



ESTUDIO PARA EL USO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL TRASVASE JÚCAR-VINALOPÓ. TÉRMINOS MUNICIPALES DE CULLERA, LLAURÍ, CANALS Y MOIXENT (VALENCIA)

TRABAJO FINAL DE MÁSTER

Autora: Muñoz Riera, Marta

Tutor: Pérez Martín, Miguel Ángel

Máster en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos. Julio de 2018



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO Nº 1. MEMORIA Y ANEJOS

MEMORIA

ANEJOS A LA MEMORIA

Anejo nº 1. Dimensionamiento de la instalación FV

Anejo nº 2. Producción, autoconsumo y excedente

Anejo nº 3. Valor actual neto anual

Anejo nº 4. Especificaciones técnicas

Anejo nº 5. Informe tarifas reguladas 2018

DOCUMENTO Nº2 PLANOS

1. SITUACIÓN DEL TRASVASE Y ESTACIONES DE BOMBEO

2. IMPLANTACIÓN LA MARQUESA

3. IMPLANTACIÓN PANSER

4. IMPLANTACIÓN LLANERA DE RANES

5. IMPLANTACIÓN MOIXENT

6. DETALLE DISPOSICIÓN DE MÓDULOS



DOCUMENTO Nº1: MEMORIA Y ANEJOS



MEMORIA

MEMORIA

ÍNDICE

1.	OBJETO	1
1.1.	OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE MÁSTER	1
1.2.	OBJETO DEL ESTUDIO	1
2.	ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL	1
2.1.	ANTECEDENTES	1
2.2.	SITUACIÓN ACTUAL	2
2.3.	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	3
2.3.1.	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	3
2.3.2.	POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN ESPAÑA. EVOLUCIÓN. CAUSAS	5
2.3.3.	EL EFECTO FOTOVOLTAICO	7
2.3.4.	ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	7
3.	METODOLOGÍA	10
4.	CONSIDERACIONES PREVIAS	11
4.1.	TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	11
4.2.	AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO	11
4.2.1.	ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL RD 900/2015	12
4.2.2.	MODALIDADES DE AUTOCONSUMO	12
4.2.3.	RÉGIMEN ECONÓMICO	13
4.3.	CAUDAL DE DISEÑO	15
4.4.	PRECIO DE LA ENERGÍA	16
4.5.	CARACTERÍSTICAS SOLARES DE LOS EMPLAZAMIENTOS	17
4.5.1.	LA MARQUESA - CULLERA	17
4.5.2.	PANSER - LLAURÍ	19
4.5.3.	LLANERA DE RANES	21
4.5.4.	MOIXENT	22
5.	PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	24
5.1.	INTRODUCCIÓN	24
5.2.	ALTERNATIVA 0	26
5.3.	ALTERNATIVAS EN LA MARQUESA - CULLERA	27
5.3.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	28
5.3.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	29
5.3.3.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 1 Y 2	30
5.3.4.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED	32
5.3.5.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA	32

5.3.6.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 3 Y 4	33	6.2.3.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	68
5.4.	ALTERNATIVAS EN PANSER - LLAURÍ	35	6.2.4.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	70
5.4.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	36	6.3.	LLANERA DE RANES	71
5.4.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	37	6.3.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	71
5.4.3.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 1 Y 2	38	6.3.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	72
5.4.4.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED	40	6.3.3.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	73
5.4.5.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA	40	6.3.4.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	75
5.4.6.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 3 Y 4	41	6.4.	MOIXENT	76
5.5.	ALTERNATIVAS EN LLANERA DE RANES	43	6.4.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	76
5.5.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	44	6.4.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	78
5.5.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	45	6.4.3.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	79
5.5.3.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 1 Y 2	46	6.4.4.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	80
5.5.4.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	48	7.	SOLUCIÓN ADOPTADA	81
5.5.5.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	48	7.1.	DESCRIPCIÓN	81
5.5.6.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 3 Y 4	49	7.2.	DISPOSICIÓN Y UBICACIÓN DE LAS PLANTAS SOLARES	83
5.6.	ALTERNATIVAS EN MOIXENT	51	7.2.1.	DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	83
5.6.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	52	7.2.2.	UBICACIÓN DE LAS INSTALACIONES	84
5.6.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	53	8.	ESTUDIOS ECONÓMICOS ADICIONALES	85
5.6.3.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 1 Y 2	54	8.1.	OPTIMIZACIÓN DE LA RENTABILIDAD	85
5.6.4.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	56	8.2.	CAUDAL LÍMITE CON INSTALACIÓN AISLADA	86
5.6.5.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	56	8.3.	COSTE UNITARIO DE LA ENERGÍA PARA EL TRASVASE	89
5.6.6.	GRÁFICAS DE LAS ALTERNATIVAS 3 Y 4	57	8.4.	INFLUENCIA DE LOS CARGOS POR AUTOCONSUMO	90
6.	ESTUDIO ECONÓMICO	59	9.	CONCLUSIONES	92
6.1.	LA MARQUESA - CULLERA	60			
6.1.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	60	BIBLIOGRAFÍA		93
6.1.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	62			
6.1.3.	ALTERNATIVA 3.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	63			
6.1.4.	ALTERNATIVA 4.- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO E INSTALACIÓN AISLADA.	65			
6.2.	PANSER – LLAURÍ	66			
6.2.1.	ALTERNATIVA 1.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN CONECTADA A RED.	66			
6.2.2.	ALTERNATIVA 2.- BOMBEO MENSUAL CONSTANTE E INSTALACIÓN AISLADA.	67			

1. OBJETO

1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE MÁSTER

El presente Trabajo Final de Máster cuya autora es Marta Muñoz Riera, estudiante del segundo curso 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 de los dos años de 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 la autora para el correcto desarrollo de este trabajo, consistente en un Estudio para el uso de energía solar fotovoltaica en el trasvase Júcar-Vinalopó.

1.2. OBJETO DEL ESTUDIO

El objeto del presente Estudio es la evaluación y elección de la solución más idónea para el abastecimiento eléctrico mediante energía solar fotovoltaica de las estaciones de bombeo del sistema del trasvase Júcar-Vinalopó.

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

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, pero es un recurso cuya distribución territorial no es uniforme. La disponibilidad de agua 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 al desequilibrio territorial en el reparto de este recurso básico, una de ellas es el trasvase entre cuencas fluviales.

En España, el primer gran trasvase entre cuencas que se plantea es precisamente el que nos ocupa en este estudio: El Júcar-Vinalopó, y aparece recogido en un Acta del Concejo de Elche de 27 de mayo de 1420 (JUNTA, 2018). Este gran proyecto quedó sobre el papel, sin embargo, la idea perduró durante los años siguientes con distintos intentos de acuerdos y proyectos.

Según MELGAREJO, 2016, el Sureste peninsular está marcado por la aridez, las precipitaciones son escasas y generalmente poco eficaces ya que a menudo son de gran intensidad y las aguas circulan rápidamente hacia el mar.

La insolación y la persistencia de los periodos de sequía favorecen una elevada evapotranspiración potencial. Ambos condicionantes, baja precipitación y elevada evapotranspiración potencial producen, junto con otros factores, que la provincia de Alicante se encuentre en gran medida bajo unas condiciones de escasez estructural. En este sentido, la falta de agua ha sido y en buena medida continúa siendo un factor limitante para el crecimiento y el desarrollo económico de la provincia de Alicante.

Como mencionan LÓPEZ y MELGAREJO, 2010, el sistema Vinalopó-Alacantí (provincia de Alicante) es por tanto un espacio caracterizado por la escasez de recursos hídricos. Para abastecer de agua a los municipios y a la agricultura de la zona se ha utilizado el recurso de los acuíferos, que en la actualidad se encuentran sobreexplotados.

Para paliar este problema de la sobreexplotación de las aguas subterráneas, el Plan Hidrológico de la cuenca del Júcar de 1988 contemplaba el trasvase desde el Júcar al Vinalopó. Este trasvase fue posteriormente declarado de interés general por el Estado y sus obras se incluyeron en el Plan Hidrológico Nacional de 2001.

Las obras del trasvase se iniciaron en 2002. El trazado del proyecto que comenzó a construirse tenía un recorrido total de 66,8 km, con inicio en el embalse de Cortes II y final en Los Alhorines (Villena).

En noviembre de 2005 la obra estaba ejecutada en más del 52% de la inversión prevista; pero, en el verano de ese año, el Ministerio de Medio Ambiente opta por cambiar la toma de la conducción pasando esta a realizarse en el Azud de la Marquesa en Cullera, en la cola del río Júcar.

Este cambio en el punto de toma tiene repercusiones sobre la disponibilidad de caudales, la calidad del agua trasvasada, los costes de construcción y explotación y los plazos de ejecución y puesta en servicio de la infraestructura.

La calidad del agua en la toma en el Azud de la Marquesa imposibilita su uso como agua potable.

Parte del coste de la obra se cubre con fondos FEDER. Los fondos FEDER (Fondos Europeos de Desarrollo Regional) tienen como objetivo incentivar la cohesión socioeconómica dentro de la Unión Europea mediante la corrección del desequilibrio entre sus regiones.

La Comisión Europea expone que el FEDER presta especial atención a las características específicas de cada región. La acción del FEDER se ha diseñado para reducir los problemas socioeconómicos y medioambientales en las áreas urbanas y se centra especialmente en el desarrollo urbano sostenible.

Estos fondos fueron asignados por la Comisión Europea al trasvase Júcar-Vinalopó, siendo esta asignación de 80 millones de euros cuando se concibió el trasvase con toma en Cortes-La Muela y se amplió hasta 120 millones de euros tras el cambio de toma.

En la actualidad, la Comisión Europea ejerce presión para que el trasvase entre en funcionamiento y se firme un convenio que lo regule, ya que en caso contrario estos fondos pueden ser exigidos de vuelta a la Comisión.

El coste total del trasvase, tras añadirse sobrecostes y reparaciones ascendió hasta casi los 400 millones de euros. Los fondos asignados por la Comisión Europea cubrieron por tanto el 30% del coste total de las obras.

En la fecha de redacción de este estudio los regantes y el Ministerio de Medio Ambiente habían conseguido llegar a un principio de acuerdo para la firma de un convenio que permitiría poner en marcha el trasvase transfiriendo un total de 20 hm³ anuales. Por esta razón, en el estudio de soluciones se utilizará este volumen de trasvase anual, aunque después se harán otras hipótesis de caudal transferido para ver el comportamiento de la solución elegida frente a mayores aportes de caudal.

Hay que señalar que en este momento el convenio sigue sin firmarse y el cambio de gobierno ocurrido tras la moción de censura del pasado día 1 de junio podría retrasar aún más esta firma o incluso, cambiar los criterios.

2.2. SITUACIÓN ACTUAL

El esquema de las instalaciones finalmente ejecutadas (ACUAMED, 2018) consiste en una elevación desde la toma en el río Júcar, a la cota 1,5 msnm hasta una cota máxima de 656 msnm mediante una serie de estaciones de bombeo denominadas Azud de la marquesa (Cullera), El Panser (Llaurí), Llanera de Ranes y Moixent. Superada la cota máxima de elevación que se da en la cámara de descarga del Ramblar (el mismo lugar que estaba previsto en el trazado del proyecto inicial) el agua circula por gravedad, bien hasta la balsa de San Diego al final de la conducción o bien directamente hasta su entrega al postrasvase, establecido en la descarga de la Central de Alhorines (Villena).

La capacidad máxima de bombeo del trasvase es de 140 hectómetros cúbicos anuales de acuerdo a los grupos de bombeo que se instalaron, aunque la previsión inicial del trasvase era de 80 hm³ al año.

A pesar de esto, el caudal que ha sido trasvasado hasta la fecha oscila entre los 5 y 15 hm³/año debido a la escasez real de recursos en el Júcar.

Actualmente se ha planteado el primer convenio definitivo, que regulará el caudal trasvasado durante los próximos 5 años y cuya firma, como ya se ha señalado en el epígrafe anterior, estaba prevista en las próximas semanas. Este convenio acuerda un caudal de trasvase de 20 hm³/año destinado a riego, y 7 hm³/año extra, provenientes de la desaladora de Mutxamel para el abastecimiento urbano. De este modo se alivia la sobreexplotación que sufren desde hace décadas los acuíferos de la zona del Vinalopó.

Los datos de las estaciones de bombeo mencionadas son los siguientes:

- La Marquesa (Cullera)

La estación de bombeo de La Marquesa consta de 3 bombas en uso más una en caso de que alguna de las anteriores falle. Cada una de las bombas tiene un caudal unitario Qu de 4.256 m³/h lo que equivale a 1,18 m³/s que, en total, entre las 3 bombas suma un caudal de 3,55 m³/s.

Este grupo de bombeo ha de elevar el agua 21,2 metros, desde donde, por gravedad, llegará hasta la balsa de Panser.

La tensión a la que se opera la estación de bombeo es de 20 kV.

- Panser (Llaurí)

La balsa de Panser tiene una capacidad de 200.000 m³. Aquí se encuentra la segunda estación de bombeo, la cual consta de 4 bombas más una de repuesto y un caudal unitario Qu de 4.050 m³/h lo que equivale a 1,13 m³/s, que en total supone un caudal de 4,5 m³/s.

Este grupo de bombeo debe elevar el agua una altura manométrica de 193,6 metros, desde donde por gravedad llegará hasta la balsa de Llanera de Ranos.

La tensión a la que se opera la estación de bombeo es de 20 kV.

- Llanera de Ranos

La balsa de Llanera de Ranos tiene una capacidad de 51.000 m³. Aquí se halla la tercera estación de bombeo, la cual consta de 4 bombas más una de repuesto y un caudal unitario Qu de 4.050 m³/h lo que equivale a 1,13 m³/s, que en total supone un caudal de 4,5 m³/s.

Este grupo de bombeo debe elevar el agua una altura manométrica de 264 metros, desde donde por gravedad llegará hasta la balsa de Moixent.

La tensión a la que se opera la estación de bombeo es de 132 kV.

- Moixent

La balsa de Moixent tiene una capacidad de 30.000 m³. Aquí se halla la cuarta y última estación de bombeo, la cual consta de 4 bombas más una de repuesto y un caudal unitario Qu de 4.050 m³/h lo que equivale a 1,13 m³/s, que en total supone un caudal de 4,5 m³/s.

Este grupo de bombeo debe elevar el agua una altura manométrica de 308 metros, desde donde por gravedad llegará hasta el embalse de San Diego, desde donde comienzan las obras del postravase y desde donde se abastecen los usuarios del Vinalopó, Alacantí y la Marina Baixa.

La tensión a la que se opera la estación de bombeo es de 132 kV.

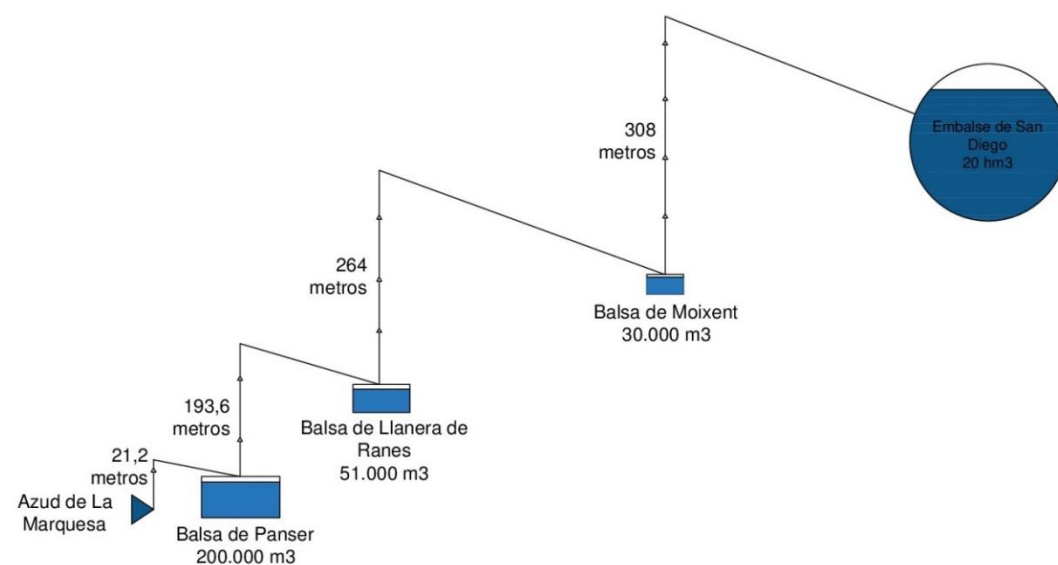


Figura 1: Esquema del trasvase Júcar-Vinalopó.

2.3. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El presente estudio ha sido concebido para proporcionar una alternativa económica, limpia y de mejora de calidad medioambiental mediante la aplicación de una energía renovable, la solar fotovoltaica. Se define como energía renovable aquella cuya fuente es considerada como inagotable o con capacidad regenerativa de manera natural. Estas fuentes son el sol, agua, viento etc.

2.3.1. La energía solar fotovoltaica en España

En España la generación de energía eléctrica se produce mediante el uso de distintas fuentes, renovables y no renovables. A esta combinación de fuentes de producción se denomina el mix energético. De acuerdo con lo expuesto en REE, 2017b, la potencia instalada en España según tecnología es la siguiente:

Tabla 1. Potencia eléctrica instalada en España (MW). Año 2017. Elaboración propia con datos de REE

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA (MW). AÑO 2017			
	Sistema peninsular	Sistemas no peninsulares	Total nacional
Hidráulica	20.331	1	20.332
Nuclear	7.117	-	7.117
Carbón	9.536	468	10.004
Fuel/Gas	-	2.490	2.490
Ciclo combinado	24.948	1.722	26.670
Hidroeléctrica	-	11	11
Eólica	22.863	142	23.005
Solar fotovoltaica	4.431	244	4.675
Solar termoeléctrica	2.299	-	2.299
Otras renovables (1)	743	5	748
Cogeneración	6.373	44	6.417
Residuos	670	77	747
Total	99.311	5.204	104.515

(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica

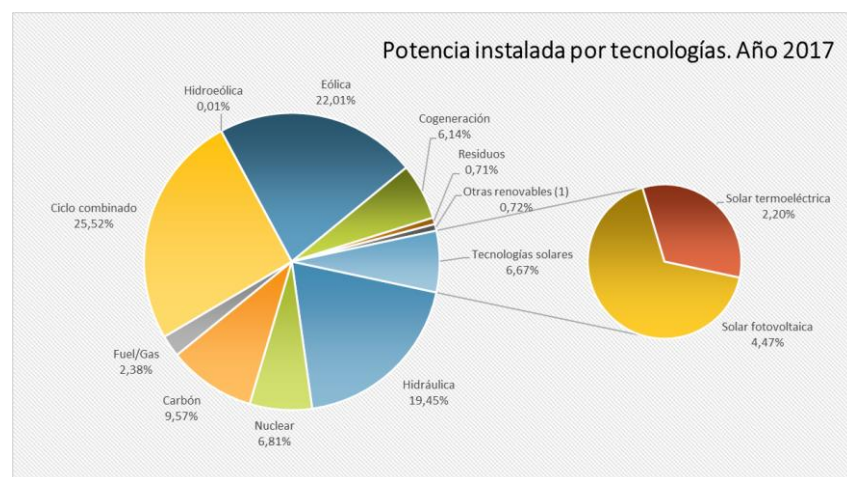


Figura 2: Potencia eléctrica instalada en España en el año 2017. Elaboración propia con datos de REE

En cuanto a producción, los datos que figuran a continuación (REE, 2017a) muestran que en ese año la producción de energía eléctrica mediante instalaciones fotovoltaicas ascendió a 7.965 GWh, lo que representa algo más del 3% del total de la producción de energía eléctrica de ese año.

