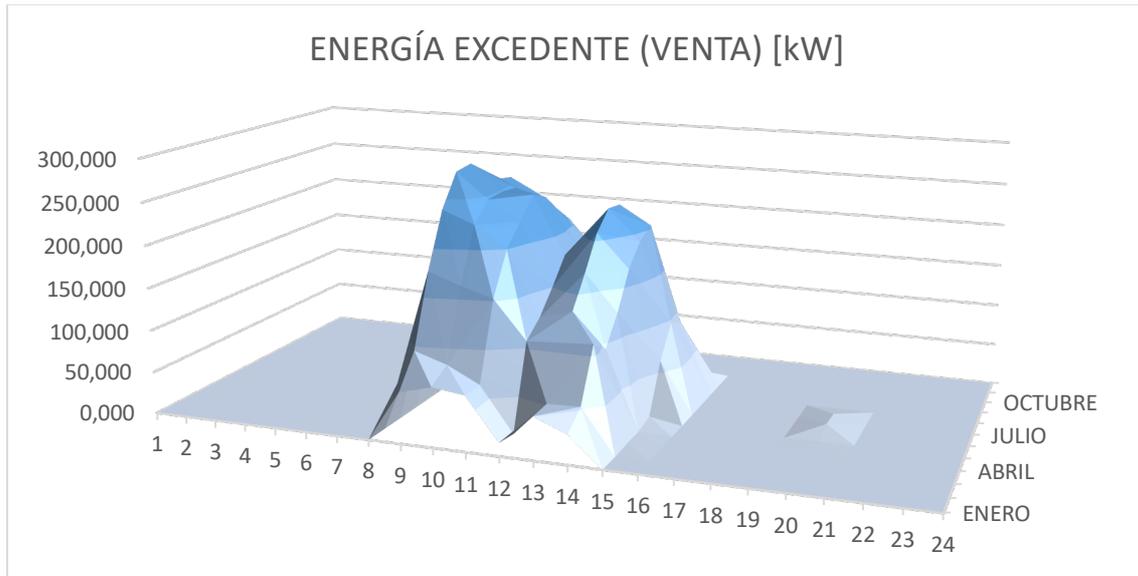


Figura 76. Parte de la energía producida que se vende a la red. Fuente: elaboración propia.

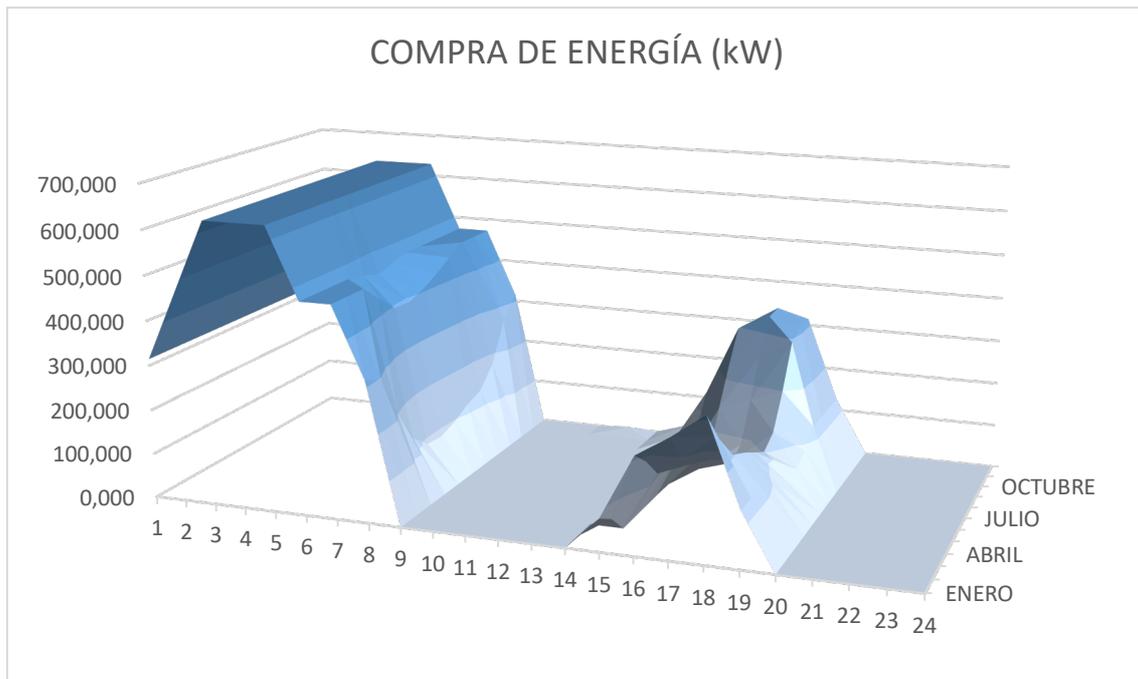


Figura 77. Energía que se debe comprar a la red para satisfacer la demanda. Fuente: elaboración propia.

De forma que de los 1.904,9 MWh producidos anualmente, 1.593,03 MWh, es decir, un 84%, se destinan a autoconsumo, 311,9 MWh se venden a la red y es necesario comprar 1.611,9 MWh.

Una vez conocidos estos valores se puede determinar el coste unitario (€/m<sup>3</sup> depurado) como la suma del coste unitario de la inversión inicial más y el coste eléctrico unitario y el coste operacional unitario.

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{\text{Inversión inicial (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3\text{/año)} * \text{Vida útil}}$$

$$\text{Inversión inicial (€)} = \text{Potencia instalada (W)} * \frac{1\text{€}}{\text{W}} = 2.037.150 \text{ €}$$

$$\text{Coste unitario de la inversión inicial} = \frac{2.037.150 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3 * 25} = 0,00445 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{\text{Energía comprada a la red (€)}}{\text{Volumen depurado (m}^3/\text{año)}}$$

$$\text{Coste eléctrico unitario} = \frac{1.611,9 \text{ MWh} * 120 \text{ €/MWh}}{18.000.000 \text{ (m}^3/\text{año)}} = 0,01057 \text{ €/m}^3$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{\text{Costes de operación (€/año)}}{\text{Volumen depurado (m}^3/\text{año)}}$$

$$\text{Coste operacional unitario} = \frac{20.371,5 \text{ €}}{18.000.000 \text{ m}^3} = 0,00113 \text{ €/m}^3$$

Por tanto,

$$\text{Coste unitario EDAR ALT1} = 0,00445 + 0,01057 + 0,00113 = 0,01615 \text{ €/m}^3$$

Realizando este proceso del cálculo del coste unitario para diferentes tamaños de la instalación obtenemos el tamaño óptimo de esta, entendiendo como tamaño óptimo aquel que reduce en mayor medida el coste unitario. Los tamaños estudiados son los siguientes:

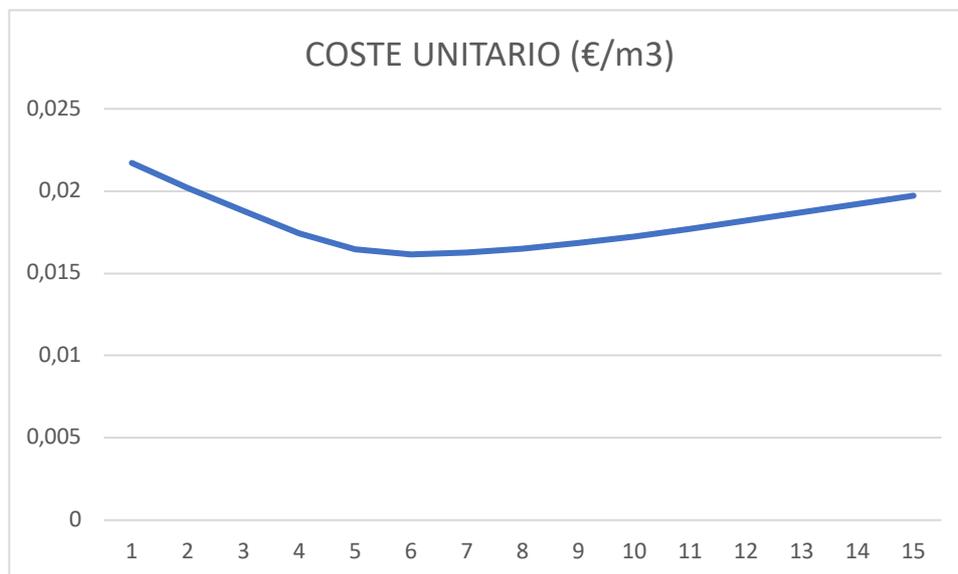


Figura 78. Variación del coste unitario en función del tamaño de la instalación. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario va decreciendo conforme aumenta el tamaño de la instalación hasta alcanzar un mínimo en 6 inversores, es decir, 2.430 paneles. Esto es debido a que el aumento del coste unitario de la inversión inicial es compensado por la reducción del coste eléctrico unitario, debido a la reducción en las necesidades de compra de energía a la red por tener una mayor producción. En

el momento en el que esta diferencia ya no se ve compensada, el coste unitario aumenta de nuevo.