Tabla 2. Energía eléctrica generada en España (GWh). Año 2016. Elaboración propia con datos de REE

GENERACIÓN ELÉCTRICA (GWh). AÑO 2016			
	Sistema pe-ninsular	Sistemas no peninsulares	Total nacional
Hidráulica	39.168	3	39.171
Nuclear	56.099	-	56.099
Carbón	35.188	2.304	37.492
Fuel/Gas	-	6.765	6.765
Ciclo combinado	25.686	3.574	29.260
Hidroeléctrica	-	18	18
Eólica	47.296	399	47.695
Solar fotovoltaica	7.567	398	7.965
Solar termoeléctrica	5.060	-	5.060
Otras renovables (1)	3.416	11	3.427
Cogeneración	25.782	35	25.817
Residuos	3.121	271	3.392
Total	248.383	13.778	262.161

(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica

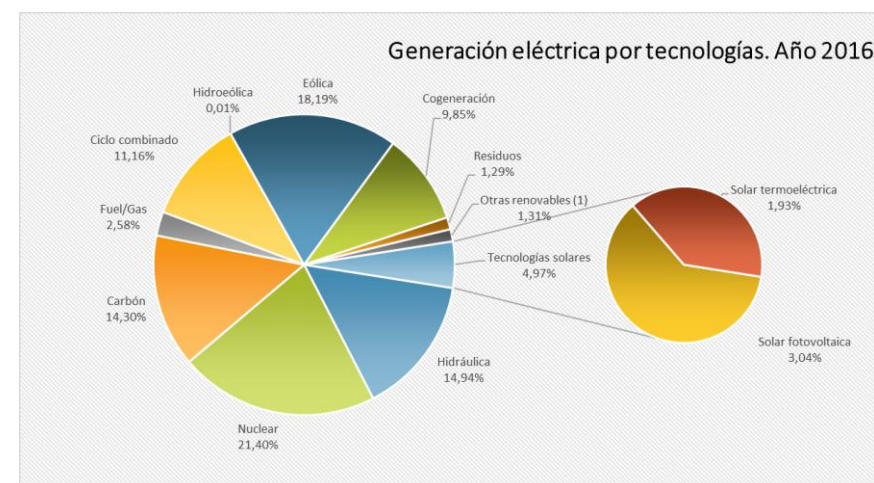


Figura 3: Generación eléctrica en España en el año 2016. Elaboración propia con datos de REE

Los datos anteriores muestran como en España la generación de energía eléctrica mediante el uso de tecnología solar fotovoltaica es tan solo el 3,04% de la producción total en el año 2016 y la potencia instalada el 4,47% de la total instalada en el año 2017. Estas cifras muestran el limitado uso que se hace de esta tecnología en nuestro país actualmente. Además, entre los años 2016 y 2017 se ha producido un fuerte descenso de la producción de energía eléctrica mediante energías renovables (REE, 2017b), pasando del 40,8% en 2016 al 33,3% en 2017. Esto fue principalmente debido a la situación de creciente sequía, lo que limita la producción mediante energía hidráulica que, junto a la eólica, son las principales tecnologías utilizadas en materia de producción renovable. Es por esto que se considera importante fomentar el uso de tecnologías solares en España, ya que el recurso solar en nuestro país es uno de los mejores de Europa y es de gran fiabilidad debido a nuestra climatología y situación geográfica.

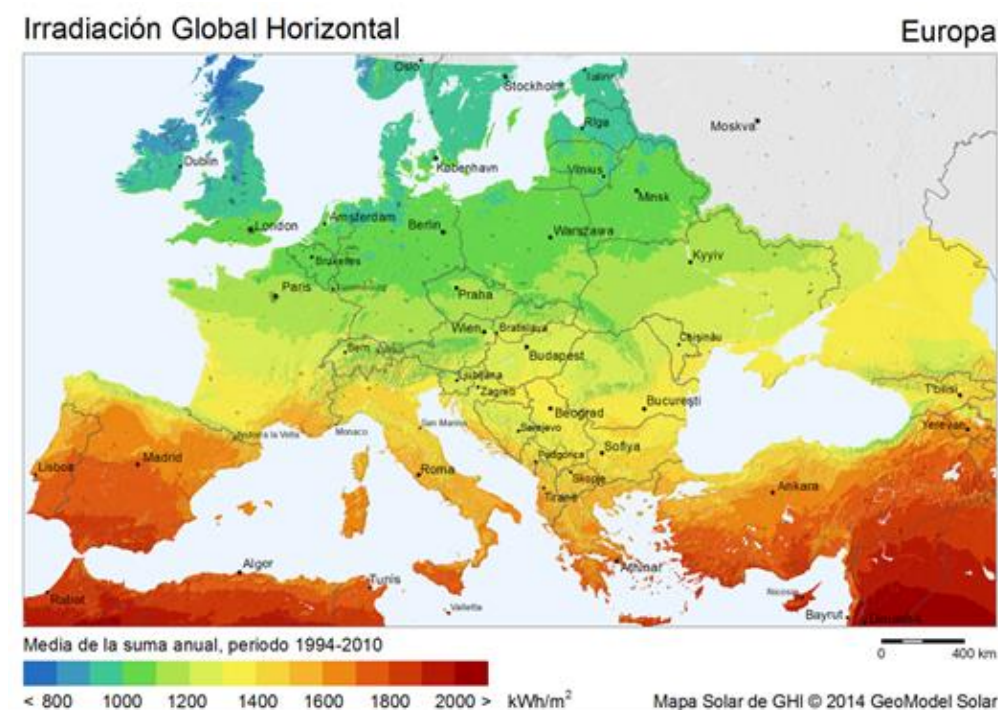


Figura 4: Irradiación global horizontal en Europa. Fuente: SolarGIS

España es uno de los países de Europa con mayor potencial en cuanto a generación solar, debido en parte a que es uno de los países con más horas de sol y a su latitud, lo que se traduce en una cantidad de irradiación solar incluso superior a zonas ecuatoriales. La media anual de incidencia solar es de 1.500 kWh/m², cifra bastante elevada. 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 también de la climatología y época del año.

El Código Técnico de la Edificación recoge en su Documento Básico de Ahorro de Energía la división del territorio español en 5 zonas climáticas en función de los valores de irradiación global incidente sobre la superficie horizontal.

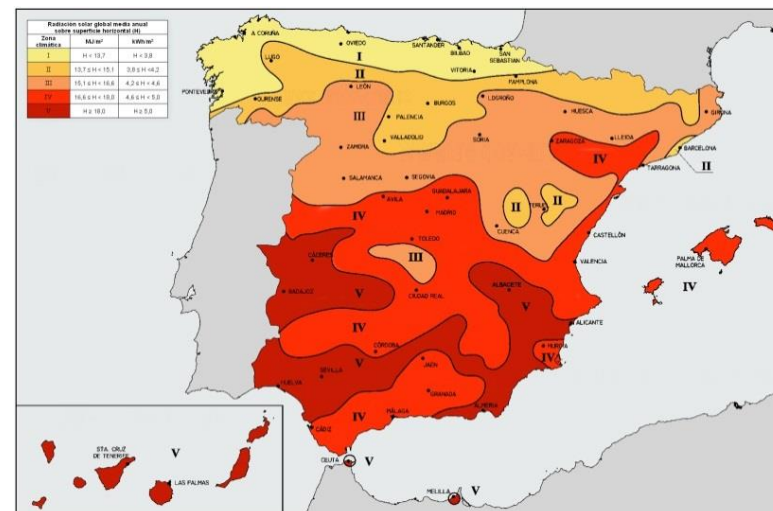


Figura 5: División de zonas de irradiación. Fuente: CTE

Las obras pertenecientes al presente estudio están ubicadas en las provincias de Valencia y Alicante, categorizadas como zonas IV y V, es decir, de alta irradiación solar.

Las ventajas que presenta la tecnología solar fotovoltaica son:

- Inagotable a escala humana
- Proviene de una fuente gratuita.
- Disponibilidad global. En mayor o menor medida, el sol brilla en todo el mundo.
- Abundante. La superficie terrestre recibe 120.000 teravatios de irradiación solar, lo que supone unas 20.000 veces la potencia que necesita todo el planeta.
- No produce gases de efecto invernadero en su funcionamiento
- No usa combustibles, evitando la peligrosidad de su almacenamiento
- Puede instalarse en zonas donde no llega el tendido eléctrico
- Bajo coste de operación y mantenimiento
- Conlleva la reducción de dependencia energética del país
- Modulable. Son instalaciones de fácil ampliación con apenas limitaciones.

A continuación, se adjunta la matriz DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) de la energía solar (tanto fotovoltaica como otras), según la empresa Enerficz S.L. especializada en energías renovables:

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none"> - Abundancia del recurso solar - Disponibilidad de terrenos adecuados - Coste nulo de la energía primaria - Reducida generación de residuos - No emite gases de efecto invernadero - Larga vida útil de las instalaciones - Liderazgo a nivel internacional de las empresas españolas - Profesionales con experiencia y muy cualificados - Empresas de ingeniería fuertes - Distribución territorial - Buenos sistemas de medición, gestión, control y operación - Buena consideración social 	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema eléctrico con exceso de potencia instalada - Necesidad de terrenos extensos - Impacto visual de las instalaciones - Fluctuaciones en la producción - No gestionabilidad - Necesidad de inversiones iniciales fuertes - Precios de energía generada aún no del todo competitivos con los de las tecnologías tradicionales - Necesidad de recursos hídricos en el caso de las plantas termosolares - Frenazo del sector en los últimos años - Consumidores mal o poco informados
Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de la dependencia energética - Contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero - Expansión internacional de las empresas españolas - Fabricación en España de componentes - Opciones para atraer inversiones - Liderar la I+D+I a nivel internacional - I+D+I en nuevos materiales - I+D+I en sistemas de almacenamiento energético - Creación de empleo - Implantación de empresas de servicios energéticos (ESEs) - Satisfacción de necesidades de energía en territorios menos desarrollados - Exportación de electricidad - Favorecer la diversificación del mix energético - Creación de redes inteligentes - Impulso económico para otros sectores de actividad - Romper el oligopolio eléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> - Indefinición del marco legal - Legislación errática - Políticas contrarias al desarrollo del sector - Actuaciones jurídicas cuestionables. Inseguridad - Desconfianza de los mercados financieros - Carencia de recursos financieros - Absorción de empresas españolas por empresas extranjeras - Nuevos países competidores en el sector - Especulación - Reducción de personal cualificado - Parte del sector ligado al sector de la construcción y por tanto a su declive en los últimos años

Con lo expuesto queda justificado el uso de este tipo de tecnología en el desarrollo del presente estudio en el que, finalmente se concluirá si esta iniciativa será o no viable.

2.3.2. Potencia fotovoltaica instalada en España. Evolución. Causas

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

Ya se ha visto que desde comienzos del siglo XXI numerosos países comenzaron a incentivar el uso de las energías renovables. En España la electricidad producida por este tipo de energías estaba primada.

Según expone RIERA, 2015, 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 se reducían, no tenían límite temporal.

A partir de 2007 se sucedieron una serie de 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 6. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. 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 del registro del MINETAD, a final de 2017 había en España un total de 642 instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo con un total de 19,44 MW de potencia instalada. Su distribución según la división por tipos que se hace en el RD900/2013 es la que puede verse en las siguientes gráficas:

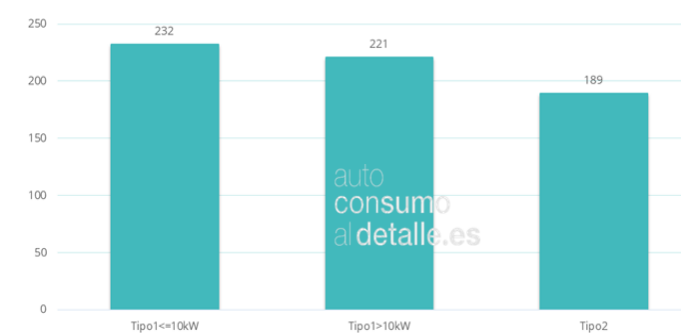


Figura 7. Número de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo (a dic. de 2017). Fuente: ENERAGEN según datos del registro del MINETAD

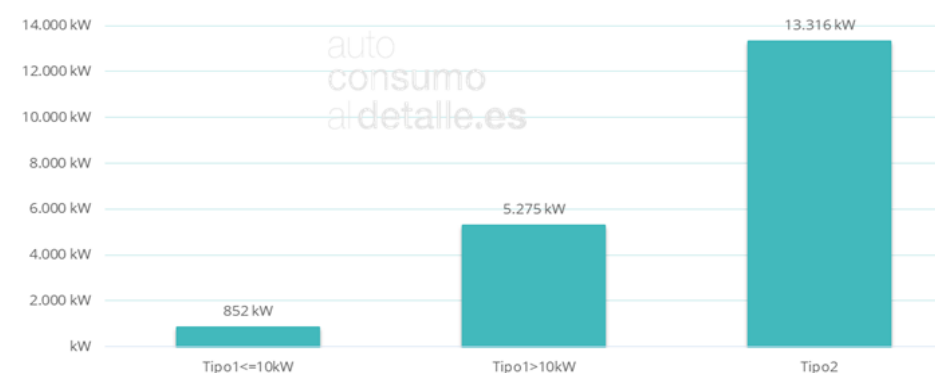


Figura 8. Potencia fotovoltaica de autoconsumo instalada (a dic. de 2017). Fuente: ENERAGEN según datos del registro del MINETAD

En el ámbito autonómico, varias comunidades han fomentado el desarrollo del autoconsumo otorgando subvenciones, aplicando deducciones por inversiones en instalaciones de energías renovables destinadas a la generación eléctrica para autoconsumo, o fijando desgravaciones fiscales para este tipo de instalaciones.

Gracias a la existencia de regulación legal para el autoconsumo y a que en los últimos años el coste del kWh producido en plantas solares ha ido bajando hasta llegar a ser competitivo (sin necesidad de subvenciones ni otro tipo de incentivos) con la producción mediante tecnologías convencionales, el sector está comenzando a reactivarse.

2.3.3. El efecto fotovoltaico

A continuación, 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.

La energía solar fotovoltaica se produce aprovechando el denominado “efecto fotovoltaico”, que es la propiedad que tienen algunos materiales de transformar directamente la radiación solar en energía eléctrica.

Las primeras experiencias en la utilización de la generación de energía con células fotovoltaicas tuvieron lugar en los satélites de EEUU y la URSS.

Este uso tuvo tal gran importancia que estimuló la investigación. La industria buscó la manera de fabricar paneles solares cada vez más eficientes. El primer mercado de paneles fotovoltaicos fue dirigido al sector espacial.

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.

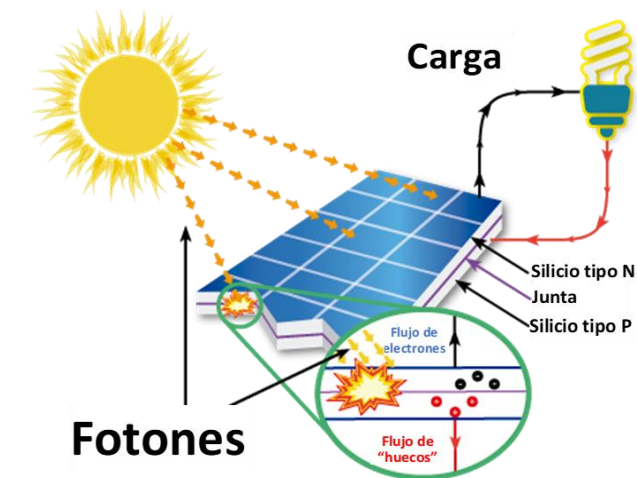


Figura 9: Esquema del funcionamiento de una célula solar

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.

Es importante que los fotones solares choquen con las células de la forma más perpendicular posible, así la energía liberada es mayor.

2.3.4. Elementos de una instalación solar fotovoltaica

Los principales elementos que conforman una instalación solar fotovoltaica son:

- Módulos solares que captan la irradiación solar y la transforman en corriente continua
- Estructuras de soporte
- Inversor que convierte la corriente continua en corriente alterna
- Contadores y elementos auxiliares

En el presente documento se estudia el uso de esta energía para el bombeo de agua y en este tipo de instalaciones es frecuente utilizar el siguiente elemento:

- Variador de frecuencia o variador de velocidad

2.3.4.1. Paneles solares

También se les denomina módulos fotovoltaicos. Están compuestos por un conjunto de células (también llamadas celdas) solares fotovoltaicas conectadas entre sí.

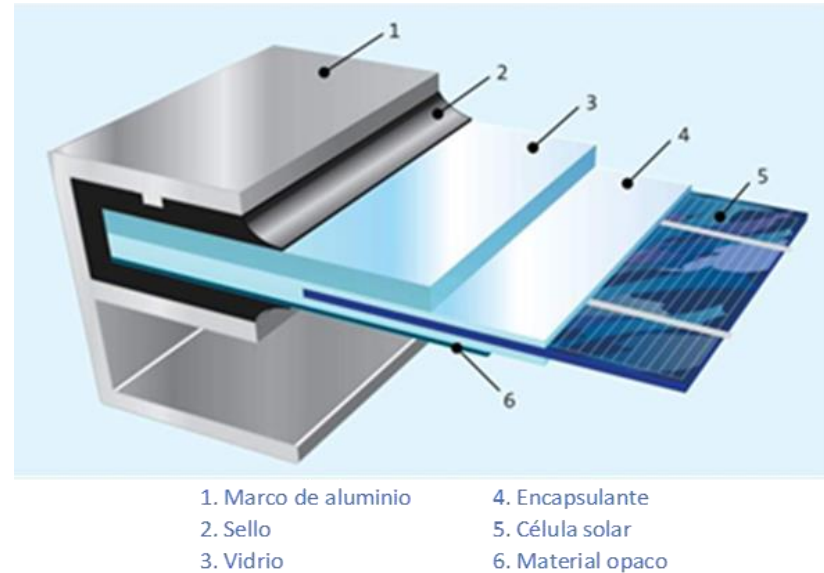


Figura 10. Partes de un módulo solar fotovoltaico. Fuente: Schott Solar

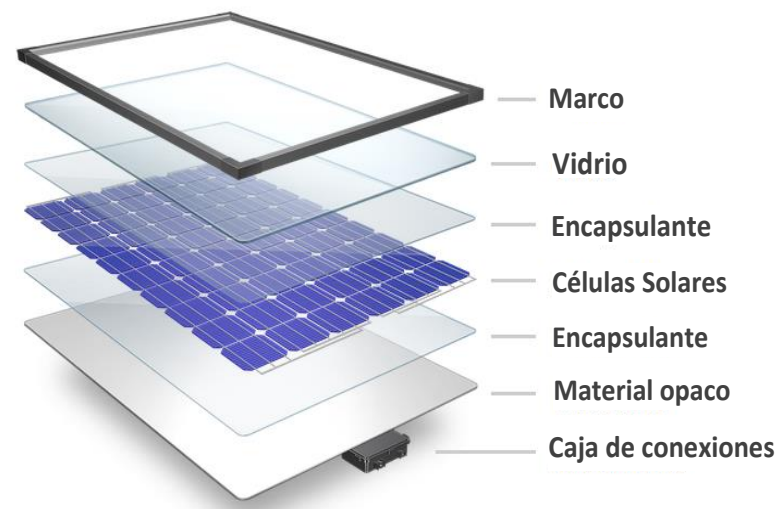


Figura 11. Configuración de un módulo solar fotovoltaico. Fuente: Wealthdaily.com

Estas células solares vienen encapsuladas para su protección y montadas sobre una estructura de soporte.

El encapsulante debe tener buena transmisión a la radiación y baja degradabilidad a la acción de los rayos solares, el más frecuente es el etilen-vinil-acetato (EVA).

La parte anterior del módulo, sobre la que incide la radiación solar, va protegida con un vidrio templado que debe poder soportar cambios bruscos de temperatura y ser resistente a

condiciones climatológicas adversas. Suele usarse fluoruro de polivinilo (su nombre comercial es Tedlar).

Es importante que este vidrio sea antireflectante y con cualidades de transmisión de luz superiores al 90%, de manera que a la célula fotovoltaica llegue la mayor cantidad de luz solar posible.

La parte posterior del módulo está constituida normalmente por un material opaco que refleja la luz que ha pasado entre las células, haciendo incida de nuevo sobre éstas. Además, debe dar rigidez y protección frente a los agentes atmosféricos.

El marco exterior suele ser de aluminio y debe asegurar rigidez y estanqueidad al conjunto.

La caja de conexiones incorpora los bornes para la conexión del módulo, debe ser estanca y resistente a la intemperie.

2.3.4.2. Estructuras de soporte

Los paneles solares se conectan entre sí hasta conseguir la potencia proyectada. 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.



Figuras 12 y 13. Soporte fijo para módulos fotovoltaicos. Fuente: Nclave, S.L.

2.3.4.3. Inversor

El inversor convierte la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para su uso o vertido a la red eléctrica.



Figura 14. Inversor. Fuente: SMA

2.3.4.4. Variador de frecuencia

Un componente que puede o no añadirse al diseño de una instalación solar fotovoltaica es el denominado variador de frecuencia o variador de velocidad. Este elemento presenta diversas ventajas, especialmente en su uso en bombes de agua mediante energía solar.

Como ya se ha comentado, un sistema convencional de generación fotovoltaica consta de los módulos, que producen energía eléctrica en forma de corriente continua, y dicha energía se dirige a uno o varios inversores para transformar esta en corriente alterna y así poder ser utilizada para los fines para los cuales haya sido diseñado. En el caso de bombes de agua, es muy conveniente añadir a este sistema el variador de frecuencia (o incluso sustituir el inversor por un variador).

El funcionamiento de este elemento es sencillo: a partir de una corriente, se va modificando la frecuencia del motor de la bomba para que esta pueda entrar en funcionamiento mucho antes de alcanzar su potencia nominal, de acuerdo a su curva de funcionamiento. Esto a su vez se ve traducido en un arranque suave del grupo de bombeo, lo que aporta numerosas ventajas. El arranque suave evita en gran medida posibles daños mecánicos y evita que se produzca un pico de intensidad en el arranque que lleva al sobredimensionamiento de los cables.

La principal ventaja que se presenta, por tanto, es la capacidad de los grupos de bombes, mediante la adquisición de energía solar, de adaptar el bombeo de agua a la demanda en cada momento, regulando la velocidad del rotor de las bombas, consiguiendo así un considerable ahorro de energía con respecto al uso de inversores únicamente.