Además, con la producción excedente que es vendida a la red se generan unos ingresos.

$$\text{Ingresos} = 311,9 \text{ MWh} * 55 \text{ €/MWh} = 17.154 \text{ €}$$

Finalmente, para concluir la valoración económica, se ha calculado el flujo de caja de la inversión para la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y para la estimación de en cuantos años se recuperaría la inversión realizada.

La cantidad de energía que se autoconsume se ha considerado como un ingreso más puesto que es energía que se deja de tener que comprar a la red eléctrica. Por tanto, los datos de partida son los siguientes:

Número de inversores	6
Inversión inicial	2.037.150,00 €
Costes de operación anuales	20.371,50 €
Ingresos anuales	335.760,26 €
Venta de energía a la red (MWh)	311,89
Autoconsumo (MWh)	1593,03
Compra de energía a la red	193.438,87 €

Tabla 12. Datos económicos. Fuente: elaboración propia.

De forma que, considerando una tasa de descuento del 4%, la evolución del valor presente neto de la inversión es la siguiente:

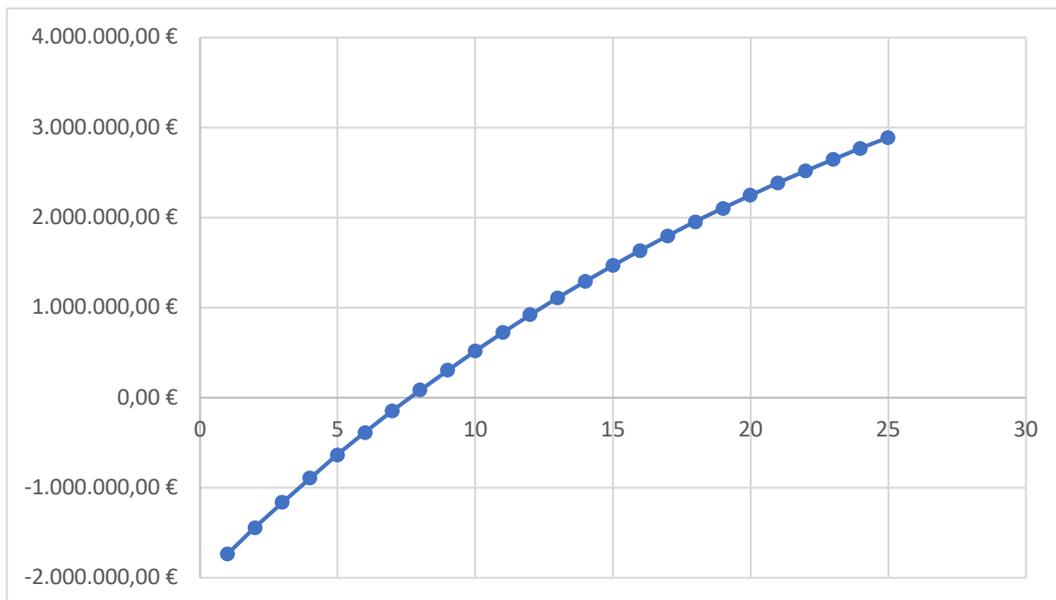


Figura 79. Valor presente neto. Fuente: elaboración propia.

De forma que el retorno de la inversión inicial tendría lugar en torno al cuarto año y la tasa interna de retorno alcanza un valor del 11%.

## 6. SOLUCIÓN ADOPTADA

### 6.1. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Una vez realizado el análisis económico de todas las alternativas, se escogen las que mayores índices de rentabilidad han obtenido en cada estación de bombeo.

Se adjunta el cuadro resumen de los resultados obtenidos:

	E.D.A.R. del Pla		
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión inicial	-	1.431.675 €	1.431.675 €
Recup. año	-	4	4
Coste unitario	0,035 €/m3	0,0294 €/m3	0,0294 €/m3
Coste total anual	630.000 €	484.920 €	484.920 €
Ingresos	-	18.285,2 €	18.285,2 €
TIR %	-	22	22

Tabla 13. Resultados obtenidos. EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.

	E.B.A.R. de Beniparrell		
	Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión inicial	-	429.250 €	1.325.100 €
Recup. año	-	5	14
Coste unitario	0,00907 €/m3	0,0069 €/m3	0,00824 €/m3
Coste total anual	163.260 €	124.200 €	148.320 €
Ingresos	-	8.664,6 €	6.534,8 €
TIR %	-	20	4

	<b>Bombeo de aguas regeneradas</b>		
	<b>Alternativa 0</b>	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>
Inversión inicial	-	818.100 €	2.037.150 €
Recup. año	-	4	8
Coste unitario	0,02101 €/m <sup>3</sup>	0,016 €/m <sup>3</sup>	0,01615 €/m <sup>3</sup>
Coste total anual	378.180 €	288.000 €	290.700 €
Ingresos	-	9.067,9 €	17.154 €
TIR %	-	22	11

Tabla 14. Resultados obtenidos. EBAR de Beniparrell y Bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.

Para las tres instalaciones estudiadas, los dos bombes y la estación depuradora, la alternativa que mejores resultados tiene es la de disponer instalaciones solares conectadas a la red y considerar la demanda energética de los bombes como constante, es decir, la alternativa 1.

Esto es debido a que a pesar de que en la alternativa 2 se optimice la demanda energética para adaptarse a la producción solar y conseguir un mayor aprovechamiento, el coste de los tanques de regulación de caudal necesarios no logra compensar económicamente.

Por tanto, se definen las siguientes tres instalaciones solares fotovoltaicas con conexión a la red para el abastecimiento de una demanda energética constante:

#### E.D.A.R. del Pla

- Instalación solar fotovoltaica conectada a la red, con una potencia pico total instalada de 1,4MW.
- 15 conexiones en paralelo de filas de 27 módulos conectados en serie, resultando un total de 2.835 módulos.
- 7 inversores.
- Inversión total de 1.471.675 €.

#### E.B.A.R. de Beniparrell

- Instalación solar fotovoltaica conectada a la red, con una potencia pico total instalada de 0,429MW.
- 10 conexiones en paralelo de filas de 17 módulos conectados en serie, resultando un total de 850 módulos.
- 5 inversores.
- Inversión total de 429.250 €.

### Bombeo de aguas regeneradas

- Instalación solar fotovoltaica conectada a la red, con una potencia pico total instalada de 0,818MW.
- 15 conexiones en paralelo de filas de 27 módulos conectados en serie, resultando un total de 1.620 módulos.
- 4 inversores.
- Inversión total de 818.100 €.

En resumen, teniendo en cuenta las tres instalaciones, el presente estudio concluye que la solución a adoptar finalmente es la de disponer tres instalaciones solares fotovoltaicas para el abastecimiento de una demanda energética constante, tanto para los bombeos como para la estación depuradora.

Inversión total	2.719.025 €
TIR %	21,3
Recuperación Año	4,3
Coste unitario	0,0523 €/m3
Coste total anual	897.120 €
Potencia total instalada	2,7 MW

*Tabla 15. Resumen resultados. Fuente: elaboración propia.*

Finalmente se añade que el presente estudio no se basa únicamente en un factor económico. La consecuencia de utilizar fuentes renovables para la generación de energía acarrea una mejora de la calidad ambiental ya que las emisiones de gases de efecto invernadero que se producen con el uso de otras fuentes de energía como el gas, carbón etc. no se dan en el caso de uso de tecnologías de energía renovable.