Además de esto, el uso de variadores de frecuencia conlleva las siguientes ventajas:

- Control instantáneo del caudal y la presión
- Corrección del FDP (factor de potencia)
- No generación de energía reactiva
- Arranque suave
- Evitar el arranque conocido como “estrella-triángulo” en bombas de gran potencia
- Exige menor mantenimiento de los grupos de bombes
- Evita el choque hidráulico o golpe de ariete y la cavitación

Esta última ventaja es también muy importante ya que al tratarse de un arranque suave, el aire contenido en las conducciones cuando no están llenas se va retirando de manera paulatina y no golpea las válvulas de retención y se evita la cavitación del impulsor cuando en el arranque el agua pasa de estar quieta a entrar en movimiento instantáneamente.

Se opta por tanto por la aplicación de este elemento en el presente estudio y formará parte del sistema en las diferentes alternativas que se planteen.

Para la elección del variador adecuado, se ha acudido a la empresa POWER ELECTRONICS, ya que en la actualidad es la única que ofrece variadores tanto para instalaciones aisladas como híbridas. La principal diferencia, a la hora de producción energética, radica en cómo se comporta la instalación en el caso de que una nube o grupo de nubes tapen el sol durante un tiempo determinado.

En el caso del variador para instalación aislada, en el momento del paso de la nube sobre el sistema de producción, éste se regulará ajustando la frecuencia de la bomba a la energía disponible. Por lo general la bomba podrá entrar en funcionamiento al alcanzar aproximadamente el 30% de su potencia nominal. En el momento de la instalación del variador y conexión con el grupo de bombeo, se realiza una simulación del sistema que le permite determinar la frecuencia mínima de bombeo de la bomba. Mediante el uso del algoritmo de búsqueda dinámica de MPPT proporcionado por estos variadores de POWER ELECTRONICS, se realiza la búsqueda automática del punto de potencia máxima y por consiguiente el campo fotovoltaico realizará siempre la entrega de máxima energía disponible.

A modo de ejemplo del funcionamiento de una instalación aislada con variador de frecuencia, se adjunta la siguiente figura, en ella se puede observar el comportamiento ante la aparición de nubes.

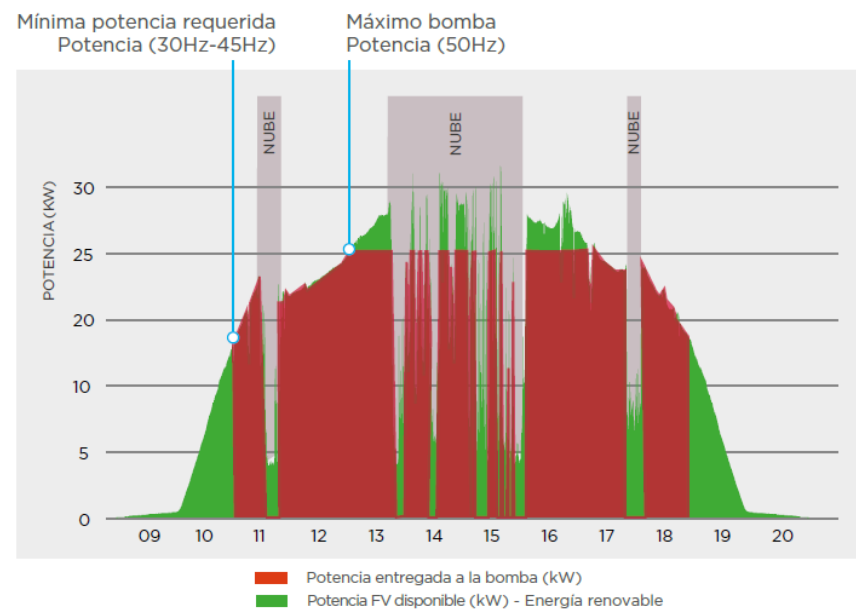


Figura 15. Funcionamiento de instalación aislada con variador de frecuencia. Fuente: Power Electronics

El sistema de conexión híbrida conlleva la conexión del variador de frecuencia de manera simultánea a la red eléctrica en corriente alterna y al campo fotovoltaico en corriente continua. En este caso el sistema utiliza toda la energía disponible de los módulos fotovoltaicos y se alimenta de la red en momento en que sea necesaria una potencia mayor para adaptarse a la demanda. La figura que se adjunta a continuación representa un ejemplo de este funcionamiento. Durante las horas de luz, la energía que generan los paneles fotovoltaicos (zona verde) es utilizada por la bomba. En estos momentos la energía que se absorbe de la red (línea roja) disminuye ajustándose con la energía de los paneles para proporcionar la demanda necesaria en cada instante. En los momentos en que haya presencia de nubes, la energía en forma de corriente alterna absorbida de la red compensará la caída de potencia suministrada por el campo solar.

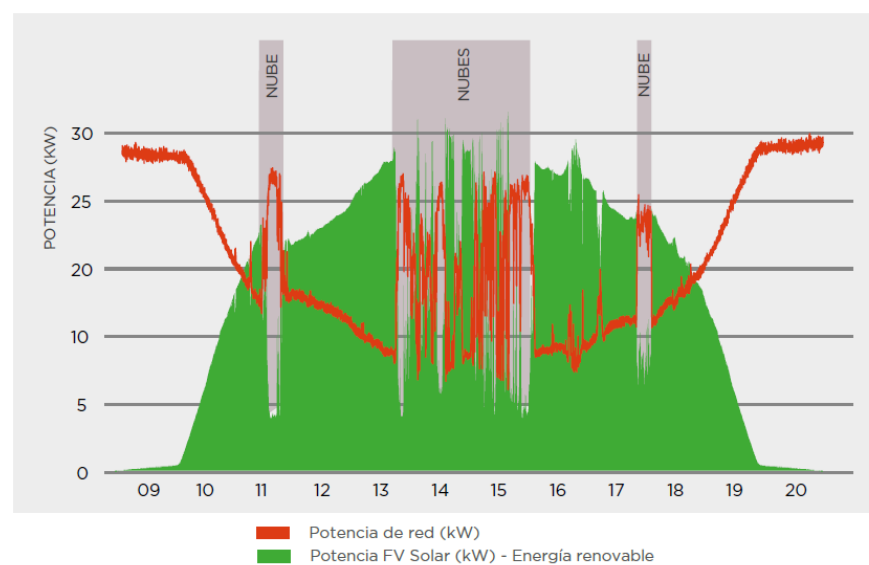


Figura 16. Funcionamiento de instalación con variador de frecuencia y sistema híbrido (solar y red). Fuente: Power Electronics

Seguidamente se adjunta el diagrama operacional de un variador de frecuencia con conexión al campo fotovoltaico y a la red eléctrica. En el diagrama de la figura, la conexión a la red permite únicamente el paso de corriente en una dirección, es decir, la extracción de energía y no el vertido de la misma. En caso de que se desee realizar el vertido de energía sobrante, el esquema deberá incorporar un inversor intermedio entre el variador y el transformador de la red eléctrica.

SD700SP DIAGRAMA OPERACIONAL

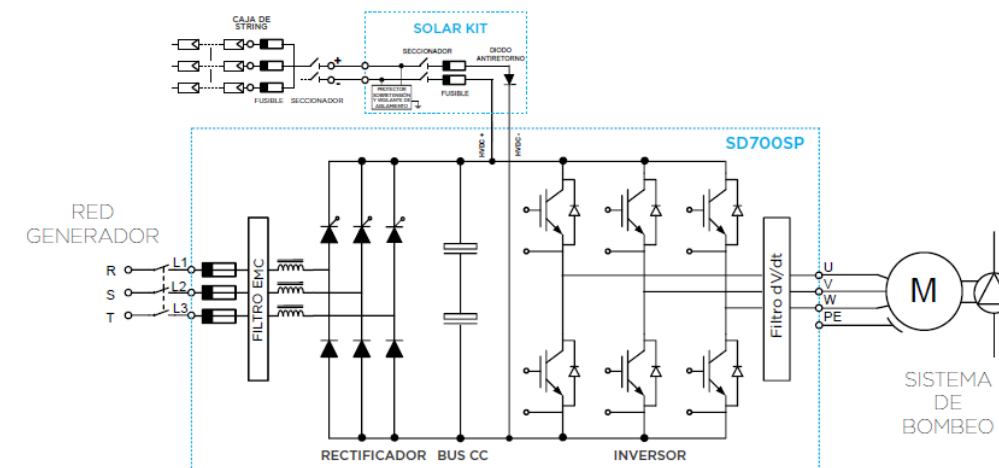


Figura 17. Diagrama operacional de instalación con variador de frecuencia y sistema híbrido (solar y red). Fuente: Power Electronics

3. METODOLOGÍA

La metodología a seguir en el presente estudio pretende conseguir una conclusión válida respecto al uso de energía solar fotovoltaica en el bombeo de agua del trasvase Júcar-Vinalopó. Para ello, en primer lugar se han considerado y desarrollado una serie de alternativas que seguidamente serán expuestas y comparadas para así seleccionar 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 ha calculado la rentabilidad no sólo para el caudal de diseño de la solución adoptada, sino también para otros caudales, con el fin de encontrar cuál sería el bombeo que resultaría más rentable económicamente.

Por último, se ha estudiado hasta qué caudal límite puede obtenerse una instalación en la que el coste energético sea 0, es decir, que toda la demanda energética pueda cubrirse únicamente con la producción solar.

Cabe mencionar que el estudio comprende el análisis de alternativas para las 4 ubicaciones del trasvase donde se encuentran los grupos de bombeo y las balsas reguladoras: La Marquesa (Cullera), Panser (Llaurí), Llanera de Ranes y Moixent. Es posible que la alternativa más idónea no sea la misma en los 4 casos, no obstante se tendrá siempre presente en el momento de selección que estos 4 bombeos forman parte de la misma obra y por tanto han de ser compatibles entre sí, no funcionar de manera aislada.

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. Es muy importante también conocer la legislación existente en España en este momento para el autoconsumo fotovoltaico, ya que influye en la manera en que debe tramitarse la legalización de la instalación fotovoltaica que se plantea construir y en el régimen económico de peajes y cargos que debe satisfacer.

También se verá en este apartado el porqué del caudal a trasvasar considerado en el presente estudio y los precios tanto de compra como de venta de energía eléctrica estimados para realizar el estudio económico de las alternativas.

4.1. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Existen básicamente dos tipos de instalaciones fotovoltaicas: las aisladas y las conectadas a red.

Las instalaciones conectadas a red vierten la energía que producen a la red eléctrica de la zona. Estos sistemas pueden ser desde grandes centrales de varios megavatios de potencia hasta pequeñas instalaciones de pocos kilovatios; pueden estar construidas sobre suelo o situarse sobre edificios.



Figura 18. Planta solar conectada a red construida sobre suelo. Fuente: Enerficaz, S.L.

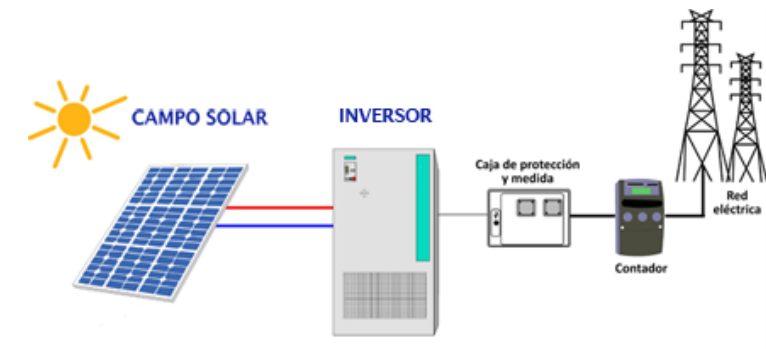
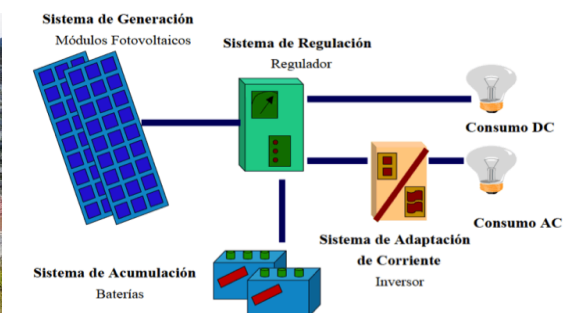


Figura 19. Esquema de planta solar conectada a red. Fuente: Sunwater Project

Las instalaciones aisladas no están conectadas a ninguna red eléctrica exterior. Estas instalaciones suelen ubicarse en regiones donde no existe red eléctrica o los costes de desarrollarla son muy altos, por ejemplo, en zonas rurales remotas. Se utiliza básicamente para bombeos para riego, señalización, comunicaciones y electrificación rural.

Pueden contar con sistemas de acumulación (baterías) y deben incluir un regulador de carga para proteger la instalación de sobrecargas o bajadas de tensión que puedan dañarla.



Figuras 20 y 21. Instalación solar aislada y esquema de instalación aislada

Un tipo intermedio entre los dos que acabamos de ver son las instalaciones de autoconsumo conectadas a red. En estas instalaciones el productor es también consumidor. En la actualidad están en auge debido a la existencia de regulación legal, la subida de los precios del suministro eléctrico y la bajada de costes de las instalaciones fotovoltaicas. Pueden incluir o no sistemas de acumulación y, según el caso, puede venderse la energía excedentaria vertida a la red.

4.2. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

El autoconsumo de energía eléctrica permite a los usuarios producir toda o parte de la electricidad que emplean, con independencia total o parcial de la red eléctrica.

A continuación se explica, de manera concisa, la evolución de la legislación hasta llegar al marco regulatorio que existe en la actualidad para el autoconsumo eléctrico en España y se resumen los principales aspectos del RD 900/2015 de autoconsumo.

Dado el carácter del presente estudio, lo que sigue se centrará en el autoconsumo de electricidad generada por instalaciones fotovoltaicas.

La legislación básica que regula el autoconsumo eléctrico en este momento en España es la siguiente (RIERA, 2016):

- 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.
- 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.
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RD 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

La definición legal de autoconsumo se encuentra en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, que, en su artículo 9, define el autoconsumo como el *consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor*. La Ley distingue varias modalidades de autoconsumo.

Las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo se regulan en el RD 900/2015, de 9 de octubre.

4.2.1. Ámbito de aplicación del RD 900/2015

Para entender bien las alternativas planteadas en este estudio es fundamental conocer el ámbito de aplicación de este real decreto:

En su artículo 2, el RD 900/2015 dice que lo dispuesto en él resulta de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante. Esto significa que, si un consumidor conectado a la red eléctrica tiene además conectada en su red interna una instalación de producción de energía eléctrica, aunque no vierta energía a la red, esta instalación entra en el ámbito de aplicación del RD.

Se exceptúa de la aplicación del RD a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica en la red.

Según las definiciones del RD 900/2015, *una instalación aislada es aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto*.

Es decir, quedan excluidas las instalaciones a las que no llega la red de energía eléctrica, que, por otro lado, eran las únicas “legales” previamente a la aparición del RD 1699/2011 de instalaciones de pequeña potencia. Para la legalización de estas instalaciones se usa el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

4.2.2. Modalidades de autoconsumo

El RD 900/2015, en su artículo 4, distingue dos modalidades de autoconsumo para las que además define unos requisitos:

Tipo 1

Corresponde a la modalidad de suministro con autoconsumo definida en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico:

Cuando se trate de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción.

- Se considera en este caso que sólo existe un sujeto del sistema, el consumidor.
- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor (es decir, si un consumidor tiene contratado 5,5 kW, como máximo podrá instalar esa potencia para generar su autoconsumo).
- El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red (es decir, el consumo y la generación tienen que pertenecer al mismo titular).
- Deberán cumplir todos los requisitos técnicos de la normativa y reglamentación de aplicación. Las instalaciones de generación de la modalidad de autoconsumo Tipo 1 se considerarán instalaciones de producción a los efectos exclusivos de aplicación del RD 1699/2011.
- No se inscriben en el RAIPRE (registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica)
- No perciben retribución por la energía excedentaria que puedan verter a la red.

Tipo 2

Corresponde a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1.b) y 9.1.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa.

- En este caso existen dos sujetos del sistema, el productor y el consumidor.

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. Al igual que en el Tipo 1, pero aquí no existe la limitación de potencia a 100 kW
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica. Todas las instalaciones de producción deben pertenecer al mismo titular, pero en este tipo 2 no se requiere que consumo y generación tengan la misma titularidad. Así, por ejemplo, una industria puede contratar los servicios de una empresa de servicios energéticos que sea la dueña de la instalación de producción y le pague por el consumo que hace de ella.
- Deben estar inscritas en el RAIPRE
- Venden su excedente de energía a red.

El Tipo 1 está pensado para instalaciones de autoconsumo más pequeñas, siendo los trámites administrativos más sencillos, en este tipo se engloban principalmente las instalaciones residenciales.

En cuanto al Tipo 2, son instalaciones de mayor potencia y su tramitación es más complicada, deben estar inscritas en el RAIPRE (Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, actualmente en el Ministerio de Transición Ecológica), esto último conlleva la obligación de estar dada de alta en Actividades Económicas y tributar IVA trimestralmente, además, le será de aplicación el impuesto del 7% sobre la generación.

Solo las instalaciones de autoconsumo de Tipo 2 podrán recibir una contraprestación por el vertido de energía a red. Las instalaciones de Tipo 1 no recibirán contraprestación en el caso de que viertan energía, pero no se les exige ningún equipo de inyección 0 para legalizarlas.

Para ser autoconsumidor en cualquiera de las dos modalidades debe solicitarse una nueva conexión o modificar la existente a la empresa distribuidora de la zona aun cuando no se vaya a verter energía a la red. El consumidor deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora. El tiempo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida será como mínimo de un año desde la fecha de alta o modificación del contrato de acceso.

Las instalaciones Tipo 1 que tengan una potencia contratada inferior o igual a 10 kW y que acrediten que cuentan con un dispositivo que impida el vertido instantáneo de energía a la red de distribución estarán exentos del pago de los estudios de acceso y conexión.

En el caso de este estudio, las alternativas propuestas dentro del ámbito del RD 900/2015 son del Tipo 2.

4.2.3. Régimen económico

A continuación se desglosan los peajes y cargos que deben pagar los autoconsumidores:

De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 16 del RD 900/2015 *Peajes de acceso a las redes de aplicación a las modalidades de autoconsumo*, para la modalidad de autoconsumo tipo 2 es obligatorio del pago de peajes de acceso establecidos en el RD 1164/2001

Ya la Ley 24/2013 del Sector eléctrico establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema.

En la Disposición transitoria primera el RD900/2015 estipula la manera de determinar los componentes de la facturación de estos peajes y cargos.

El Capítulo II del RD 900/2015 establece cómo se debe proceder para la Gestión de la energía producida y consumida. En primer lugar, el Artículo 14 recoge los cargos impuestos a un consumidor afectado por este RD. Resultarán de aplicación los cargos de peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema eléctrico y cargos por otros servicios del sistema de acuerdo con lo que se define en el Título V de este Real Decreto.

Según el punto 2 de la disposición transitoria primera del RD 900/2015 Régimen económico transitorio de aplicación al autoconsumo: los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos asociados a los costes del sistema (...) serán los precios de los peajes de acceso establecidos en el artículo 9 de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 o norma que la sustituya. En este caso, la norma que la sustituye es la Orden Ministerial ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.

4.2.3.1. Peajes de acceso a la red de transporte

De acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 16 del RD 900/2015 *Peajes de acceso a las redes de aplicación a las modalidades de autoconsumo*, las condiciones de contratación del acceso a las redes y de aplicación de los peajes de acceso a redes de transporte y distribución son las que se establecen en el RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Este Real Decreto especifica los peajes que corresponden al uso de la red de transporte sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión y uso que se haga de la red. Estos peajes serán determinados de acuerdo a los niveles de tensión y a las características de los consumos indicados por horario y potencia.

El Artículo 2. *Costes que incluirán las tarifas de acceso* enumera lo que queda englobado en estos peajes de acceso:

- Los costes de transporte de energía eléctrica.
- Los costes de distribución de energía eléctrica.
- Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.
- Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (renovables, interrumpibilidad...).
- Los costes permanentes (compensación de sistemas extrapeninsulares, operador del sistema, operador del mercado, CNMC).

Estas tarifas de acceso se establecen en función a los niveles de tensión (baja y alta tensión) y se componen de un término de facturación de potencia y uno de energía.

El Artículo 7 define las diferentes tarifas de acceso. Se definen dos grupos; las tarifas de baja tensión, las cuales se aplican a suministros efectuados a tensiones inferiores a 1kV, y las de alta tensión que comprenden los suministros a tensiones superiores a 1kV.

Tabla 5. Tarifas de acceso

Tipo de Tensión	Código	Periodos	Potencia Contratada	Tensión de suministro (Vs)
Baja Tensión	2.0A	1	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	$V_s \leq 1 \text{ kV}$
	2.0 DHA	2		
	2.0 DHS	3		
	2.1 A	1	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	
	2.1 DHA	2		
	2.1 DHS	3		
Alta Tensión	3.0A	3	$P_c > 15 \text{ kW}$	
	3.1 A	3	$P_c \leq 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 A	6	$P_c > 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 B	6		$30 \text{ kV} \leq V_s < 36 \text{ kV}$
	6.2	6		$36 \text{ kV} \leq V_s < 72,5 \text{ kV}$
	6.3	6		$72,5 \text{ kV} \leq V_s < 145 \text{ kV}$
	6.4	6		$V_s \geq 145 \text{ kV}$

Las tarifas 6 se corresponden a las de alta tensión, siendo este el caso de la obra de estudio. Estas se diferencian por niveles de tensión y están basadas en 6 periodos tarifarios en que se dividen todas las horas del año. Es posible la contratación de potencias distintas en cada periodo, pero siempre teniendo en cuenta que estas deben ser tales que la potencia contratada en un periodo tarifario debe ser siempre mayor o igual a la contratada en el periodo tarifario anterior.