Se ha realizado un cálculo aproximado de las toneladas de CO<sub>2</sub> que dejarían de emitirse mediante la aplicación de generación fotovoltaica. Para satisfacer la demanda energética de los bombeos y la E.D.A.R. es necesaria una energía total anual de 9.990 MWh/año, de los cuales, 3503,82 MWh/año se abastecen directamente con la energía solar producida (autoconsumo).

De acuerdo con un estudio realizado por el Gobierno de Aragón junto a Estrategia Aragonesa y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (EACCEL, 2018), la media de emisión de CO<sub>2</sub> en la generación de energía eléctrica es de 0,385 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Este valor se refuerza con el estudio llevado a cabo por la Generalitat de Catalunya (GENCAT, 2018) que obtiene un valor, teniendo en cuenta que el mix eléctrico es el valor que expresa las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación de la electricidad, de 0,392 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

Por lo tanto, atendiendo a los valores de emisión de CO<sub>2</sub> y la energía anual necesaria se obtiene un valor de 3,72 toneladas diarias, lo que supone 1.359,5 toneladas anuales de este gas que se dejaría de emitir a la atmósfera gracias al uso de energía solar fotovoltaica.

## 6.2. DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LAS PLANTAS SOLARES

En este apartado se verá la disposición de las plantas solares correspondientes a la alternativa elegida.

Hay que tener en cuenta que la superficie necesaria para las plantas fotovoltaicas a construir viene determinada por la separación que debe haber entre las filas de módulos para que no se provoquen sombras entre ellos más el espacio necesario para casetas de inversores, caminos interiores, etc.

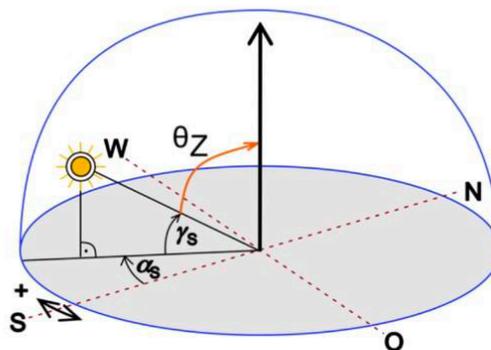
Esto se volcará en el documento Planos. También se comprobará la no existencia de zonas protegidas en las ubicaciones de las plantas solares.

### 6.2.1. Disposición de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deben ser colocados de manera que no se hagan sombra unos a otros, disminuyendo así su producción. Para ello, se calcula la distancia que se debe dejar entre módulos del siguiente modo.

La siguiente figura muestra los ángulos que deben ser tenidos en cuenta para obtener la distancia “d” entre filas de módulos. Este cálculo se realiza para la situación más desfavorable, el solsticio de invierno, ya que el sol tiene mayor inclinación hacia el sur provocando sombras más prolongadas. Es por esto por lo que en el hemisferio norte los módulos deben disponerse con orientación sur y en el hemisferio sur con orientación norte.

$$\theta_z = \text{Ángulo de latitud del lugar} + 23.5^\circ$$



$$\gamma_s = 90^\circ - \theta_z$$

Figura 80. Ángulo de inclinación del sol en el solsticio de invierno. Fuente: CCEEA.

El ángulo  $\gamma_s$  se obtiene restando a  $90^\circ$  el ángulo correspondiente a la latitud de la ubicación que es igual a  $37,379$ , y  $23,5^\circ$ .

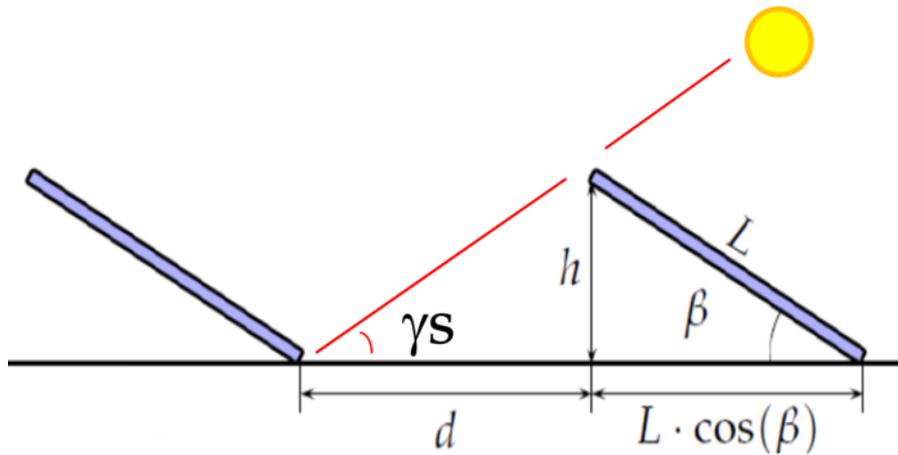


Figura 81. Cálculo de sombras. Fuente: Apuntes de la asignatura de energía solar fotovoltaica en la gestión del agua, 2021 (UPV)

El ángulo de inclinación de los módulos ( $\beta$ ) es igual a  $37^\circ$  y la longitud del panel ( $L$ ) es igual a  $2,176$  m. De la figura anterior se obtiene:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

Por lo que el valor de la distancia entre filas de paneles solares ( $d$ ) que se obtiene finalmente es igual a  $2,3$ m.

Conocido este valor se puede determinar la superficie total que ocupará cada una de las instalaciones solares fotovoltaicas descritas en el apartado anterior.

E.D.A.R. del Pla	m2
Área total ocupada con 1 inversor	1797
Número de inversores	7
Área total ocupada por la instalación	12576

E.B.A.R. de Beniparrell	m2
Área total ocupada con 1 inversor	754
Número de inversores	5
Área total ocupada por la instalación	3772

Bombeo de aguas regeneradas	m2
Área total ocupada con 1 inversor	1797
Número de inversores	4
Área total ocupada por la instalación	7186

Lo que implica una superficie total a ocupar de  $23.534$  m<sup>2</sup>.

## 6.2.2. Ubicación de las instalaciones

El presente estudio ha llevado a cabo el dimensionamiento de 3 instalaciones solares fotovoltaicas. La correspondiente al bombeo de aguas residuales desde el colector oeste hasta la E.D.A.R. del Pla se propone ubicar sobre las cubiertas de las naves industriales más próximas a este.

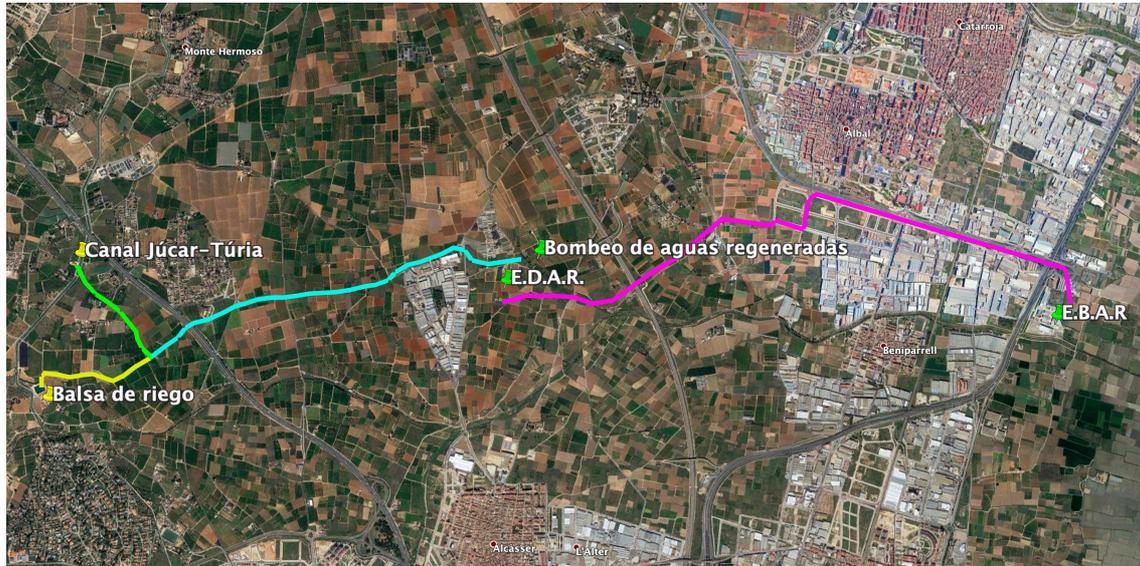


Figura 82. Localización de los bombeos y la estación depuradora. Fuente: elaboración propia.