A continuación se adjunta una tabla con los 6 periodos tarifarios aplicados a los peajes de alta tensión, según la hora y el mes. Esto será utilizado para el cálculo de los citados peajes.

Tabla 6. Periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Por último, el Artículo 9 expone la determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de acceso.

En primer lugar se calcula el término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año. El cálculo de este término de potencia se realiza siguiendo la siguiente fórmula:

$$FP = \sum_{i=1}^n t_{pi} \cdot P_{fi}$$

Donde,

- P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i, expresada en kW.
- t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i.

La potencia a facturar para cada periodo será la potencia contratada.

Cuando la energía horaria neta generada sea mayor que cero el control de potencia demandada del consumidor asociado se realizará:

- En el punto frontera de la instalación, si se dispone en dicho punto de equipo de medida que registre las medidas de potencia necesarias para la correcta facturación de acuerdo con la normativa de aplicación, o
- Sobre la potencia del consumidor asociado, utilizando a estos efectos el equipo que registre la energía horaria consumida.

Seguidamente se realiza el cálculo de la energía activa. El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^n E_i \cdot t_{ei}$$

Donde,

- E_i = energía consumida en el período tarifario i, expresada en kWh.
- t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i.

Por último se debe tener en cuenta el término de energía reactiva.

Los precios de los términos de potencia y energía según el periodo tarifario se han obtenido de IDAE, 2018. Se han incluido en el Anejo nº 5.

4.2.3.2. Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico (transitorio)

El artículo 17 del RD 900/2015 establece los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico.

A los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo les resultarán de aplicación los cargos asociados a los costes del sistema que correspondan al punto de

suministro y que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, teniendo en cuenta las particularidades previstas en este artículo.

Para determinar estos cargos en el caso de la modalidad de autoconsumo tipo 2, que es el del presente estudio, se aplicará:

- La potencia sobre la que se aplique el cálculo de cargos fijos tendrá en cuenta la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de peaje, que en el caso de este estudio ambas tienen el mismo valor, ya que la potencia contratada no será en ningún caso sobrepasada.
- La aplicación de los cargos variables se realizará sobre la demanda horaria, es decir, la energía que sea necesario extraer de la red y sobre el autoconsumo horario.

La Orden Ministerial ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, establece pues los coeficientes correspondientes a las diferentes tarifas anteriormente expuestas para los cargos fijos:

Tabla 7: Cargos fijos en función de la potencia, en €/kW

Peaje de acceso	Tp (€/kW y año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	7,055173					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	7,055173					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	7,055173					
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	13,456457					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	13,456457					
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	13,456457					
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,604926	5,202811	14,132099			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,106813	5,633442	4,862681			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	21,551296	7,417218	9,625486	11,838861	14,276080	4,821776
6.1 B (30 kV a 36 kV)	13,432858	3,354483	6,652240	8,865615	11,302834	3,465191
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8,605762	1,057009	4,235821	6,288673	8,072230	2,396281
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	8,928548	2,283428	3,799622	5,426825	6,892716	1,865990
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	2,418858	0,000000	1,598121	3,411078	4,989307	0,922548

Tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.

En lo referente al presente estudio, esta diferencia será igual a cero, puesto que la potencia instalada es igual a la potencia máxima necesaria para cumplir con la demanda anual, por lo tanto no será de aplicación este cargo fijo.

Seguidamente la orden ministerial establece los términos referentes al cargo variable, que serán de aplicación a la energía autoconsumida, denominado cargo transitorio por energía autoconsumida.

Tabla 8: Cargo transitorio por energía autoconsumida, en €/kWh

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (Te (€/kWh))					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,040700					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,054169	0,006006				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,054194	0,006288	0,005936			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,051848					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,064596	0,014449				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,064817	0,016985	0,010767			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,019894	0,013147	0,008459			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,014780	0,010914	0,011973			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,011633	0,010569	0,007180	0,008897	0,009830	0,006497
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,011633	0,008170	0,007180	0,008005	0,009249	0,006140
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012016	0,011069	0,007541	0,008169	0,008566	0,006063
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,014549	0,012384	0,008217	0,008312	0,008527	0,006106
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011633	0,008170	0,007180	0,007596	0,008111	0,005943

Este término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:

- Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes,
- Los pagos por capacidad, y
- Otros servicios del sistema, diferenciando entre: los asociados a los servicios de ajuste del sistema eléctrico, a excepción del coste de desvíos, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los asociados a la retribución del operador del mercado y del operador del sistema.

La Orden Ministerial también recoge los cargos por componentes asociados a otros servicios del sistema:

Tabla 9: Componentes asociados a otros servicios del sistema, en €/MWh

Coste retribución OS y OM	0,16129 €/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93 €/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11 €/MWh
Total cargos otros costes	5,20129 €/MWh

Todos estos cargos serán calculados más adelante para cada alternativa de las planteadas en este estudio según les sean de aplicación.

4.3. CAUDAL DE DISEÑO

Como se ha expuesto anteriormente, la capacidad máxima de trasvase anual, de acuerdo a los caudales de los grupos de bombeo instalados, es de unos 140 hectómetros cúbicos de

acuerdo a los grupos de bombeo que se instalaron, no obstante la previsión inicial del trasvase era de 80 hm³ al año.

En los años en los que el trasvase ha dado servicio, mediante convenios temporales, las cantidades trasvasadas han oscilado entre los 5 y 15 hm³/año. Esto supone tan sólo entre el 6 y el 18% de la su capacidad máxima de trasvase.

De acuerdo con lo expuesto en varios informes elaborados por la Confederación Hidrográfica del Júcar, el agua que realmente puede ser trasvasada desde el azud de La Marquesa (por capacidad del Júcar) es de 60 hm³/año.

En la fecha de redacción de este estudio los regantes y el Ministerio de Medio Ambiente habían conseguido llegar a un principio de acuerdo para la firma de un convenio que permitiría poner en marcha el trasvase transfiriendo un total de 20 hm³ anuales. Por esta razón, en el estudio de soluciones se utilizará este volumen de trasvase anual, aunque después se harán otras hipótesis de caudal transferido para ver el comportamiento de la solución elegida frente a mayores aportes de caudal.

Hay que señalar que en este momento el convenio sigue sin firmarse y el cambio de gobierno ocurrido tras la moción de censura del pasado día 1 de junio podría retrasar aún más esta firma o incluso, cambiar los criterios.

Atendiendo a todo lo anteriormente expuesto, en el presente estudio se procederá al diseño de las instalaciones fotovoltaicas para un caudal de diseño de 20 hm³/año con los siguientes matices:

- El dimensionamiento de una instalación de energía solar fotovoltaica ha de ser tal que se vaya a utilizar todo su potencial, es decir, puesto que el convenio que podría estar más cercano a firmarse contempla un trasvase de 20 hm³/año durante los próximos 5 años, no es conveniente dimensionar el sistema para un caudal mayor.
- Una de las principales ventajas que se han expuesto sobre las instalaciones fotovoltaicas es que son modulares. Esto significa que realizar una ampliación de una instalación existente es sencillo, ya que simplemente será necesario disponer mayor número de módulos en paralelo (respetando las limitaciones de los inversores y variadores de frecuencia). Por lo tanto, en caso de que pasados 5 años se quiera trasvasar una cantidad de agua mayor, será posible realizar la ampliación de la planta para alcanzar la demanda deseada.
- Por último, aunque el diseño principal y desarrollo se realizará para un caudal de diseño de 20 hm³/año, se realizará también el análisis económico para otros caudales estableciendo de este modo un caudal óptimo en cuanto a recuperación económica y beneficios.

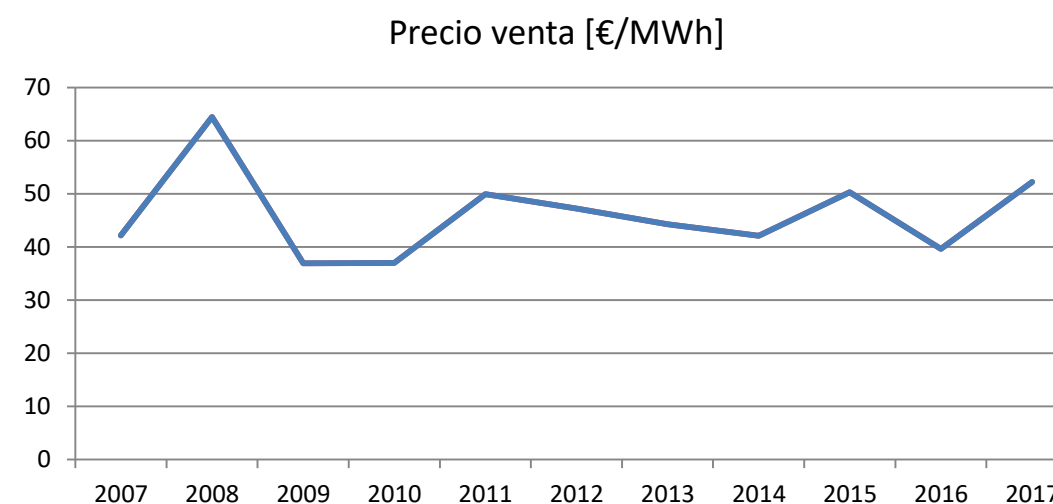
4.4. PRECIO DE LA ENERGÍA

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, 2018, donde se exponen los precios spot de la energía de España y Portugal tanto a nivel diario como interanual.

Tabla 10: Datos precio spot energía eléctrica España. Fuente: OMIE

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



A la vista de estos datos no se observa una tendencia clara para la posible evolución del precio de venta de energía eléctrica en los próximos 25 años. En función de la horquilla en que se ha movido en los últimos diez años, para este estudio se considerará un precio de venta de la energía de 50 €/MWh. Este precio será utilizado en el cálculo de beneficios por energía vertida a la red en las alternativas en las cuales el sistema fotovoltaico se halle conectado a red. En las alternativas de instalación aislada este factor no será tenido en cuenta.

En cuanto al precio de compra de la energía para la realización del bombeo, se ha realizado una estimación que represente no sólo el actual, sino que además tenga en consideración los cambios futuros del precio de la energía.

En la gráfica siguiente se representa la evolución del precio de compra de energía para consumidores industriales desde el año 2013 hasta 2017 (IPSOM, 2017).

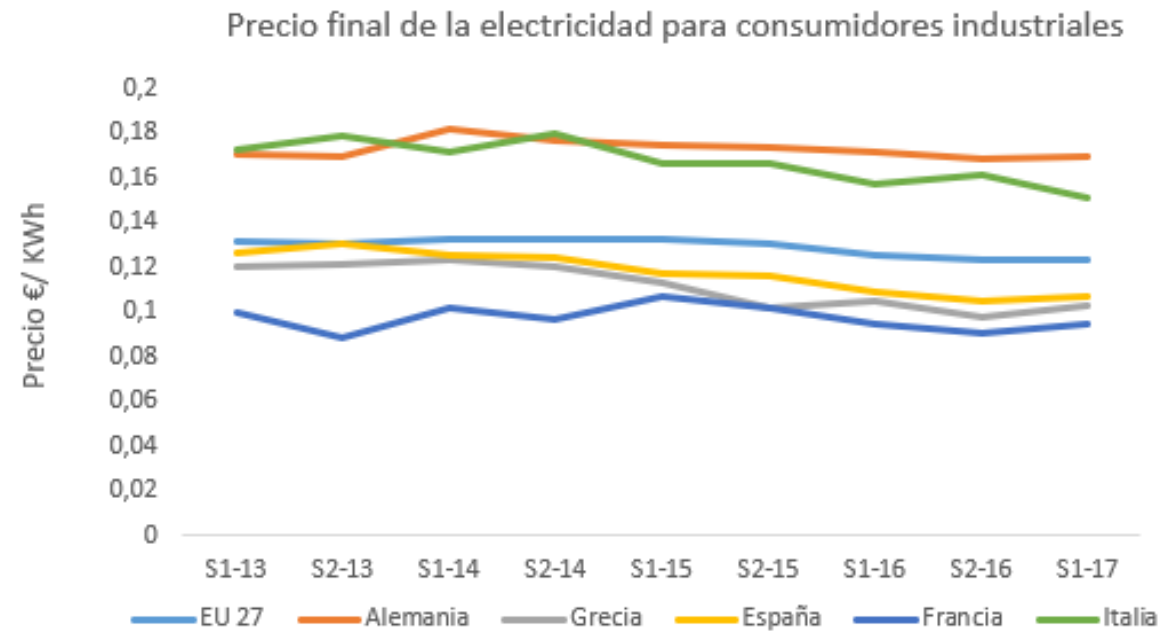


Figura 22: Precio de la electricidad para consumidores industriales. Fuente: Ipsom, 2017 con datos de EUROSTAT

Como puede apreciarse en la figura este precio se ha mantenido alrededor de 0,12 €/kWh hasta 2017 e incluso parece que con cierta tendencia a la baja. Sin embargo, esta tendencia se ha roto en el 2018, en cuya primera mitad la tendencia ha sido alcista.

Debido a que no se puede establecer una ley clara (subida o bajada lineal anual), se propone un precio de compra de energía de estudio constante de 0,125 €/kWh.

4.5. CARACTERÍSTICAS SOLARES DE LOS EMPLAZAMIENTOS

A continuación, se obtienen los datos correspondientes a las características solares de cada uno de los emplazamientos de las estaciones de bombeo. También se seleccionan los componentes de los sistemas fotovoltaicos. Con estos datos, podrá después calcularse la producción estimada, mes a mes, de cada una de las alternativas que se plantearán.

Se utiliza el programa PVGIS del European Commission, Joint Research Centre.

4.5.1. La Marquesa - Cullera



Figura 23: Estación de bombeo La Marquesa

Ángulo óptimo	35°
Latitud	39,1753833
Longitud	-0,272697222

Una vez establecidas la longitud y latitud de la ubicación, mediante la herramienta web de PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>) del European Commission, Joint Research Centre, se obtiene la información del GIS fotovoltaico.

Para el uso de esta herramienta se debe partir de unos datos base, donde se ha tenido que tomar una serie de decisiones iniciales:

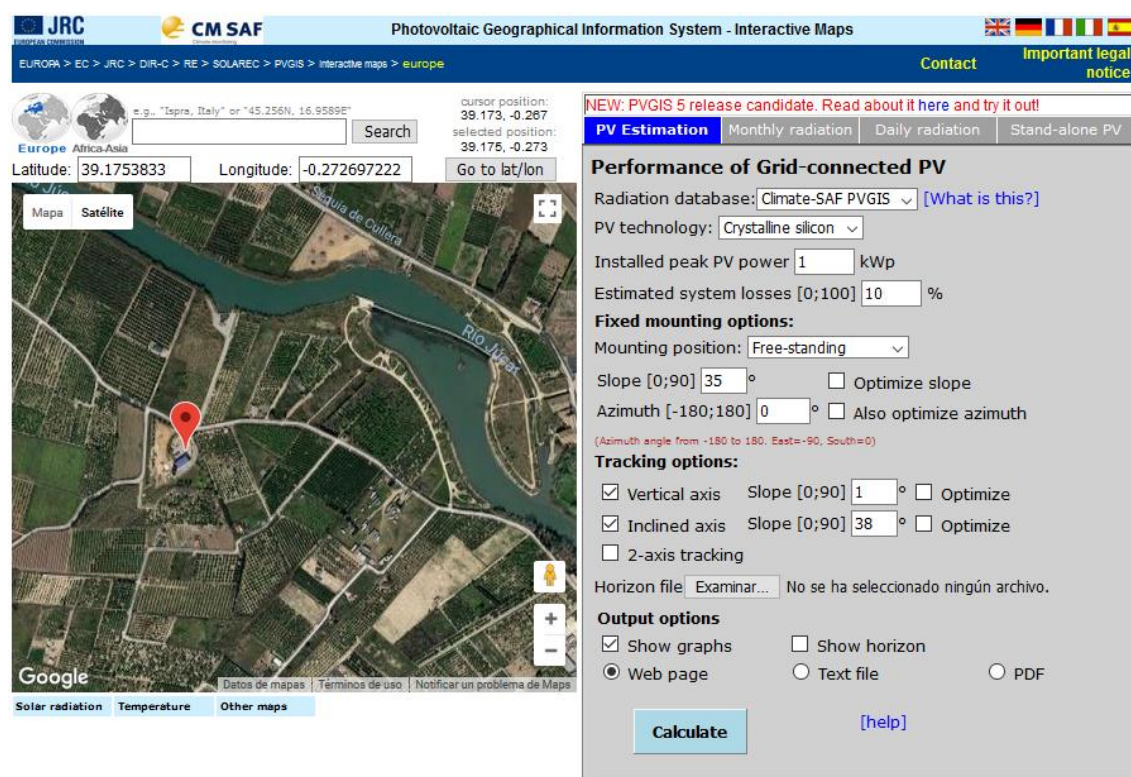


Figura 24: Interfaz PVGIS para el cálculo de las características solares

Se introducen pues datos relacionados con las características de los módulos. En este caso se ha optado por utilizar módulos de silicio (Crystalline silicon), que son los más comunes comercialmente (el programa también ofrece la posibilidad de elegir otros tipos de paneles solares como los de telurio de cadmio por ejemplo). Aunque el programa no hace diferencia, en este estudio, los módulos que se proponen son policristalinos, mejores para climas cálidos ya que absorben el calor a mayor velocidad y les afecta en menor medida el sobrecalentamiento, que reduce el rendimiento de los módulos. Además, en lo referente a inclinación y azimut se ha realizado un primer cálculo en el que estos valores son desconocidos, pidiendo a la herramienta de cálculo que nos proporcione un valor. Se ha obtenido que la inclinación óptima para estructura fija es de 35° y una orientación de 0° (dirección sur).

Se ha optado por utilizar este tipo de estructura (fija) ya que a pesar de tener una menor producción, ofrece costes de implantación, operación y mantenimiento muy por debajo de las opciones de eje móvil. No obstante, si tras realizar un primer cálculo con eje fijo la producción no alcanzara la demanda, se planteará el cálculo con otro tipo de estructura.

A modo representativo de las características solares de cada ubicación, se han obtenido los resultados proporcionados por el PVGIS para una potencia instalada de 1 vatio pico. Por lo tanto, si se instalasen por ejemplo 50 kWp estos valores serían 50.000 veces mayores.

Potencia nominal del Sistema FV:	1kWp
Inclinación de los módulos:	35°
Orientación (azimuth) de los módulos:	0°

Con estos datos de entrada el programa da los siguientes valores de producción media:

Tabla 11: Producciones medias en La Marquesa

Mes	Ed (kWh/día)	Em (kWh/mes)	Hd (kWh/m ² /día)	Hm (kWh/m ² /mes)
Enero	3,3	102	4,2	130
Febrero	3,92	110	5,04	141
Marzo	4,67	145	6,13	190
Abril	4,73	142	6,32	190
Mayo	4,9	152	6,66	206
Junio	5,03	151	6,94	208
Julio	5,14	159	7,17	222
Agosto	4,9	152	6,84	212
Septiembre	4,41	132	6,07	182
Octubre	3,97	123	5,35	166
Noviembre	3,36	101	4,37	131
Diciembre	3,02	93,7	3,83	119
Anual	4,28	130	5,75	175

Donde:

- Ed: Producción media de electricidad diaria del Sistema (kWh/día)
- Em: Producción media de electricidad mensual del Sistema (kWh/mes)
- Hd: Media diaria de irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/día)
- Hm: Media mensual de la irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/mes)

A continuación se obtienen las características de la irradiación solar y el cálculo de la inclinación óptima de los módulos para realizar posteriormente los cálculos de la producción energética del sistema fotovoltaico:

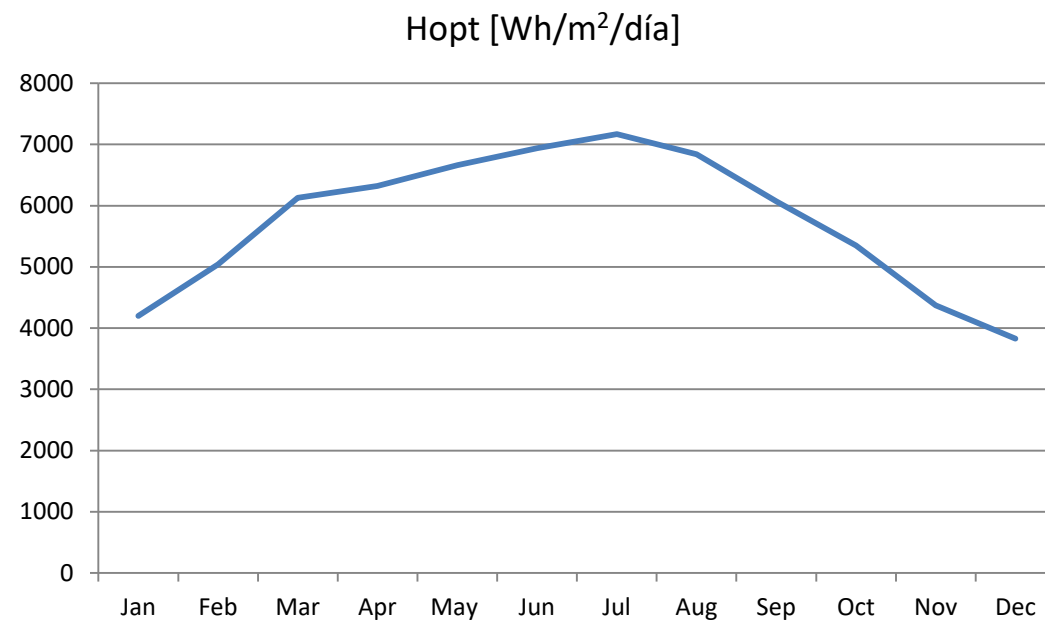
Tabla 12: Datos de irradiación, ángulo de inclinación y temperatura

Mes	Hh (Wh/m ² /día)	Hopt (Wh/m ² /día)	lopt °	D/G	T24h
Enero	2410	4200	63	0,37	11,2
Febrero	3330	5040	55	0,34	11,1
Marzo	4860	6130	43	0,36	13,4
Abril	5830	6320	27	0,32	16,4
Mayo	6890	6660	14	0,31	19,8
Junio	7580	6940	7	0,27	23,9
Julio	7640	7170	10	0,25	26,7
Agosto	6590	6840	22	0,28	26,6
Septiembre	5070	6070	37	0,31	23,7
Octubre	3820	5350	51	0,36	19,9
Noviembre	2630	4370	61	0,37	15,3
Diciembre	2110	3830	65	0,39	11,6
Anual	4910	5750	35	0,31	18,3

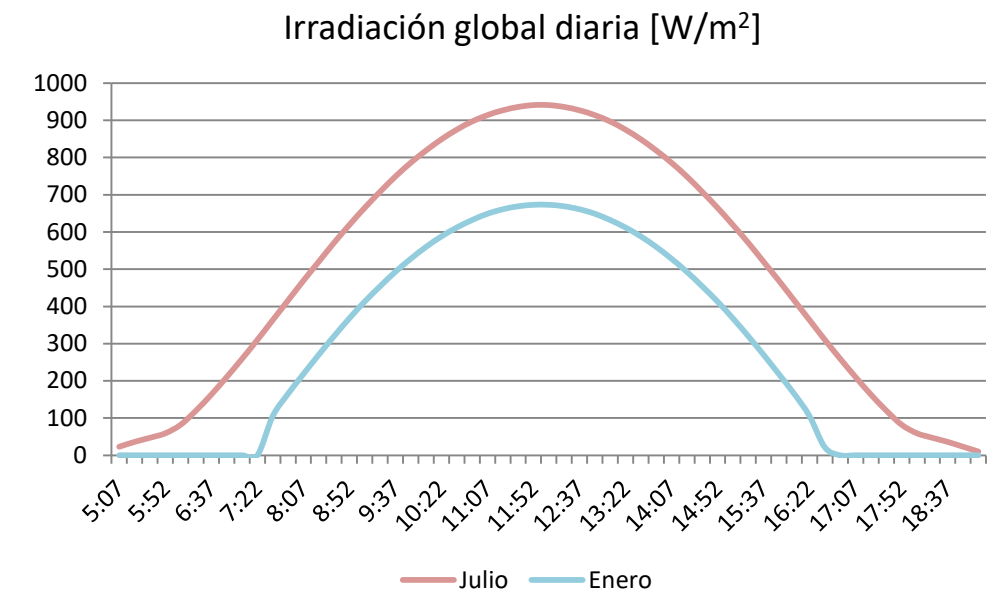
Donde:

- Hh: Irradiación en el plano horizontal (Wh/m²/día)
- Hopt: Irradiación en el plano de inclinación óptima (Wh/m²/day)
- lopt: Ángulo de inclinación óptimo (°)
- D/G: Relación entre la irradiación difusa y global
- T24h: Temperatura media de 24 horas (°C)

A continuación puede verse la gráfica de irradiación mensual obtenida según los datos de la gráfica anterior para la inclinación óptima. Esta gráfica será utilizada más adelante en el planteamiento de alternativas.



Por último, se adjunta la gráfica comparativa de la irradiación global diaria para los meses de julio y enero a modo de representación de las estaciones verano e invierno. Como se comprobará más adelante, una vez calculada la producción energética mensual, su representación gráfica será, en cuanto a su tendencia, análoga a la de la irradiación global diaria.



4.5.2. Panser - Llaurí



Figura 25: Balsa de Panser

Ángulo óptimo	35°
Latitud	39,1324278
Longitud	-0,331627778

Una vez establecidas la longitud y latitud de la ubicación, mediante la herramienta web de PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>) del European Commission, Joint Research Centre, se obtiene la información del GIS fotovoltaico.

Del mismo modo que en el primer bombeo, se introducen datos relacionados con las características de los módulos. Se ha optado nuevamente por utilizar módulos de silicio policristalino. Además, en lo referente a inclinación y azimut se ha realizado un primer cálculo en el que estos valores son desconocidos, pidiendo a la herramienta de cálculo que nos proporcione un valor. Se ha obtenido que la inclinación óptima para estructura fija es de 35° y una orientación de 0° (dirección sur).

A modo representativo de las características solares de cada ubicación, se han obtenido los resultados proporcionados por el PVGIS para una potencia instalada de 1 vatio pico.

Potencia nominal del Sistema FV:	1kWp
Inclinación de los módulos:	35°
Orientación (azimuth) de los módulos:	0°

Con estos datos de entrada el programa da los siguientes valores de producción media:

Tabla 13: Producciones medias en Panser

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	2,99	92.6	3,8	118
Febrero	3,62	101	4,65	130
Marzo	4,41	137	5,79	179
Abril	4,48	134	5,98	179
Mayo	4,69	145	6,38	198
Junio	4,86	146	6,72	202
Julio	4,93	153	6,9	214
Agosto	4,68	145	6,55	203
Septiembre	4,16	125	5,72	171
Octubre	3,68	114	4,96	154
Noviembre	3,07	92	3,99	120
Diciembre	2,71	84,1	3,44	107
Anual	4,02	122	5,41	165

Donde:

- Ed: Producción media de electricidad diaria del Sistema (kWh/día)
- Em: Producción media de electricidad mensual del Sistema (kWh/mes)
- Hd: Media diaria de irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/día)
- Hm: Media mensual de la irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/mes)

A continuación se obtienen las características de la irradiación solar y el cálculo de la inclinación óptima de los módulos para realizar posteriormente los cálculos de la producción energética del sistema fotovoltaico:

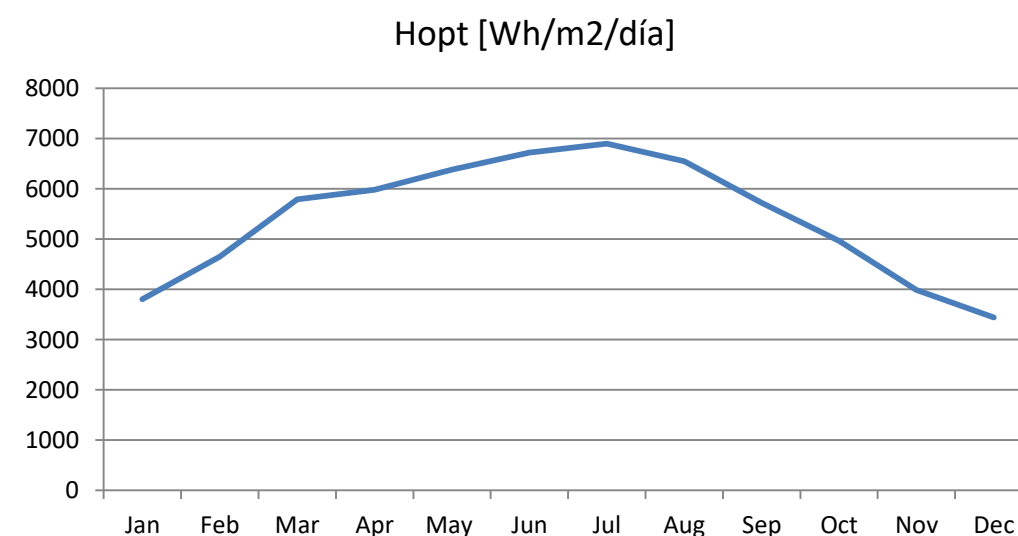
Tabla 14: Datos de irradiación, ángulo de inclinación y temperatura

Mes	Hh (Wh/m ² /día)	Hopt (Wh/m ² /día)	lopt °	D/G	T24h
Enero	2270	3800	62	0,4	10
Febrero	3140	4650	54	0,36	9,8
Marzo	4630	5790	42	0,38	12,4
Abril	5520	5980	27	0,35	15,6
Mayo	6570	6380	14	0,33	19,2
Junio	7310	6720	7	0,3	23,4
Julio	7320	6900	11	0,29	26,3
Agosto	6310	6550	22	0,32	26,2
Septiembre	4820	5720	37	0,35	22,9
Octubre	3610	4960	50	0,38	18,9
Noviembre	2480	3990	60	0,39	13,9
Diciembre	1980	3440	64	0,41	10,3
Anual	4670	5410	35	0,34	17,4

Donde:

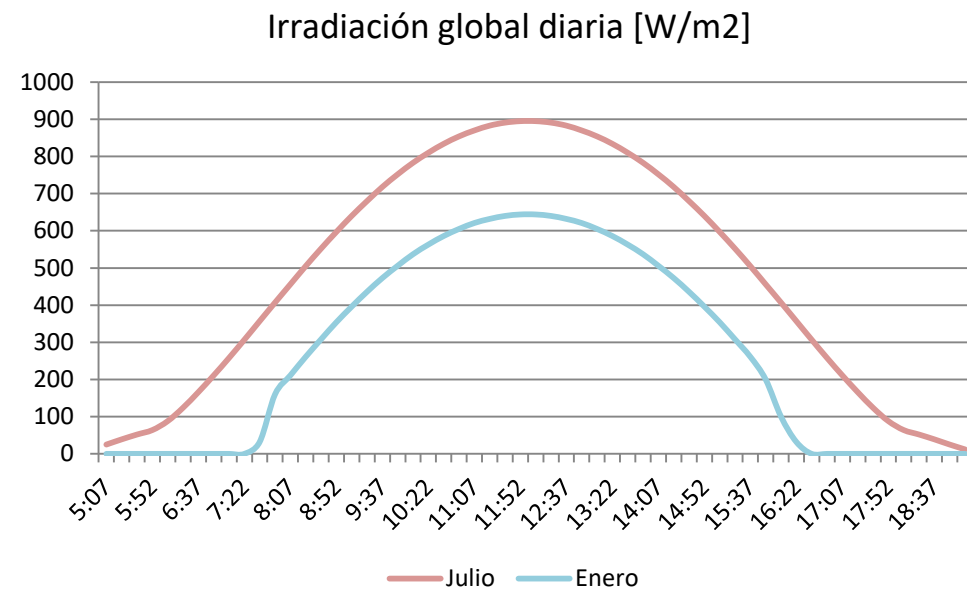
- Hh: Irradiación en el plano horizontal (Wh/m²/día)
- Hopt: Irradiación en el plano de inclinación óptima (Wh/m²/day)
- lopt: Ángulo de inclinación óptimo (°)
- D/G: Relación entre la irradiación difusa y global
- T24h: Temperatura media de 24 horas (°C)

A continuación puede verse la gráfica de irradiación mensual obtenida para la inclinación óptima que será utilizada más adelante en el planteamiento de alternativas.



Por último, se adjunta la gráfica comparativa de la irradiación global diaria para los meses de julio y enero a modo de representación de las estaciones verano e invierno. Como se comprobará más adelante, una vez calculada la producción energética mensual, su

representación gráfica será, en cuanto a su tendencia, análoga a la de la irradiación global diaria.



4.5.3. Llanera de Ranes



Figura 26: Balsa de Llanera de Ranes

Ángulo óptimo	35°
Latitud	38,9986333
Longitud	-0,578708333

Una vez establecidas la longitud y latitud de la ubicación, mediante la herramienta web de PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>) del European Commission, Joint Research Centre, se obtiene la información del GIS fotovoltaico.

Del mismo modo que en los bombeos anteriores, se introducen datos relacionados con las características de los módulos. Se ha optado nuevamente por utilizar módulos de silicio policristalino. Además, en lo referente a inclinación y azimut se ha realizado un primer cálculo en el que estos valores son desconocidos, pidiendo a la herramienta de cálculo que nos proporcione un valor. Se ha obtenido que la inclinación óptima para estructura fija es de 35° y una orientación de 0° (dirección sur).

A modo representativo de las características solares de cada ubicación, se han obtenido los resultados proporcionados por el PVGIS para una potencia instalada de 1 vatio pico.

Potencia nominal del Sistema FV:	1kWp
Inclinación de los módulos:	35°
Orientación (azimuth) de los módulos:	0°

Con estos datos de entrada el programa da los siguientes valores de producción media:

Tabla 15: Producciones medias en Llanera de Ranes

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	3,19	98,8	4,07	126
Febrero	3,79	106	4,88	137
Marzo	4,47	139	5,89	183
Abril	4,43	133	5,94	178
Mayo	4,64	144	6,32	196
Junio	4,9	147	6,78	204
Julio	5,01	155	7,04	218
Agosto	4,81	149	6,74	209
Septiembre	4,29	129	5,92	178
Octubre	3,88	120	5,25	163
Noviembre	3,24	97,3	4,23	127
Diciembre	2,92	90,4	3,72	115
Anual	4,13	126	5,57	169

Donde:

- Ed: Producción media de electricidad diaria del Sistema (kWh/día)
- Em: Producción media de electricidad mensual del Sistema (kWh/mes)
- Hd: Media diaria de irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/día)
- Hm: Media mensual de la irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/mes)

A continuación se obtienen las características de la irradiación solar y el cálculo de la inclinación óptima de los módulos para realizar posteriormente los cálculos de la producción energética del sistema fotovoltaico:

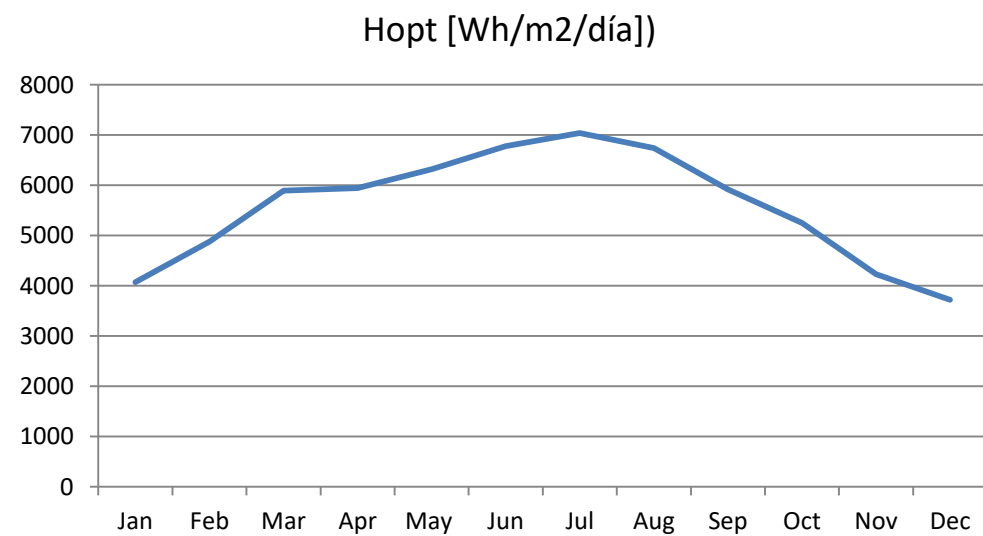
Tabla 16: Datos de irradiación, ángulo de inclinación y temperatura

Mes	Hh (Wh/m2/día)	Hopt (Wh/m2/día)	lopt ^a	D/G	T24h
Enero	2360	4070	63	0,38	11,4
Febrero	3250	4880	55	0,35	11,2
Marzo	4700	5890	42	0,39	13,2
Abril	5520	5940	26	0,36	15,8
Mayo	6570	6320	14	0,34	19,2
Junio	7440	6780	6	0,29	23,1
Julio	7530	7040	9	0,27	26,2
Agosto	6530	6740	21	0,3	26,2
Septiembre	4990	5920	37	0,34	23,4
Octubre	3770	5250	51	0,38	19,9
Noviembre	2570	4230	61	0,38	15,3
Diciembre	2070	3720	65	0,4	12,2
Anual	4780	5570	35	0,33	18,1

Donde:

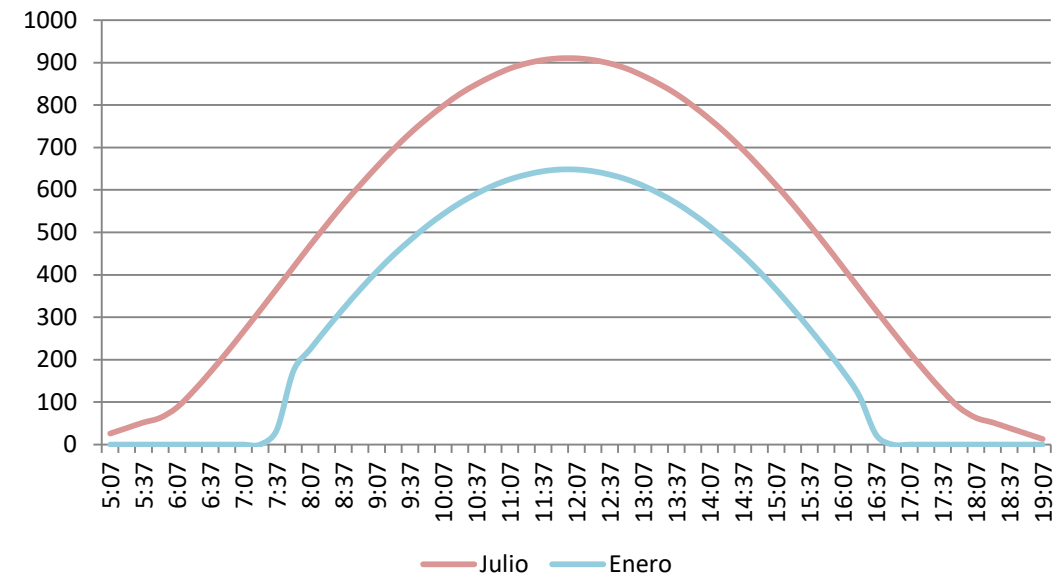
- Hh: Irradiación en el plano horizontal (Wh/m²/día)
- Hopt: Irradiación en el plano de inclinación óptima (Wh/m²/day)
- lopt: Ángulo de inclinación óptimo (°)
- D/G: Relación entre la irradiación difusa y global
- T24h: Temperatura media de 24 horas (°C)

A continuación puede verse la gráfica de irradiación mensual obtenida para la inclinación óptima que será utilizada más adelante en el planteamiento de alternativas.



Por último, se adjunta la gráfica comparativa de la irradiación global diaria para los meses de julio y enero. Como ya se ha comentado, una vez calculada la producción energética mensual, su representación gráfica será, en cuanto a su tendencia, análoga a la de la irradiación global diaria.

Irradiación global diaria [W/m2]



4.5.4. Moixent

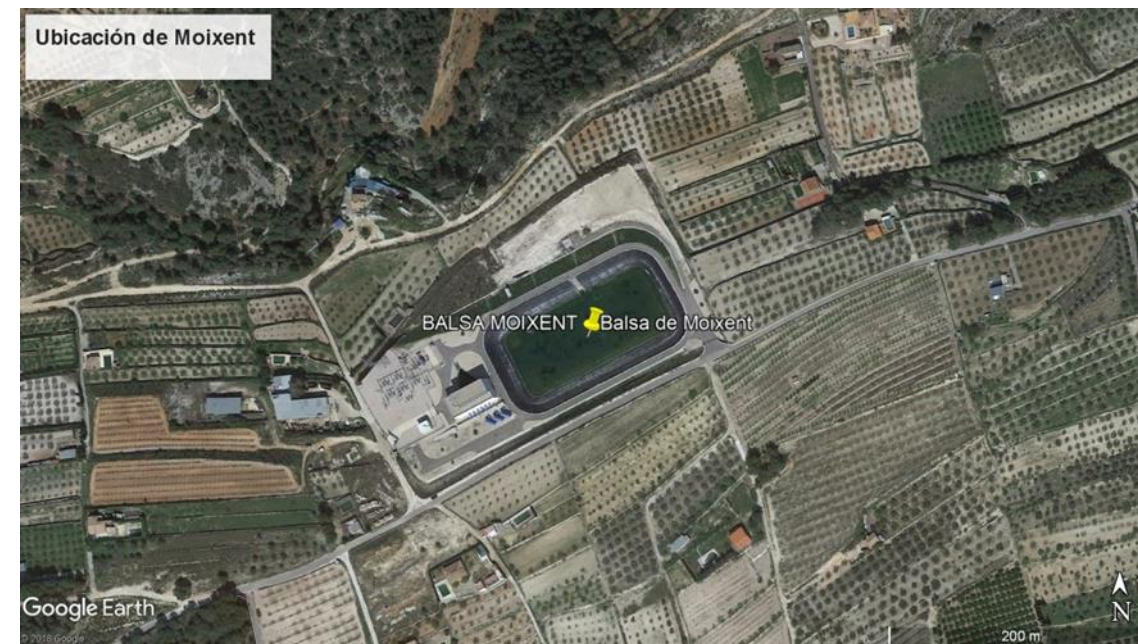


Figura 27: Balsa de Moixent

Ángulo óptimo	35°
Latitud	38,8892583
Longitud	-0,751230556

Una vez establecidas la longitud y latitud de la ubicación, mediante la herramienta web de PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>) del European Commission, Joint Research Centre, se obtiene la información del GIS fotovoltaico.