De este modo no se pierde terreno cultivable en la zona y se da un aprovechamiento a una superficie que hasta ahora no tenía.



Figura 83. Cubiertas para la instalación. Fuente: elaboración propia.



Figura 84. Cubiertas para la instalación. Fuente: MIVA COATINGS S.L.U.

Se comprueba que las cubiertas no son susceptibles de tener sombras producidas por algún elemento adyacente.

Por otra parte, la instalación solar fotovoltaica para el abastecimiento energético de la E.D.A.R. y el bombeo de aguas regeneradas pueden situarse juntas. En este caso, dado que los requerimientos de superficie son mayores se propone la integración de las instalaciones solares con los campos de cultivo, esta integración recibe el nombre de agrovoltaica.



Figura 85. Ejemplo de instalación agrovoltaica. Fuente: Iberdrola.

La idea principal es disponer la instalación solar de tal forma que no dificulte las tareas agrícolas y que llegue la suficiente luz, ya sea directa del sol o difusa, tanto a los paneles como a los cultivos. Esto requiere elevar la estructura y reducir la densidad fotovoltaica. En concreto requiere de un aumento en la superficie necesaria del 20-25%. Las ventajas de esta integración son las siguientes:

- Se utilizan fincas que están en zonas degradadas, como: terrenos industriales, tierras cercanas a tendidos eléctricos, o que se encuentren junto a carreteras o autovías.
- La instalación de paneles solares se hace respetando la actividad agrícola. Por ello, los paneles pueden instalarse en líneas con una distancia máxima entre ellas de 8 metros. Así, se puede dedicar la tierra para diferentes tipos de cultivo -viñedos, frutales, viveros, maíz o trigo, por ejemplo. En cuanto a la separación mínima, de menos de un metro, permite el uso de la tierra para pastos.
- También la instalación de los paneles favorece la explotación de colmenas y la cría de otros animales, especialmente, en los bordes de la finca.
- Las fincas tienen un vallado perimetral con vegetación que no perjudica el paso de aves.
- Los promotores pagarán a los dueños de las fincas un canon de 3.000 euros hectárea/año. Los propietarios no pierden la propiedad, aunque deben rechazar la subvención (PAC) que cobran y firmar la explotación fotovoltaica por un mínimo de 30 años.
- Los promotores ofrecen una participación económica a cooperativas cercanas o ayuntamientos de 1.500 euros por MWp/año.
- La instalación genera puestos de empleo, durante la construcción y para el mantenimiento.
- Su instalación es tan sencilla como su desmantelamiento.

Este tipo de instalaciones funcionan especialmente bien en climas cálidos y áridos, como el de la localización objeto de estudio, puesto que protegen de la excesiva radiación solar a los cultivos, lo que reduce la evapotranspiración de estos y, por tanto, la demanda hídrica. De esta forma se consigue maximizar la eficiencia.

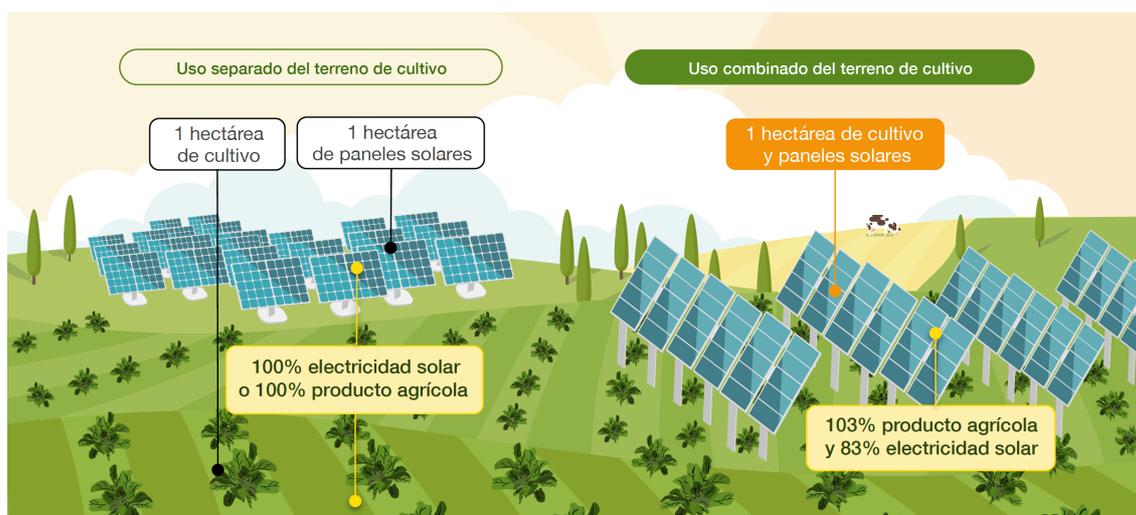


Figura 86. Incremento del aprovechamiento con el uso combinado. Fuente: Iberdrola.

La superficie requerida para la aplicación agrolvoltaica de las instalaciones solares de la E.D.A.R. y el bombeo de aguas regeneradas sería igual a:

$$(\text{Sup. E. D. A. R.} + \text{Sup. Bombeo}) * 1,25$$

$$(12.576 + 7.186) * 1,25 = 24.702,5 \text{ m}^2$$



Figura 87. Superficie total ocupada por la instalación agrovoltaica. Fuente: elaboración propia.

## 7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se pretende analizar en que medida las variaciones en el precio de la energía pueden afectar al resultado final obtenido en el estudio. El precio de la energía puede variar en gran medida, tanto al alza como a la baja, debido a su carácter multifactorial. Además, estas variaciones son impredecibles, por lo que se han considerado dos escenarios adicionales, en los que se considera un aumento del precio de la energía y un descenso de este con respecto al descrito en el apartado 4.2, que recibe el nombre de escenario neutro.

Para el escenario que supone un aumento en el precio de la energía se han considerado los siguientes valores:

- Precio de venta de la energía a la red igual a 80 €/MWh
- Precio de compra de la energía a la red igual a 140 €/MWh
- Precio de la energía que se autoconsume igual a 250 €/MWh

Mientras que para el escenario que prevé un descenso en el precio de la energía se han considerado los siguientes valores:

- Precio de venta de la energía a la red igual a 35 €/MWh
- Precio de compra de la energía a la red igual a 100 €/MWh
- Precio de la energía que se autoconsume igual a 150 €/MWh

Cabe destacar que los cambios en el precio se han aplicado para lo estudiado únicamente en la alternativa 1, que consiste en disponer una instalación solar fotovoltaica con conexión a red que abastece una demanda energética constante. Esto es debido a que esta alternativa es la que ha obtenido mejores resultados en el análisis comparativo realizado.

Los valores que se indican a continuación muestran los resultados con lo que se obtiene un mínimo coste unitario de explotación según los diferentes escenarios de precios considerados:

	<b>E.D.A.R. del Pla</b>			
	<b>Escenario Aumento</b>	<b>Escenario Neutro</b>	<b>Escenario Descenso</b>	<b>Alternativa 0</b>
Inversión inicial	1.636.200 €	1.431.675 €	1.431.675 €	-
Recup. año	3,5	4	6	-
Coste unitario	0,0307 €/m3	0,0294 €/m3	0,0231 €/m3	0,035 €/m3
Coste total anual	552.600 €	484.920 €	415.800 €	630.000 €
Ingresos	26.640 €	18.285,2 €	11.700 €	-
TIR %	27	22	15	-

Tabla 16. Resultados del análisis de sensibilidad. EDAR del Pla. Fuente: elaboración propia.

	<b>E.B.A.R. de Beniparrell</b>			
	<b>Escenario Aumento</b>	<b>Escenario Neutro</b>	<b>Escenario Descenso</b>	<b>Alternativa 0</b>
Inversión inicial	429.250 €	429.250 €	343.400 €	-
Recup. año	3,5	5	6	-
Coste unitario	0,00786 €/m3	0,0069 €/m3	0,00592 €/m3	0,00907 €/m3
Coste total anual	141.480 €	124.200 €	106.560 €	163.260 €
Ingresos	12.420 €	8.664,6 €	2.160 €	-
TIR %	26	20	15	-

Tabla 17. Resultados del análisis de sensibilidad. EBAR de Beniparrell. Fuente: elaboración propia.