Del mismo modo que en los bombeos anteriores, se introducen datos relacionados con las características de los módulos. Se ha optado nuevamente por utilizar módulos de silicio policristalino. Además, en lo referente a inclinación y azimut se ha realizado un primer cálculo en el que estos valores son desconocidos, pidiendo a la herramienta de cálculo que nos proporcione un valor. Se ha obtenido que la inclinación óptima para estructura fija es de 35° y una orientación de 0° (dirección sur).

A modo representativo de las características solares de cada ubicación, se han obtenido los resultados proporcionados por el PVGIS para una potencia instalada de 1 vatio pico.

Potencia nominal del Sistema FV:	1kWp
Inclinación de los módulos:	35°
Orientación (azimuth) de los módulos:	0°

Con estos datos de entrada el programa da los siguientes valores de producción media:

Tabla 17: Producciones medias en Moixent

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	3,24	100	4,08	126
Febrero	3,79	106	4,81	135
Marzo	4,51	140	5,88	182
Abril	4,43	133	5,88	176
Mayo	4,67	145	6,3	195
Junio	4,93	148	6,77	203
Julio	5,08	158	7,11	220
Agosto	4,82	149	6,74	209
Septiembre	4,31	129	5,88	176
Octubre	3,91	121	5,24	162
Noviembre	3,27	98	4,2	126
Diciembre	2,96	91,7	3,73	116
Anual	4,16	127	5,56	169

Donde:

- Ed: Producción media de electricidad diaria del Sistema (kWh/día)
- Em: Producción media de electricidad mensual del Sistema (kWh/mes)
- Hd: Media diaria de irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/día)
- Hm: Media mensual de la irradiación global que reciben los módulos por metro cuadrado (kWh/m²/mes)

A continuación se obtienen las características de la irradiación solar y el cálculo de la inclinación óptima de los módulos para realizar posteriormente los cálculos de la producción energética del sistema fotovoltaico:

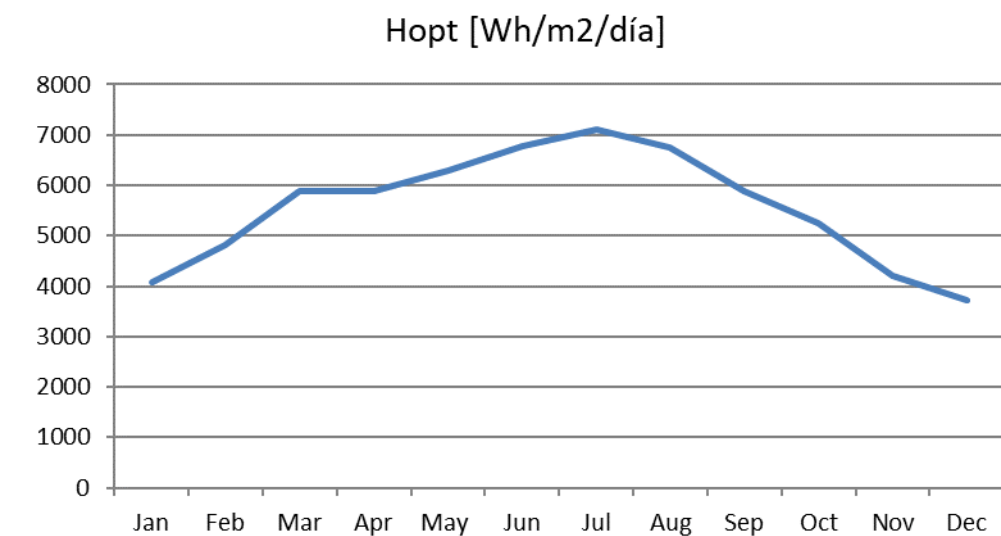
Tabla 18: Datos de irradiación, ángulo de inclinación y temperatura

Mes	Hh (Wh/m ² /día)	Hopt (Wh/m ² /día)	lopt °	D/G	T24h
Enero	2380	4080	63	0,39	8,7
Febrero	3230	4810	55	0,36	8,4
Marzo	4710	5880	42	0,39	10,8
Abril	5480	5880	26	0,37	13,7
Mayo	6550	6300	14	0,35	17,3
Junio	7420	6770	6	0,29	21,5
Julio	7610	7110	9	0,27	25
Agosto	6530	6740	21	0,3	25,1
Septiembre	4960	5880	37	0,34	21,5
Octubre	3780	5240	50	0,38	17,8
Noviembre	2580	4200	60	0,39	12,6
Diciembre	2080	3730	65	0,4	9,5
Anual	4780	5560	35	0,34	16

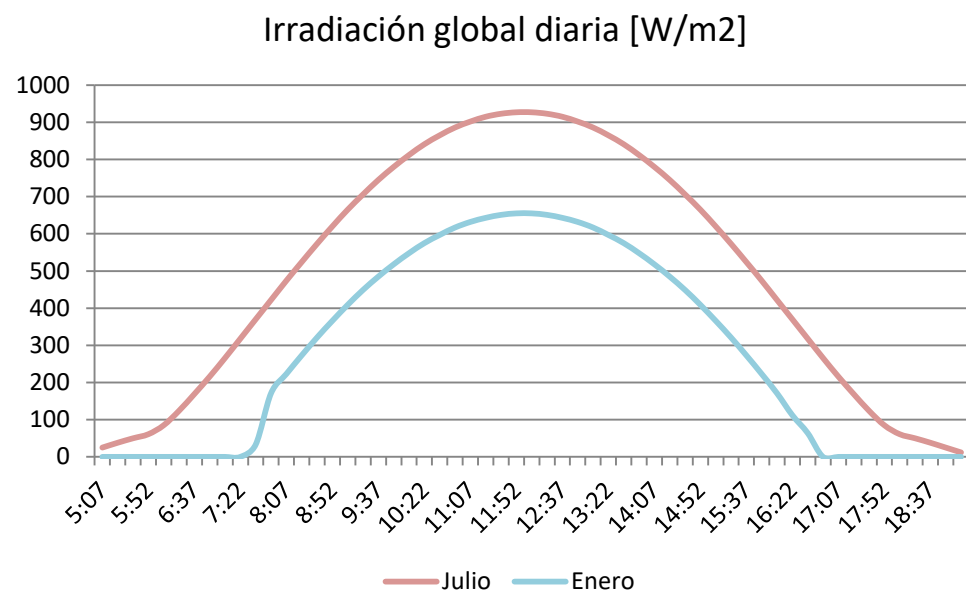
Donde:

- Hh: Irradiación en el plano horizontal (Wh/m²/día)
- Hopt: Irradiación en el plano de inclinación óptima (Wh/m²/day)
- lopt: Ángulo de inclinación óptimo (°)
- D/G: Relación entre la irradiación difusa y global
- T24h: Temperatura media de 24 horas (°C)

A continuación se representa la gráfica de irradiación mensual obtenida para la inclinación óptima que será utilizada más adelante en el planteamiento de alternativas.



Por último, se adjunta la gráfica comparativa de la irradiación global diaria para los meses de julio y enero. Como ya se ha comentado, una vez calculada la producción energética mensual, su representación gráfica será, en cuanto a su tendencia, análoga a la de la irradiación global diaria.



Una vez obtenidos los datos correspondientes a las características solares de cada uno de los emplazamientos de las estaciones de bombeo y seleccionados los componentes del sistema fotovoltaico se puede realizar el cálculo de la producción estimada, mes a mes, de cada una de las alternativas que se planteen.

5. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

5.1. INTRODUCCIÓN

Ya se han descrito en epígrafes anteriores el funcionamiento y las ventajas de instalar variadores de frecuencia. También se ha revisado la legislación sobre autoconsumo eléctrico y ha quedado claro que las instalaciones aisladas no se rigen por esta normativa. Al no estar conectadas a la red de distribución eléctrica no se les aplican los peajes y cargos previstos en la legislación para instalaciones conectadas a red.

Estos aspectos son importantes a la hora del planteamiento de alternativas y su configuración.

Para ilustrar la consecuencias se instalar o no variadores de frecuencia en las instalaciones objeto del presente estudio se adjuntan a continuación las gráficas en las que se representan los dos tipos de funcionamiento del sistema de bombeo. El primero para el caso de utilizar únicamente inversores solares, y el segundo añadiendo al sistema un variador de frecuencia.

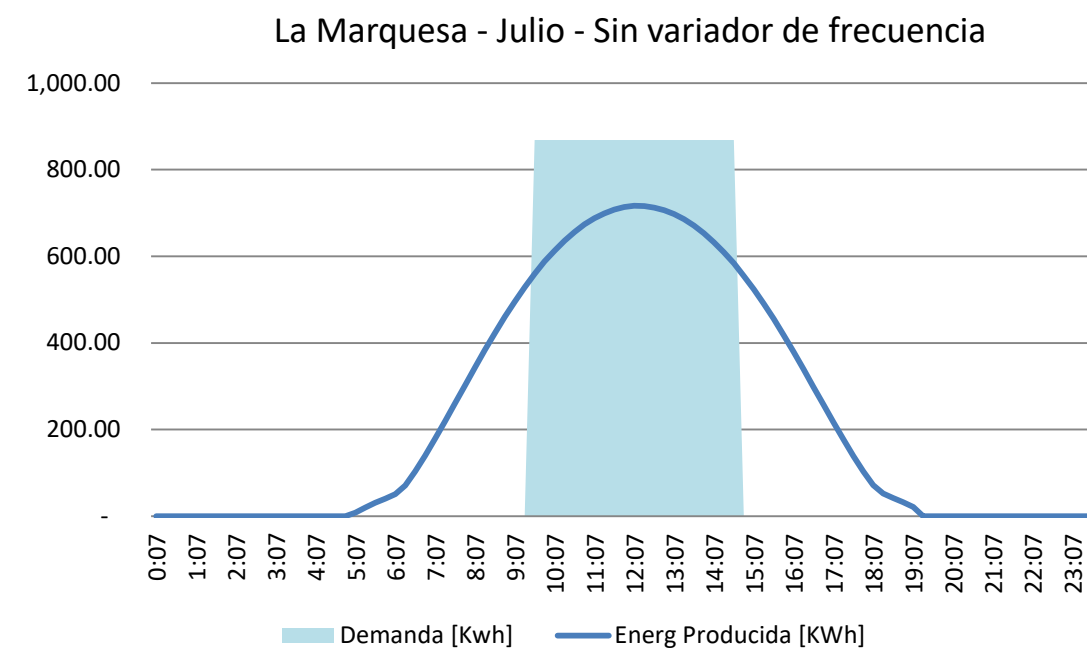


Figura 28: Funcionamiento del sistema sin variador de frecuencia

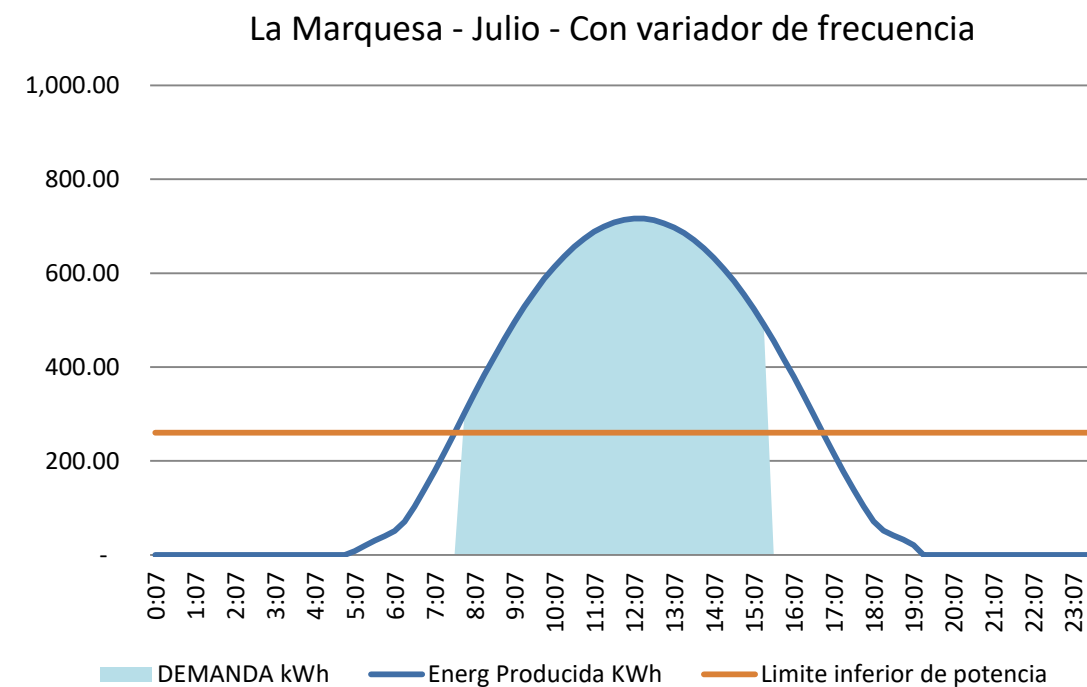


Figura 29: Funcionamiento del sistema con variador de frecuencia

En caso de utilizar únicamente inversores (figura 28), debido a que el caudal bombeado supone un 14% de la capacidad de las bombas, la demanda se concentra en pocas horas del día (entre 3 y 4). Además, el uso de inversores no permite ajustar el bombeo de agua a la

producción de energía de los módulos, por lo que es necesario comprar a la red energía hasta alcanzar la potencia necesaria para el bombeo (la potencia nominal de las bombas).

Por otro lado, la figura 29 refleja a simple vista la principal ventaja de utilizar variadores de frecuencia. Como se ha explicado previamente, el uso de variador permite que, alcanzado cierto porcentaje de su potencia nominal (en este caso 30%), la bomba entre en funcionamiento. Esto permite ajustar la ley de bombeo a la curva de producción del sistema fotovoltaico, no siendo necesaria la compra de energía en ningún momento del día.

Ambas opciones permiten vender los excedentes (en caso de instalación conectada a red tramitándolas como tipo 2 de autoconsumo).

Por lo tanto se opta por utilizar variadores de frecuencia en todas las alternativas que se planteen. Si bien en el caso del sistema conectado a red deberá ir acompañado de uno o más inversores para poder dirigir la energía excedente a la red eléctrica y en caso del sistema aislado no necesitará inversores, irá conectado directamente a los módulos.

En caso de sistema conectado a red el esquema queda de la siguiente manera:

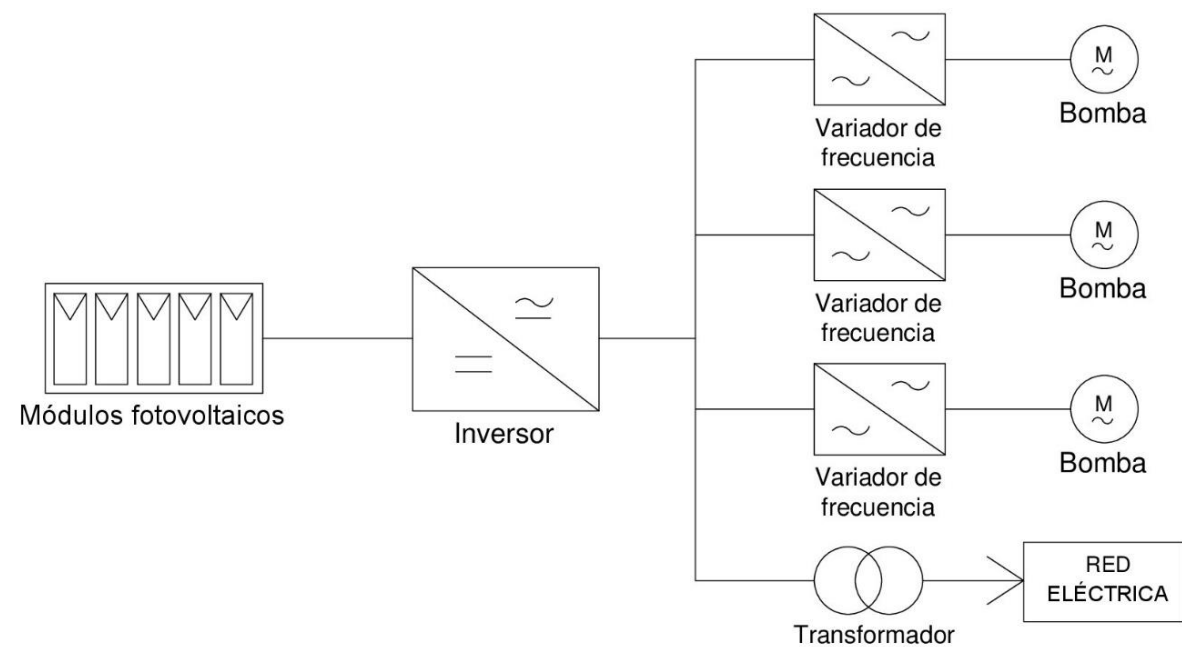


Figura 30: Esquema funcional del sistema conectado a red

El sistema conectado a la red eléctrica permite el vertido de energía a la misma cuando esta no sea utilizada en el bombeo. El variador de frecuencia será programado de forma que en el momento en que se haya alcanzado la demanda diaria, este deje de otorgar energía a la bomba y esta sea dirigida a la red. Lo mismo sucede las primeras horas de luz, en las cuales empieza a haber producción pero esta no es suficiente para poner en marcha la bomba.

Se realizará el diseño de las instalaciones fotovoltaicas de modo que no sea necesaria la compra de energía, no obstante, si se deseara sería posible.

Y en caso de sistema aislado, el esquema sería el siguiente:

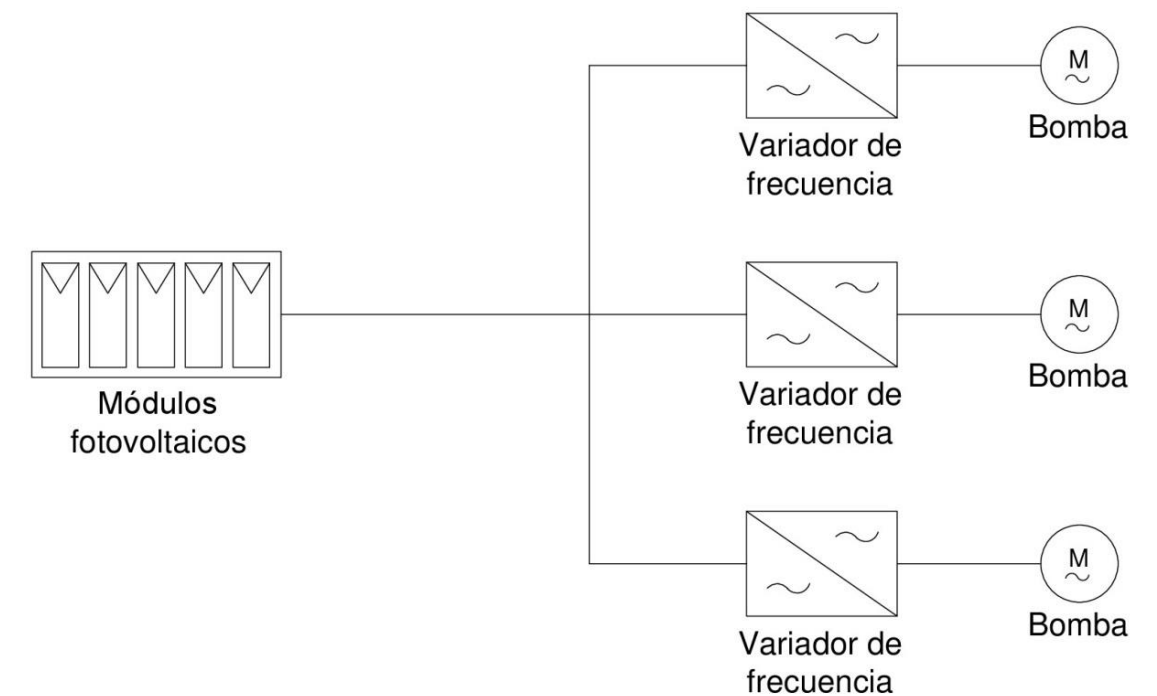


Figura 31: Esquema funcional del sistema aislado

El sistema aislado es mucho más simple y tiene la ventaja de que no requiere de inversor. Esto se verá reflejado en la inversión de las alternativas que sean aisladas, que será menor.

Otra ventaja de la instalación aislada es que no se le aplican los peajes y cargos a que están sujetas las instalaciones conectadas a la red eléctrica.

La desventaja que presenta la instalación aislada es que la energía excedente no puede ser vendida y no será almacenada, por lo que se pierde. Por ese motivo se ha ajustado el campo fotovoltaico lo máximo posible a la demanda, dejando un pequeño resguardo por si algún mes no se produjera lo que se calcula de manera teórica.

Para la definición y comparación de alternativas, se ha propuesto comparar dos regímenes de bombeo. En uno, la demanda anual de 20 hm³ se repartirá mensualmente de manera constante, es decir, se realizará el bombeo de 1,667 hm³ cada mes. Por otro lado, se plantea la opción de repartir esta demanda mensualmente de acuerdo a las características solares. Esto significa que, en los meses en que exista una mayor capacidad de producción (meses de verano) se bombeará más que en los que exista una menor capacidad energética solar.

Para ello, se han utilizado los datos de la irradiación mensual media obtenida en el programa PVgis (GIS fotovoltaico utilizado en el apartado 4.5 "Características solares de los emplazamientos").

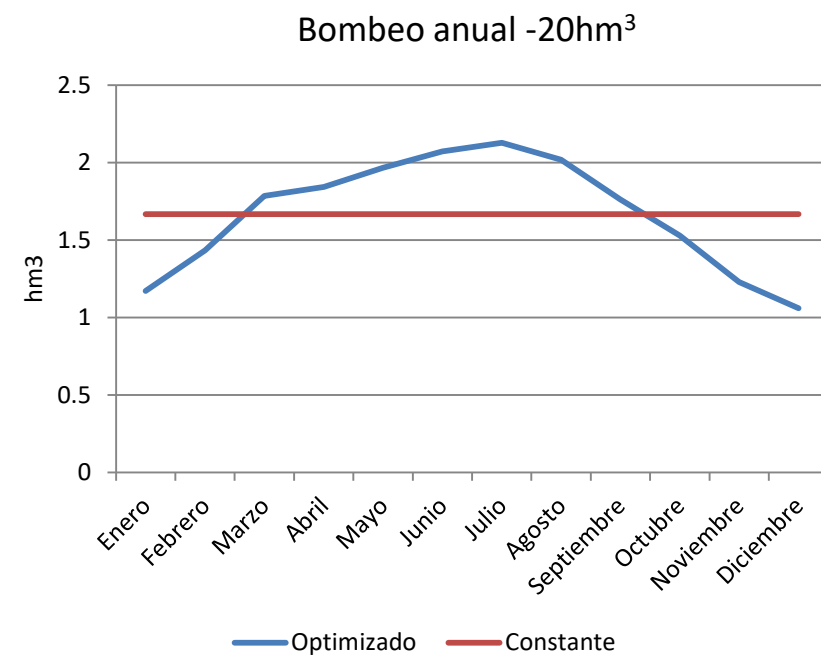


Figura 32: Bombeo constante vs. Bombeo optimizado

Como puede verse la representación gráfica el bombeo optimizado sigue una ley equivalente a la de la irradiación solar previamente expuesta.

Además, se comparará la idoneidad de instalar un sistema aislado frente a uno conectado a la red eléctrica.

Se desarrollarán para cada ubicación un total de 4 alternativas que surgirán de la combinación de estos aspectos. También se tendrá en cuenta, por supuesto, la Alternativa 0.

Así, para cada ubicación se estudiará:

- Alternativa 1: Bombeo mensual constante e instalación conectada a red
- Alternativa 2: Bombeo mensual constante e instalación aislada
- Alternativa 3: Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red
- Alternativa 4: Bombeo mensual optimizado e instalación aislada

5.2. ALTERNATIVA 0

La alternativa 0 es contra la que se comparará el resto de alternativas que se planteen. Esta alternativa supone la no actuación, es decir, mantener el bombeo alimentado mediante energía proveniente de la red eléctrica.

5.3. ALTERNATIVAS EN LA MARQUESA - CULLERA

LA MARQUESA - Bombeo constante mensual

Q tot m3/s	Altura mano (m)	Nº Bombas	3
3.55	21.20		
868.59	kW max		

	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Noviembre	1.67	9.20	18.11	4.35	3,775.82	30.00	113.27
Diciembre	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Enero	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Febrero	1.67	8.59	19.41	4.66	4,045.52	28.00	113.27
Marzo	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Abril	1.67	9.20	18.11	4.35	3,775.82	30.00	113.27
Mayo	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Junio	1.67	9.20	18.11	4.35	3,775.82	30.00	113.27
Julio	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Agosto	1.67	9.51	17.53	4.21	3,654.02	31.00	113.27
Septiembre	1.67	9.20	18.11	4.35	3,775.82	30.00	113.27
ANUAL	20.00	111.95	17.86	4.29	44,726.90	365.00	1,359.29

LA MARQUESA - Bombeo optimizado mensual

	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.55	9.51	16.33	3.92	3,403.77	31.00	105.52
Noviembre	1.27	9.20	13.78	3.31	2,872.95	30.00	86.19
Diciembre	1.11	9.51	11.69	2.81	2,436.72	31.00	75.54
Enero	1.22	9.51	12.82	3.08	2,672.12	31.00	82.84
Febrero	1.46	8.59	17.03	4.09	3,550.10	28.00	99.40
Marzo	1.78	9.51	18.71	4.49	3,900.02	31.00	120.90
Abril	1.83	9.20	19.93	4.78	4,154.93	30.00	124.65
Mayo	1.93	9.51	20.33	4.88	4,237.22	31.00	131.35
Junio	2.01	9.20	21.89	5.25	4,562.54	30.00	136.88
Julio	2.08	9.51	21.88	5.25	4,561.69	31.00	141.41
Agosto	1.98	9.51	20.88	5.01	4,351.74	31.00	134.90
Septiembre	1.76	9.20	19.14	4.59	3,990.58	30.00	119.72
ANUAL	20.00	111.95	17.86	4.29	3,724.53	365.00	1,359.29

Dimensionamiento Inversor/Variador de Frecuencia/Bomba:	289.53 kW
---	-----------

En primer lugar se ha realizado el cálculo de la energía necesaria para bombear la cantidad de agua diaria necesaria en cada caso. Para ello se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$E (kWh) = g \cdot Q \cdot H \cdot t/\eta$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad, 9,81 m/s²
- Q es el caudal del grupo de bombeo en m³/s
- H es la altura manométrica que ha de salvar el grupo de bombeo
- t es el número de horas que se bombea
- η es la eficiencia media del grupo de bombeo, 0,85

Para determinar las horas que se debe estar bombeando se ha calculado el porcentaje de uso de las bombas, es decir, siendo su capacidad de bombeo para 24 horas "x", se despeja el número de horas necesario para bombear los 20 hm³/año. El porcentaje de uso de las bombas ronda el 15-20%, lo que supone un bombeo de unas 4 horas diarias.

Además se ha obtenido también la potencia de los diferentes grupos de bombeo aplicando la misma fórmula pero sin multiplicar por el número de horas.

$$P (kW) = g \cdot Q \cdot H/\eta$$

A continuación se dimensiona el sistema fotovoltaico. Para ello se debe seleccionar el inversor y/o variador de frecuencia que se ajuste a la potencia del grupo de bombeo y seguidamente se calcula el número de módulos en serie y en paralelo que se disponen para la producción de energía.

5.3.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

Como se ha explicado previamente, el sistema conectado a red requiere de uno o varios inversores más el variador de frecuencia.

En primer lugar se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a uno o más inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de La Marquesa es de 289,5 kW.

Una empresa líder en el sector de venta de inversores es SMA por lo que se ha seleccionado uno de sus inversores, Sunny Central 500 He. Las características a tener en consideración para el dimensionamiento de los módulos son las siguientes:

		Valor	Unidades
MPP	V max DC	1000	V
	V max DC	820	V
	V min DC	450	V
	I max DC	1242	A
	Potencia máx	509	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Como se ha adelantado en el epígrafe 2.3.4.4, el variador de frecuencia seleccionado es de la gama SD 700 SP (Solar Pumping), con una potencia nominal de 500 kW.

Seguidamente se escoge el modelo de módulos que se va a disponer en la instalación. Para ello se ha seleccionado la empresa comercializadora de módulos solares, TRINA SOLAR, líder en el sector en el año 2017. Conviene seleccionar módulos de potencia alta para así ahorrar espacio a ocupar.

Se selecciona el modelo de módulos TSM-320 PD14, cuyas características técnicas son las siguientes:

	Valor	Unidades
Voc STC	45,5	V
Vmpp STC	37,1	V
μv	-0,1456	-
Isc STC	9,15	A
Impp STC	8,63	A
μA	0,004575	-
Noct	44	°C
Pmax	320	W

Cuyas dimensiones son 1960x992x40mm.

Para seleccionar el número de módulos a disponer en serie y en paralelo, se ha de verificar una serie de condiciones:

- Número de módulos en serie:

El número máximo de módulos a disponer en serie debe ser tal que no se exceda el voltaje máximo de entrada del inversor, en condiciones de bajas temperaturas y cortocircuito.

$$V_{OUTDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{OC}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v) < V_{maxDC} \text{ entrada inversor}$$

En la ecuación se introducen los datos referentes al módulo seleccionado, y el valor de T^{STC} es igual a 25°C. La temperatura mínima de esta ubicación es de 7,4 °C.

El número máximo de módulos en serie debe ser tal que no se supere el máximo voltaje de operación de entrada al inversor, en condiciones de bajas temperaturas y cortocircuito.

$$V_{OUTDC}(T_{min}) = N_s \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_v) < V_{mppDC} \text{ entrada inversor}$$

El número mínimo de módulos en serie se define de acuerdo al voltaje mínimo requerido por el inversor, en condiciones de altas temperaturas. También se tiene en cuenta la degradación del módulo en el tiempo, un 0.2% anual, aproximadamente el 5% a los 25 años.

$$V_{OUTDC}(T_{max}) = N_s \cdot (95\% \cdot (V_{mpp}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_v)) < V_{minDC}(mpp) \text{ entrada inversor}$$

La temperatura máxima alcanzada en esta ubicación es de 29,9°C.

- Número de módulos en paralelo:

El número máximo de módulos conectados en paralelo ha de ser tal que no se exceda la intensidad de corriente de entrada máxima de entrada al inversor, en condiciones de altas temperaturas y cortocircuito.

$$I_{OUTDC} = N_p \cdot \left(\frac{S^{max}}{S^{STC}} \cdot I_{SC}^{STC} + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right) < I_{maxDC} \text{ entrada inversor}$$

Donde S es irradiación. La irradiación máxima para esta ubicación es 941 W/m², mientras que la irradiación STC es un valor fijo de 1000 W/m².

Por último, una vez se determina el número total de módulos, se ha de verificar que estos no sobrepasan la potencia máxima del inversor:

$$(N_s \cdot N_p) \cdot P_{max\text{ modulo}} \leq P_{max\text{ inversor}}$$

Siguiendo estas restricciones, se obtiene que el número mínimo de módulos a conectar en serie es 14 y el máximo 20, por lo que se selecciona N_s=17.

Del mismo modo se obtiene el número máximo de módulos en paralelo, resultando un máximo de 143. Este número se ha escogido para ajustar la producción de energía a la demanda, siendo N_p=90.

La potencia total instalada es de 1.387,2 kW.

A continuación se calcula la producción del día medio del sistema fotovoltaico diseñado. Para ello se utilizan los datos de las características solares de cada ubicación, en concreto la irradiación horaria del día medio de cada mes y la temperatura ambiente horaria del día medio.

Con las características técnicas de los módulos seleccionados y estas características solares se procede de la siguiente manera:

- Cálculo de la temperatura de las células de los módulos:

$$T^a_{célula} = T^a_{ambiente} + \frac{Noct - 20}{800}$$

- Con los resultados obtenidos en intervalos de 15 minutos, se calculan la tensión e intensidad realmente generadas por los módulos en cada uno de estos intervalos:

$$V_{mpp} = (V_{mpp}^{STC} + (T_{célula} - T^{STC}) \cdot \mu_v)$$

$$I_{mpp} = \left(\frac{S}{S^{STC}} \cdot I_{mpp}^{STC} + (T_{célula} - T^{STC}) \cdot \mu_A \right)$$

La producción de energía, en kW-15minutos, del sistema fotovoltaico dimensionado se obtiene del siguiente modo:

$$E_{producida} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \cdot \eta_{global} \cdot N_s \cdot N_p \cdot \text{Superficie módulo}$$

La eficiencia global del sistema fotovoltaico se obtiene restando las pérdidas que se recogen a continuación:

Tipo de pérdida	Pérdidas (%)	Eficiencia
Desajuste	3,0%	0,97
Polvo y suciedad	5,1%	0,95
Angular y espectral	4,5%	0,96
Ohmicas DC	1,0%	0,99
Eficiencia SPMP	2,0%	0,98
Eficiencia AC/DC	6,3%	0,94
Ohmicas AC	0,2%	1,00
Temperatura	6,4%	0,94
Global		0,75

Para obtener la cantidad de energía total diaria se realiza el sumatorio de la energía producida en intervalos de 15 minutos y se divide entre 4, obteniendo así kWh.

El cálculo de la energía que es necesario comprar (si es que fuera necesario), se obtiene restando la producción a la demanda. En caso de que este valor resulte positivo, esto implica que se debe comprar energía a la red, y en caso de resultar negativo, esta energía puede ser vendida.

La energía autoconsumida, en cada intervalo, será el valor mínimo entre la energía demandada y la producida.

5.3.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

El campo fotovoltaico diseñado es el mismo que el de la alternativa 1 salvo porque no es necesario el inversor.

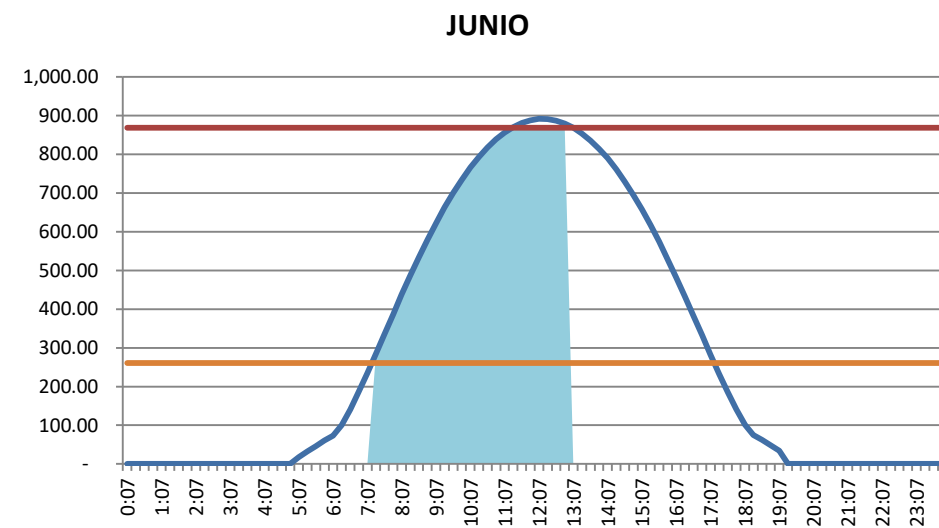
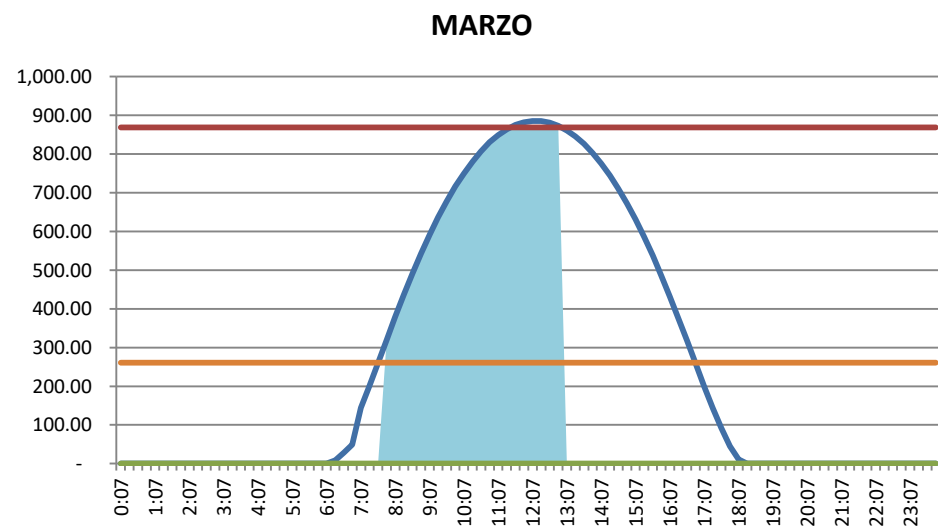
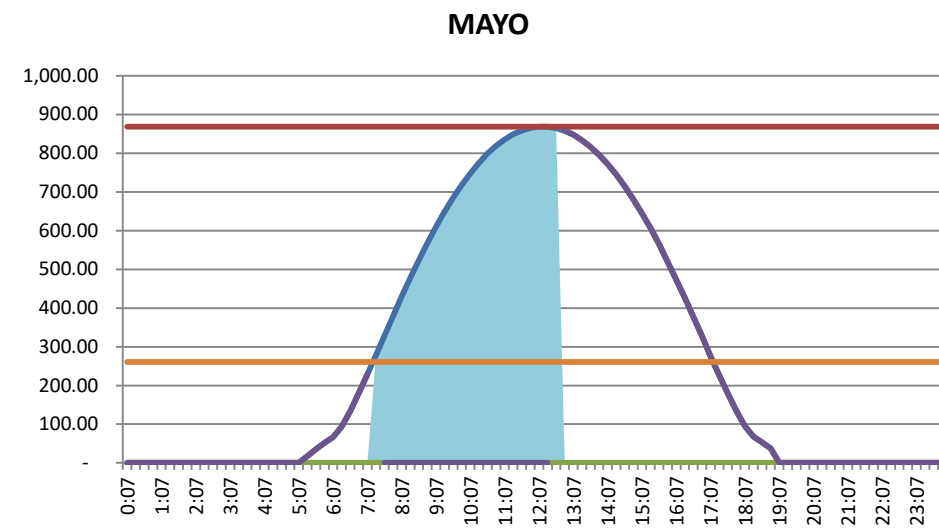
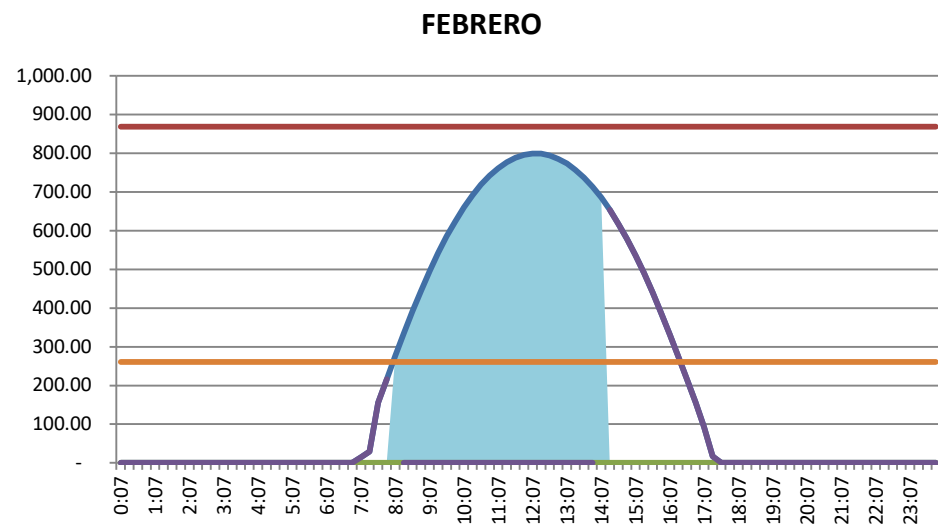
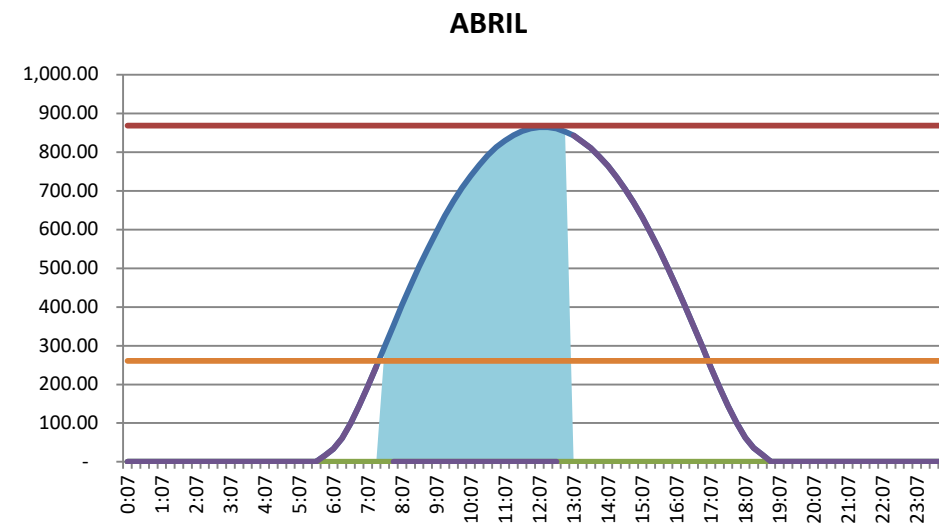
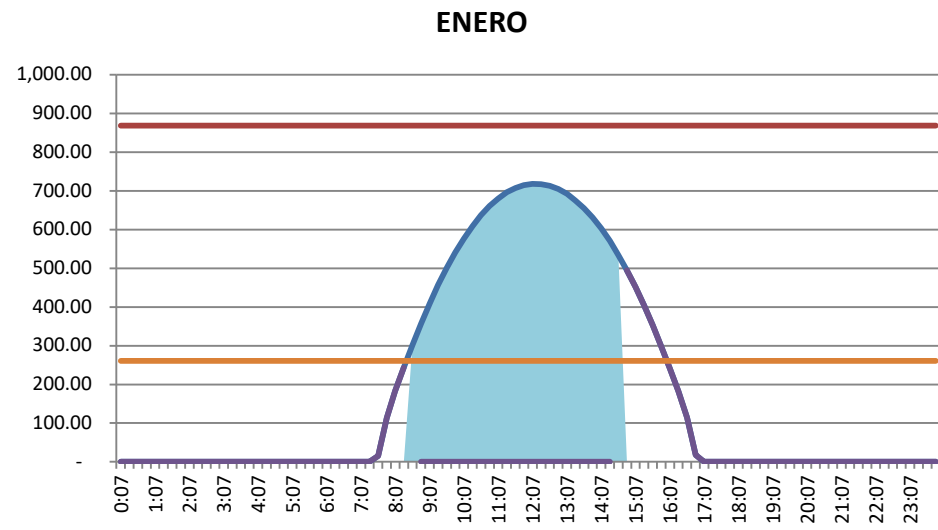
Por lo tanto, se dispone un variador de frecuencia SD 700 SP con las siguientes características técnicas:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	1100	A
	Potencia max	550	kW

De modo que se siguen verificando las condiciones de dimensionamiento del campo de módulos fotovoltaicos. Se disponen 17 módulos en serie por 90 en paralelo.