	<b>Bombeo de aguas regeneradas</b>			
	<b>Escenario Aumento</b>	<b>Escenario Neutro</b>	<b>Escenario Descenso</b>	<b>Alternativa 0</b>
Inversión inicial	1.022.625 €	818.100 €	818.100 €	-
Recup. año	3,5	4	6	-
Coste unitario	0,01822 €/m <sup>3</sup>	0,016 €/m <sup>3</sup>	0,01371 €/m <sup>3</sup>	0,02101 €/m <sup>3</sup>
Coste total anual	327.960 €	288.000 €	246.780 €	378.180 €
Ingresos	31.500 €	9.067,9 €	5.760 €	-
TIR %	26	22	15	-

Tabla 18. Resultados del análisis de sensibilidad. Bombeo de aguas regeneradas. Fuente: elaboración propia.

A la vista de los resultados obtenidos, se observa como para las instalaciones de la E.D.A.R. del Pla y del bombeo de aguas regeneradas, en el escenario que prevé un aumento en el precio de la energía lo más rentable es aumentar el tamaño de la instalación, lo que conlleva un aumento de la inversión inicial. Sin embargo, para la instalación de la E.B.A.R. de Beniparrell, esto no sucede y en el escenario que prevé un descenso en el precio de la energía, lo más rentable es disponer una instalación menor.

Por tanto, se comprueba que las variaciones en el precio de la energía no afectan de manera significativa a la rentabilidad de la inversión y en cualquier caso sigue reduciendo el coste unitario de explotación.

## 8. CONCLUSIONES

La problemática actual conlleva un elevado coste energético y económico para el funcionamiento del colector oeste, funcionamiento que dista mucho de lo óptimo por los múltiples desbordamientos y vertidos que suceden cuando hay un episodio lluvioso. Además, el aumento del caudal por la urbanización en la cuenca urbana que sirve, hace que la depuradora de Pinedo tenga que tratar un caudal mayor del previsto, esto afecta a su funcionamiento y tiene consecuencias medioambientales. La solución de dispone una nueva planta depuradora en la localización adecuada solventa gran parte de estos problemas.

La zona objeto de estudio cuenta con un gran potencial solar fotovoltaico con una radiación global media en torno a los 2000 kWh/m<sup>2</sup>. Este aspecto fue clave, para el planteamiento realizado, basado en analizar las implicaciones económicas de si las demandas energéticas de la nueva planta depuradora y los bombeos que esta requiere, se satisfacen con la ayuda de una instalación solar fotovoltaica.

En el presente estudio se ha comprobado que el uso de una instalación solar fotovoltaica con conexión a la red que abastezca una demanda energética constante consigue reducir los costes de explotación de manera significativa, en torno a un 30%. Esto se consigue gracias a que no se requiere de una inversión inicial elevada para la instalación de una planta fotovoltaica que consiga una producción que permita reducir en gran medida la cantidad de energía que debe ser comprada a la red, y que genera un excedente de energía producida en las horas de mayor producción que puede ser vendida.

El tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial es de entre 4 y 5 años con valores de la tasa interna de retorno de entre el 20 y 22%.

Por otra parte, se ha comprobado que cuando se requiere de la construcción de otros elementos, como los tanques de regulación de caudal, que permiten optimizar la curva de demanda energética para la producción solar, el aumento de la inversión inicial no se ve compensado por el mayor aprovechamiento de la energía producida.

La conexión a la red de este tipo de instalaciones es un aspecto clave para un rendimiento óptimo de estas, ya que permite simplificar la instalación al máximo y poder satisfacer la demanda energética en las horas en las que no haya producción solar, además de permitir la venta de energía excedente cuando la producción es mayor a la demanda. Por lo que cambios en la legislación que no permitan este tipo de funcionamiento afectarían de forma negativa a la rentabilidad de este tipo de proyectos.

Por tanto, la energía solar fotovoltaica es útil para conseguir ahorro en el coste energético de proyectos, en particular, es idónea funcionando conectada a la red, ya que de esta forma se reducen los elementos adicionales necesarios para un funcionamiento adecuado.

Además, debido a la característica de la modularidad de la tecnología fotovoltaica, resulta sencillo ampliar una instalación para adecuarla a nuevas necesidades. La posibilidad de integrarla en los campos de cultivo existentes permite un aprovechamiento más eficiente de los recursos e instalándolas en cubiertas se aprovecha su superficie y se evita tener que reemplazar los usos actuales del suelo. Las instalaciones finalmente planteadas son de 3.772 m<sup>2</sup> sobre dos cubiertas de naves industriales y de 24.202,5 m<sup>2</sup> para su integración con campos de cultivos.

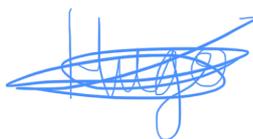
Cabe destacar que la rentabilidad de la inversión y el ahorro con respecto a abastecer toda la demanda con energía comprada a la red, no se ve afectado de manera significativa por oscilaciones en el precio de la energía.

Utilizar fuentes renovables para la generación de energía acarrea una mejora de la calidad ambiental ya que las emisiones de gases de efecto invernadero que se producen con el uso de otras fuentes de energía como el gas, carbón etc. no se dan en el caso del uso de tecnologías de energía renovable. En el caso concreto de la tecnología solar fotovoltaica, permite el aprovechamiento de un recurso abundante en la localización objeto de estudio, la irradiación solar, en detrimento de otros como los combustibles fósiles, mucho menos abundantes y mucho más caros.

Con la alternativa elegida en el presente estudio, se dejarían de emitir 1.359 toneladas de CO<sub>2</sub> al año respecto al uso de electricidad proveniente de fuentes no renovables.

Septiembre de 2021, Valencia

El autor del estudio



Hugo Pérez Castellar

## 9. LÍNEAS FUTURAS

A la vista de los resultados obtenidos en el presente estudio, hemos visto como la opción que consigue un mejor resultado económico es la disponer una instalación solar fotovoltaica con conexión a la red para el abastecimiento de una demanda constante a lo largo del día y de todos los meses del año. Esto es debido a que esta instalación no requiere de una inversión inicial demasiado alta, pero a la vez es capaz de producir una cantidad de energía lo suficientemente grande como para cubrir gran parte de la demanda total e incluso poder vender la parte excedente.

Sin embargo, cabría valorar el análisis de una nueva alternativa que incluyese módulos fotovoltaicos con seguimiento solar para determinar si esta opción podría ser más interesante desde el punto de vista económico.

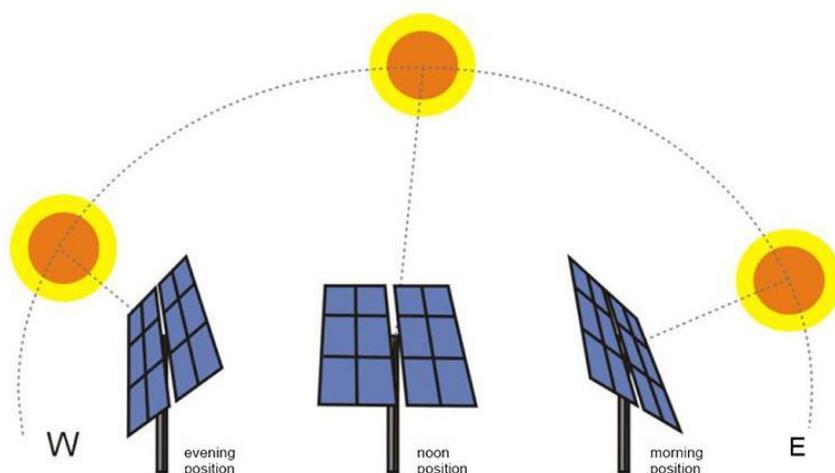


Figura 88. Esquema básico de funcionamiento de un módulo con seguimiento solar. Fuente: LBA INDUSTRIAL.

Un seguidor solar es un dispositivo mecánico capaz de orientar los paneles solares de forma que éstos permanezcan aproximadamente perpendiculares a los rayos solares, siguiendo al sol desde el este en el amanecer hasta el oeste en la puesta del sol.

La instalación a disponer con este tipo de estructura móvil implica una inversión inicial y unos costes de mantenimiento y operación mayores a los que se han tenido en cuenta para el caso objeto de este estudio (estructura fija). Sin embargo, este tipo de estructura móvil permite mantener la producción fotovoltaica durante más horas a lo largo de todos los meses del año, lo que permitiría cubrir en mayor medida la demanda energética de las instalaciones y, por tanto, reducir la cantidad de energía que debe ser comprada a la red. Además, es posible que también aumentase la cantidad de energía que puede ser vendida a la red aunque en menor proporción a las anteriores.

Cabe destacar que este tipo de instalaciones se integran especialmente bien con la agrovoltaica, ya que en los momentos en los que sea necesario realizar labores agrícolas, los paneles se pueden disponer de tal forma que estas se puedan realizar con más espacio.

## REFERENCIAS

ACUAMED, 2007.- Informe de viabilidad de la actuación 3.2.h reordenación de la infraestructura hidráulica de la huerta y red de saneamiento del área metropolitana de Valencia. nuevo colector oeste de la albufera. remodelación de la acequia de Favara.

CEDEX, 2011.- Desarrollo de instrucciones y guías técnicas para el proceso de planificación: guía técnica para la caracterización de medidas a incluir en los planes hidrológicos de cuenca.

Direcció general de l'aigua.- Estudio para la mejora en los sistemas de saneamiento ubicados en el ámbito del del colector oeste.

Pérez, 2021.- Apuntes de clase de la asignatura de Energía solar fotovoltaica en la gestión del agua. Departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente. Universidad Politécnica de Valencia.

IDAE, OPTI, 2020.- Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, Observatorio de prospectiva tecnológica industrial. Estudio de prospectiva: Consumo energético en el sector del agua.

M.Martín, C. Hernández Crespo, I. Andrés Doménech, V. Benedito Durá, 2020.- Fifty years of eutrophication in the albufera lake (Valencia, Spain): Causes, evolution and remediation strategies.

Riba Genescà, Esteve, 2005.- Cálculo y elección óptima de una depósito de agua.

### WEBS:

CCEEA, 2017.- GONZÁLEZ VÁSQUEZ, E. (2017) Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno. Centro de Capacitación Eléctrica y Energías Alternas (CCEEA). <https://cceeaa.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-desombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>

EACCEL, 2018.- GOBIERNO DE ARAGÓN (2018) Estrategia aragonesa de cambio climático y energías Limpias (EACCEL). [http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Departamentos/DesarrolloRuralSostenibilidad/AreasTematicas/MA\\_CambioClimatico/ARAGON\\_CAMBIO\\_CLIMATICO/EACCEL](http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Departamentos/DesarrolloRuralSostenibilidad/AreasTematicas/MA_CambioClimatico/ARAGON_CAMBIO_CLIMATICO/EACCEL)

Energynews, 2020.- Agrovoltáica. <https://www.energynews.es/agrovoltáica-solucion-agricultura-ecologica/>

EU SCIENCE HUB, 2021.- Photovoltaic geographical information system (PVGIS). [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR)

GENCAT, 2020.- GENERALITAT DE CATALUNYA (2020). Factor de emisión asociado a la energía eléctrica: el mix eléctrico.

[http://canviclimatic.gencat.cat/es/reduceix\\_emissions/com-calcular-emissions-degeh/factors\\_demissio\\_associats\\_a\\_lenergia/](http://canviclimatic.gencat.cat/es/reduceix_emissions/com-calcular-emissions-degeh/factors_demissio_associats_a_lenergia/)

IBERDROLA, 2021.- Energía agrovoltaica, cuando la agricultura y las renovables se dan la mano. <https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-agrovoltaica>

SMA, 2021. Inversores fotovoltaicos. <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico.html>

TrinaSolar, 2021. Modulos fotovoltaicos. <https://www.trinasolar.com/es/product>

OMIE, 2021. Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

## ANEXO AL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

Relación del TFM “**DISEÑO INTEGRADO DE LA REUTILIZACIÓN DE AGUAS REGENERADAS DE LA NUEVA DEPURADORA DE ALCÁCER CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, VALENCIA**” con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. <b>Fin de la pobreza.</b>				<b>X</b>
ODS 2. <b>Hambre cero.</b>				<b>X</b>
ODS 3. <b>Salud y bienestar.</b>				<b>X</b>
ODS 4. <b>Educación de calidad.</b>				<b>X</b>
ODS 5. <b>Igualdad de género.</b>				<b>X</b>
ODS 6. <b>Agua limpia y saneamiento.</b>	<b>X</b>			
ODS 7. <b>Energía asequible y no contaminante.</b>	<b>X</b>			
ODS 8. <b>Trabajo decente y crecimiento económico.</b>		<b>X</b>		
ODS 9. <b>Industria, innovación e infraestructuras.</b>			<b>X</b>	
ODS 10. <b>Reducción de las desigualdades.</b>				<b>X</b>
ODS 11. <b>Ciudades y comunidades sostenibles.</b>		<b>X</b>		
ODS 12. <b>Producción y consumo responsables.</b>			<b>X</b>	
ODS 13. <b>Acción por el clima.</b>		<b>X</b>		
ODS 14. <b>Vida submarina.</b>				<b>X</b>
ODS 15. <b>Vida de ecosistemas terrestres.</b>			<b>X</b>	
ODS 16. <b>Paz, justicia e instituciones sólidas.</b>				<b>X</b>
ODS 17. <b>Alianzas para lograr objetivos.</b>				<b>X</b>

Descripción de la alineación del TFM con los ODS con un grado de relación más alto.

El presente TFM se considera que tiene un grado de relación más alto con los objetivos de desarrollo sostenible número 6 y 7. Esto se ha determinado en base a la relación entre el número de metas que ayuda a conseguir y el número de metas totales del ODS. En el caso del ODS 6. Agua limpia y saneamiento las metas que ayuda a conseguir son:

6.1. De aquí a 2030, lograr el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible para todos

6.3. De aquí a 2030, mejorar la calidad del agua reduciendo la contaminación, eliminando el vertimiento y minimizando la emisión de productos químicos y materiales peligrosos, reduciendo a la mitad el porcentaje de aguas residuales sin tratar y aumentando considerablemente el reciclado y la reutilización sin riesgos a nivel mundial

6.6. De aquí a 2020, proteger y restablecer los ecosistemas relacionados con el agua, incluidos los bosques, las montañas, los humedales, los ríos, los acuíferos y los lagos

6.b. Apoyar y fortalecer la participación de las comunidades locales en la mejora de la gestión del agua y el saneamiento

Y en el caso del ODS 7. Energía asequible y no contaminante son:

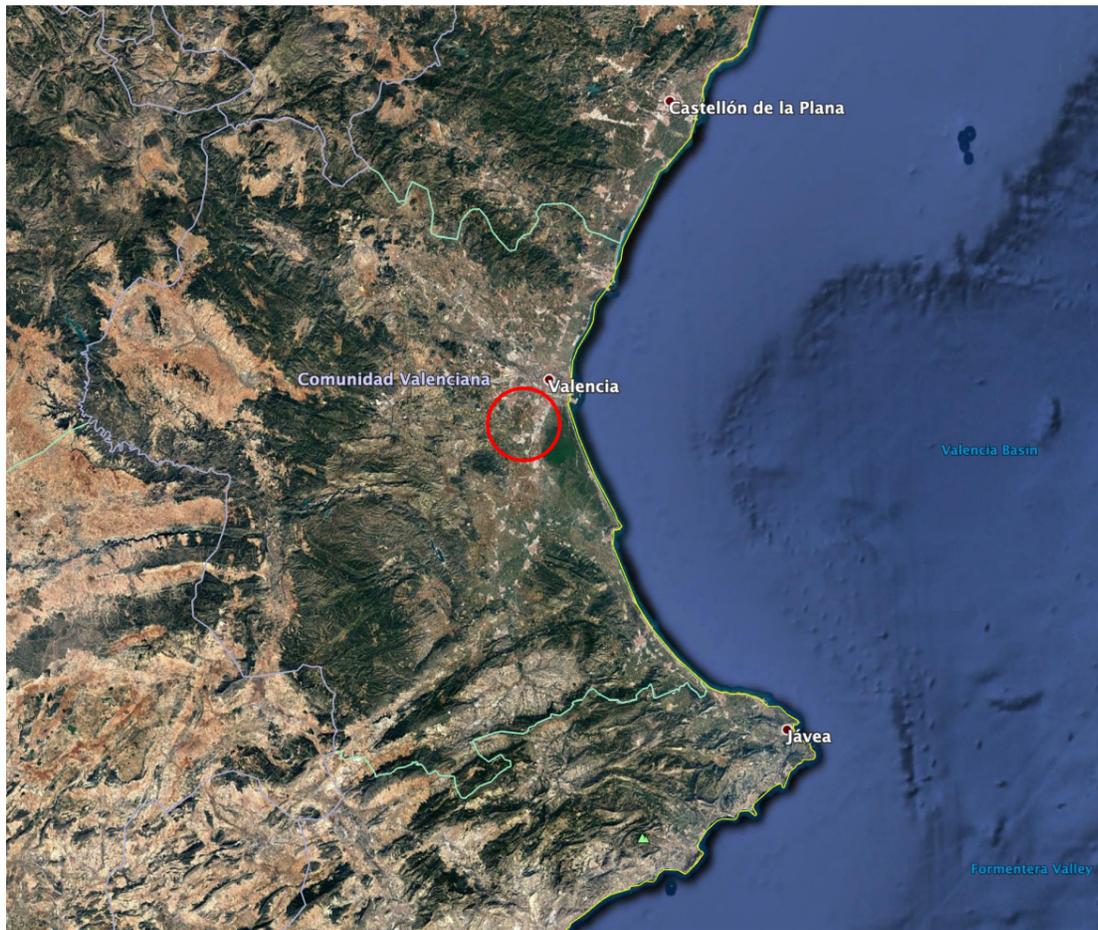
7.2. De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas

7.a. De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias

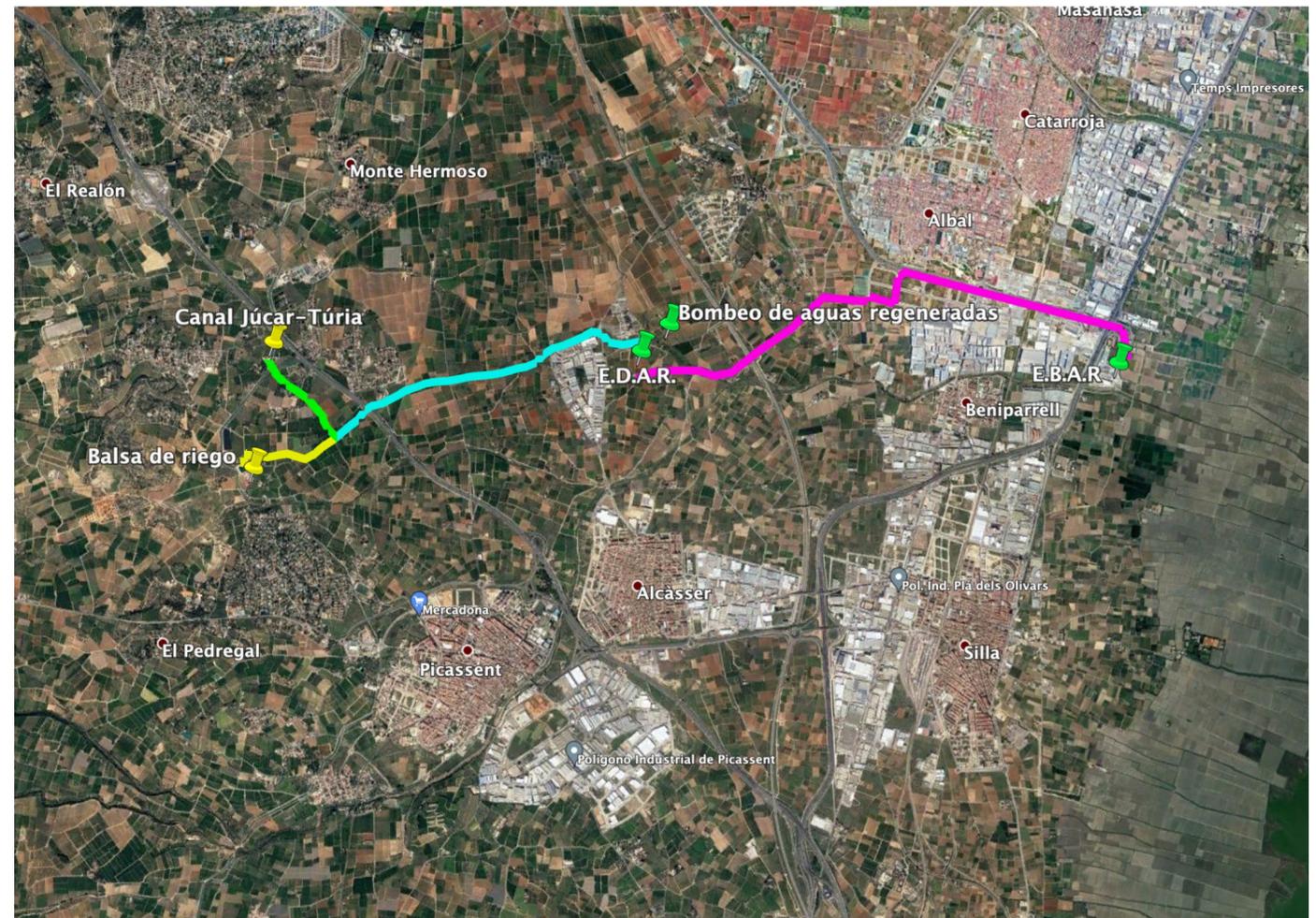
El motivo por el cual se considera que el presente TFM ayuda en la consecución de estas metas, es que este pretende servir como un antecedente que sirva para demostrar que las inversiones en instalaciones fotovoltaicas consiguen buenos resultados económicos cuando se disponen para funcionar con estaciones de bombeo y plantas depuradoras. De esta forma, se pretende aumentar la potencia total instalada en la localidad objeto de estudio, lo que implicaría un aumento en la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

Por otro lado, este tipo de instalaciones consiguen reducir el coste de depuración del agua, al mismo tiempo que aumentan su disponibilidad, lo que implica una reducción en el coste de la misma. Esto podría facilitar la construcción de plantas depuradoras, que son un elemento clave para reducir los vertidos y la cantidad de aguas residuales no tratadas.

Zona al sur de la ciudad de Valencia

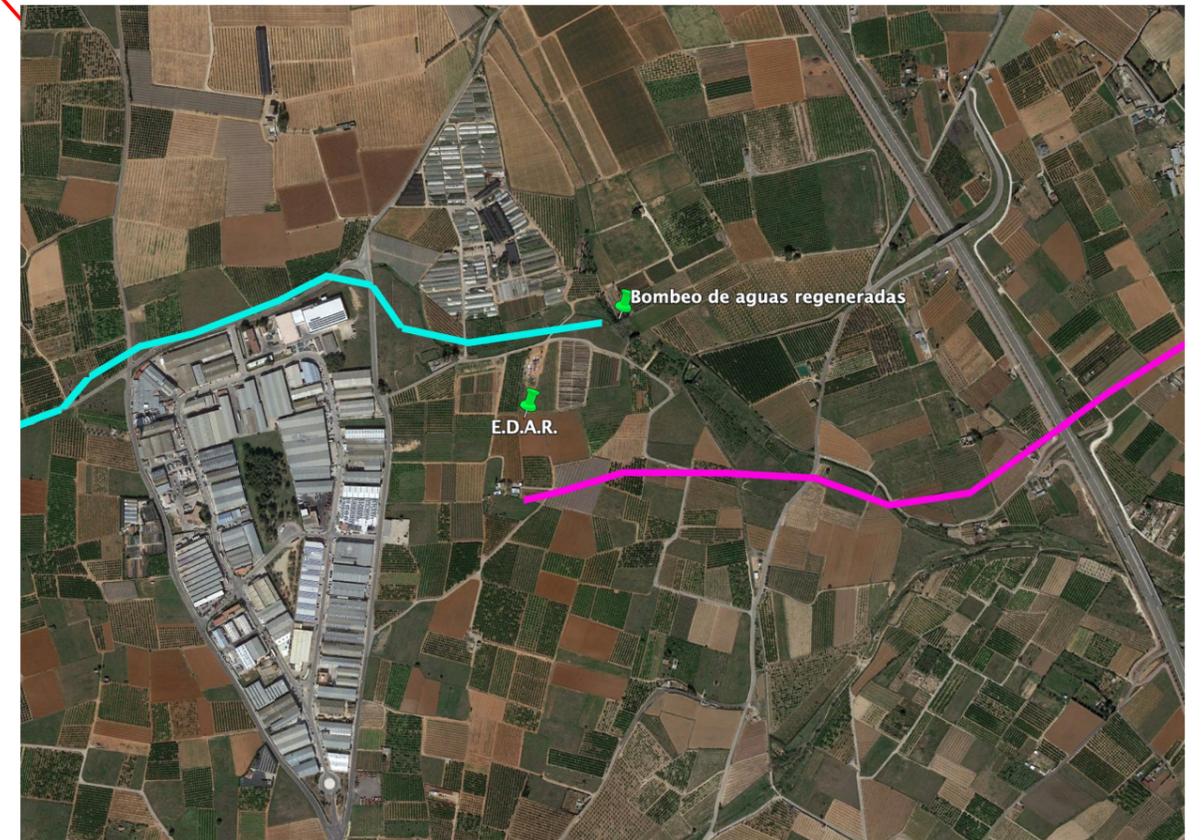
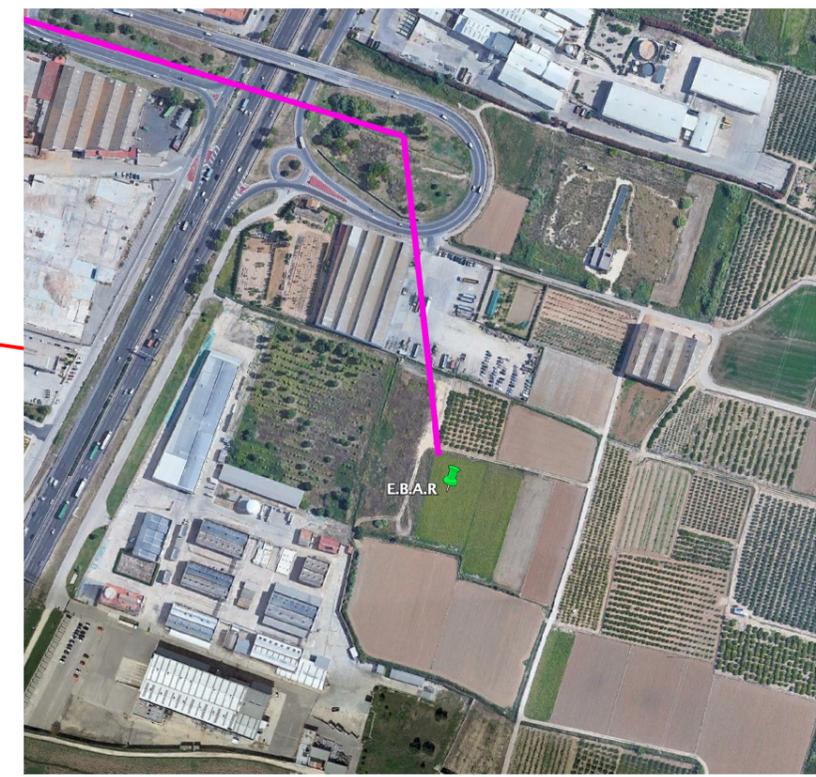
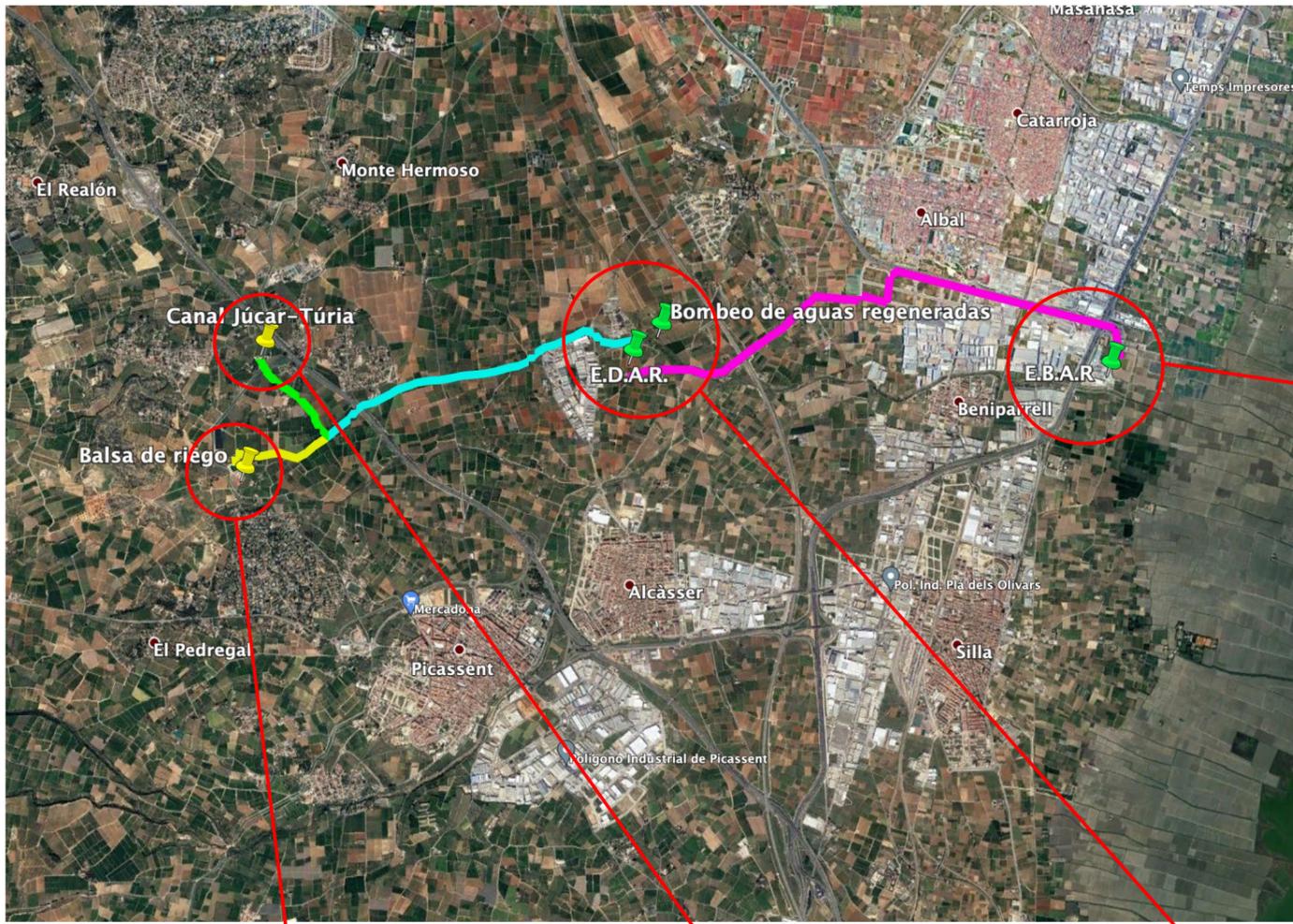


Vista general



PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION



PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION





PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION



PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION



PRODUCED BY AN AUTODESK STUDENT VERSION

<p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS</p>	 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>	<p><u>Autor:</u> HUGO PÉREZ CASTELLAR</p> <p>Máster en ingeniería de caminos, canales y puertos</p>	<p><u>Firma:</u></p> 	<p><u>Título del estudio:</u> Diseño integrado de la reutilización de aguas regeneradas de la nueva depuradora de Alcácer con energía solar fotovoltaica y bomba</p>	<p><u>Número y título del plano:</u> Plano nº3. Instalación solar fotovoltaica de la E.D.A.R. del Pla y el bombeo de aguas regeneradas.</p>	<p><u>Escala:</u> 1/1000</p>	<p><u>Fecha:</u> Septiembre de 2021</p>
---	--	---	--	--	---	----------------------------------	---