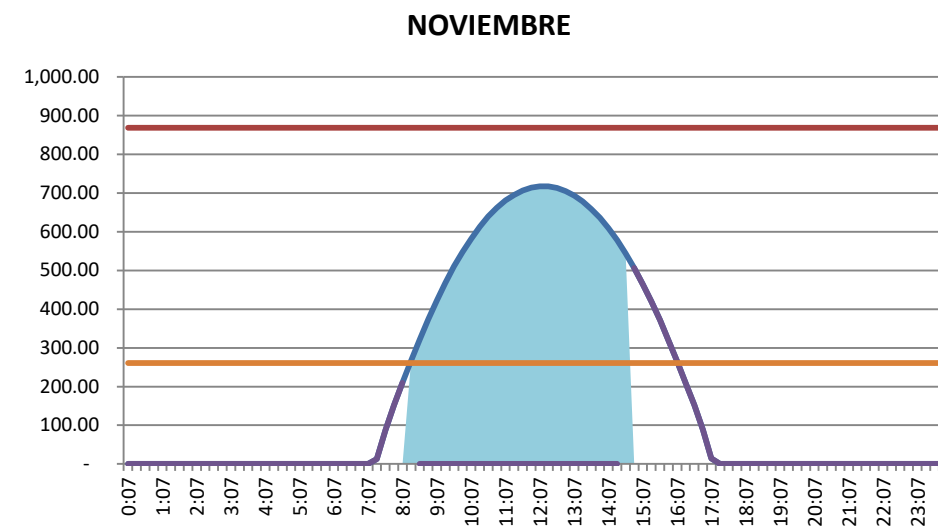
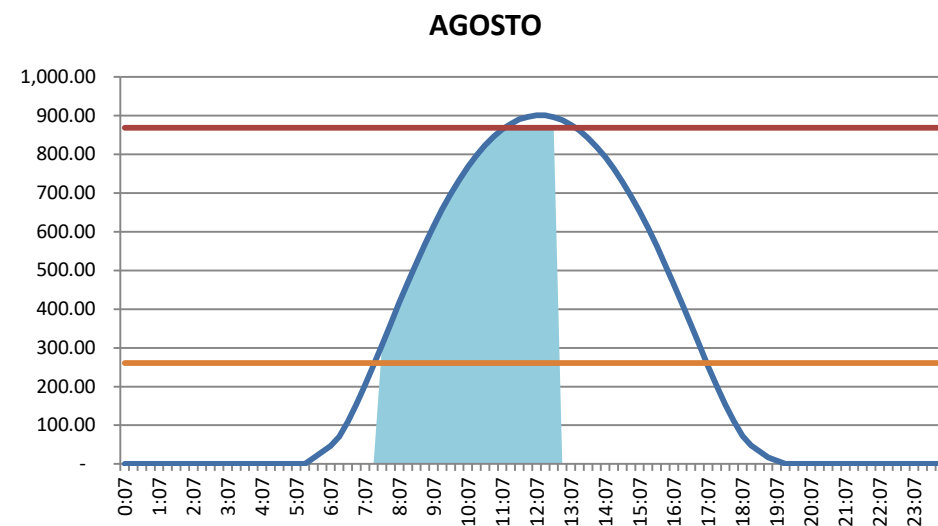
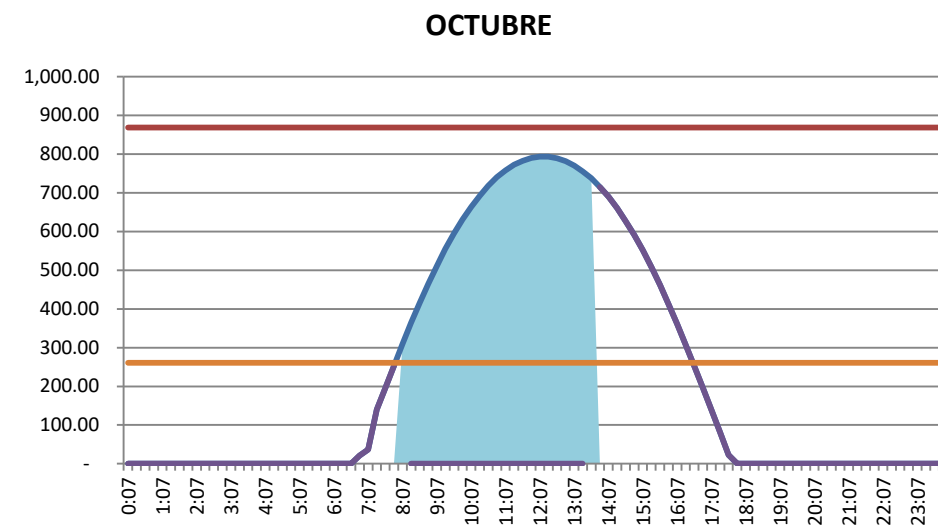
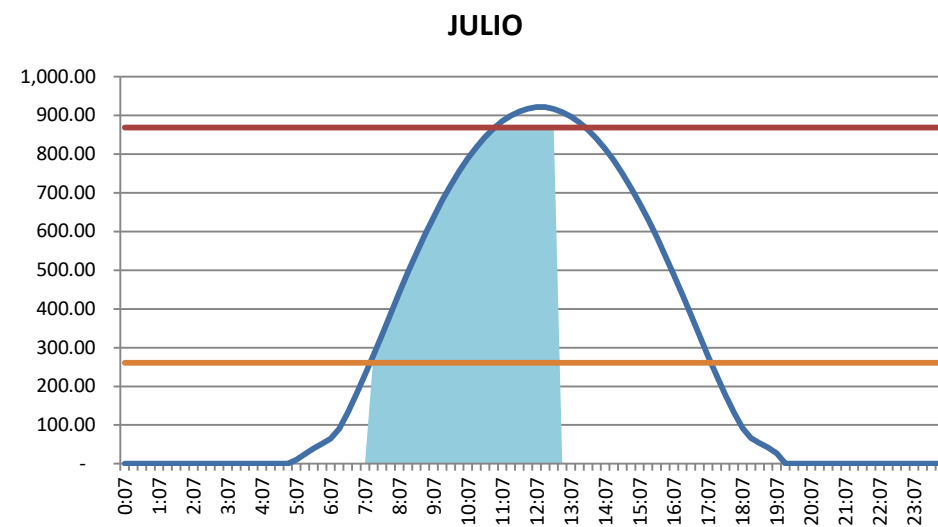
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 1 y 2) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 1) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (260,60kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.3.3. Gráficas de las alternativas 1 y 2

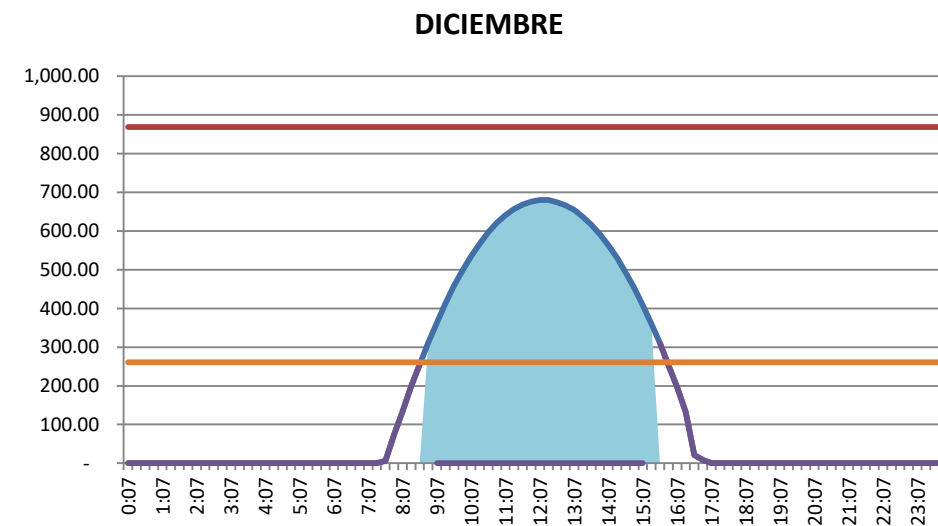
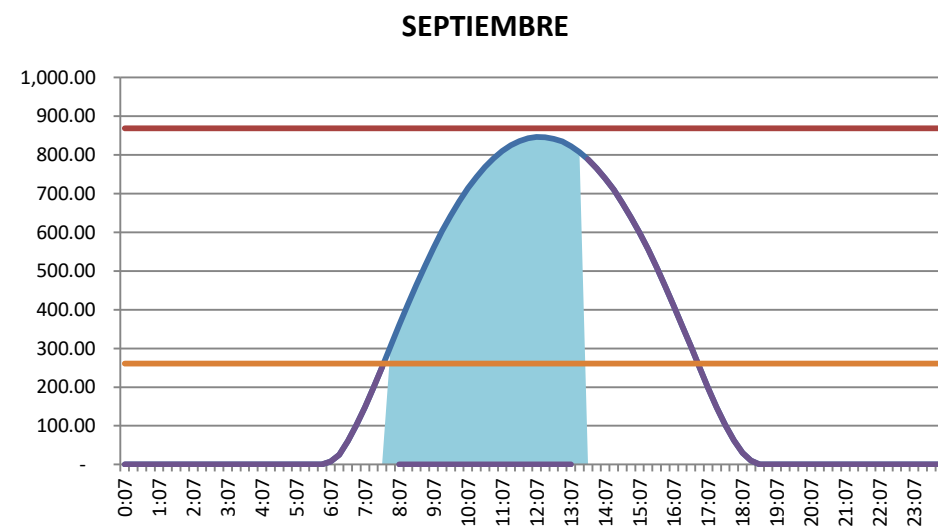


- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo para alternativa 1



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]



*Sólo alternativa 1

5.3.4. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red

Procediendo del mismo modo que para las alternativas 1 y 2 se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a uno o más inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de La Marquesa es de 289,5 kW.

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	820	V
	VminDC	400	V
	ImaxDC	993	A
	Potencia max	450	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Nuevamente, el variador de frecuencia seleccionado es de la gama SD 700 SP (Solar Pumping), con una potencia nominal de 450 kW.

Seguidamente se escoge el modelo de módulos que se va a disponer en la instalación. Para ello se ha seleccionado la empresa comercializadora de módulos solares, TRINA SOLAR, líder en el sector en el año 2017. Conviene seleccionar módulos de potencia alta para así ahorrar espacio a ocupar.

Se selecciona el modelo de módulos TSM-320 PD14, cuyas características técnicas son las siguientes:

	Valor	Unidades
Voc STC	45,5	V
Vmpp STC	37,1	V
μ v	-0,1456	-
Isc STC	9,15	A
Impp STC	8,63	A
μ A	0,004575	-
Noct	44	°C
Pmax	320	W

Cuyas dimensiones son 1960x992x40mm.

A continuación se calcula el número de módulos que pueden ser conectados en serie y en paralelo, resultando que el número mínimo de módulos en serie es 12 y el máximo 20, por lo que se decide disponer 17 módulos en serie. Por otro lado el número máximo de módulos conectados en paralelo es 115, por lo que, para adecuar la producción a la demanda, se disponen 70 módulos en paralelo.

La potencia total instalada de 380,8 kW por bomba, lo que supone un total de 1.142,4 kW en total.

Por último, del mismo modo que para las alternativas 1 y 2, se calcula la producción del campo fotovoltaico del día medio para todos los meses del año. Con esto se obtienen los valores de venta de energía y de energía autoconsumida.

5.3.5. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada

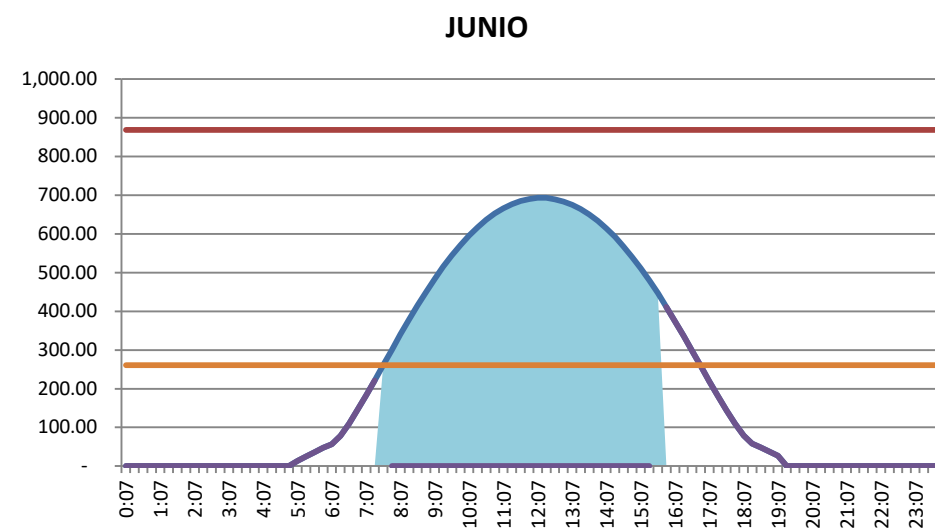
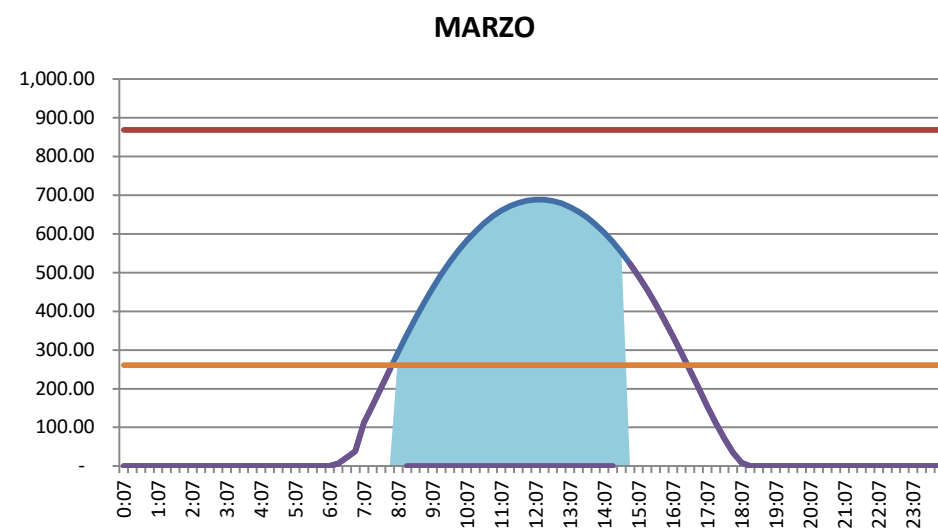
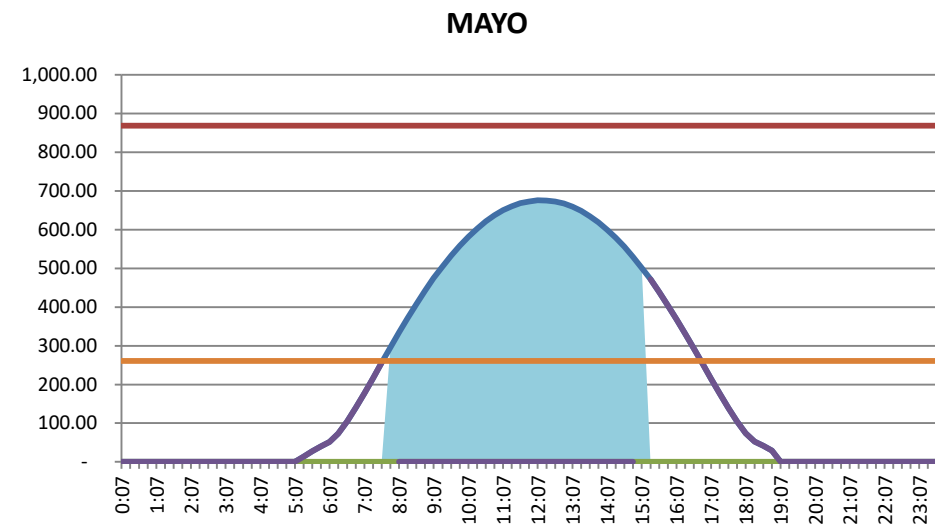
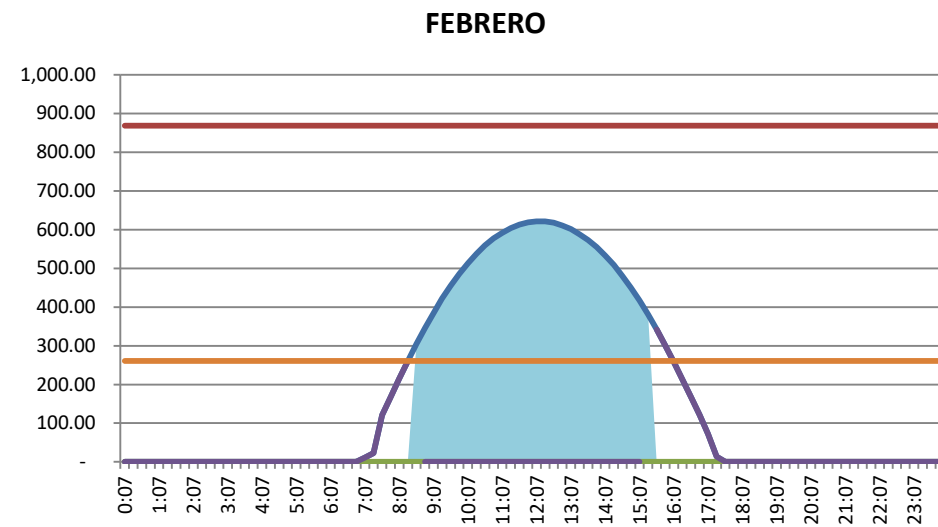
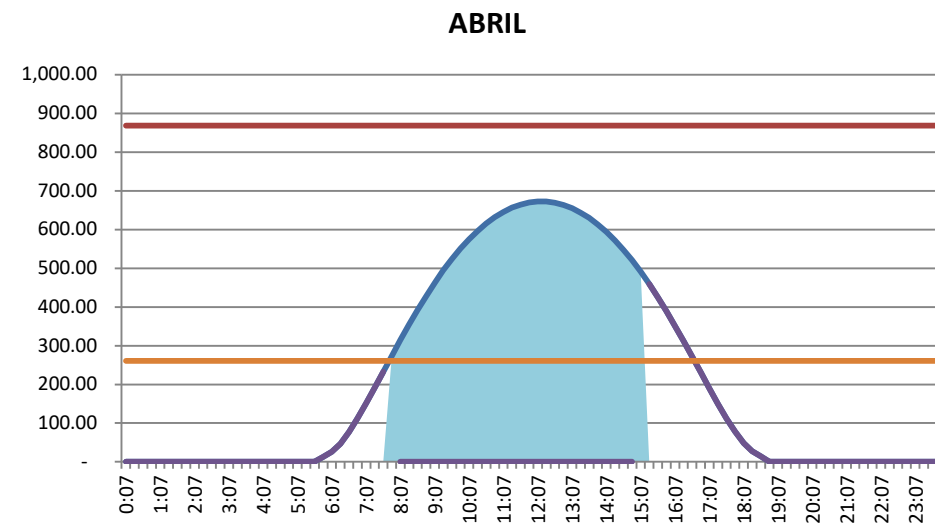
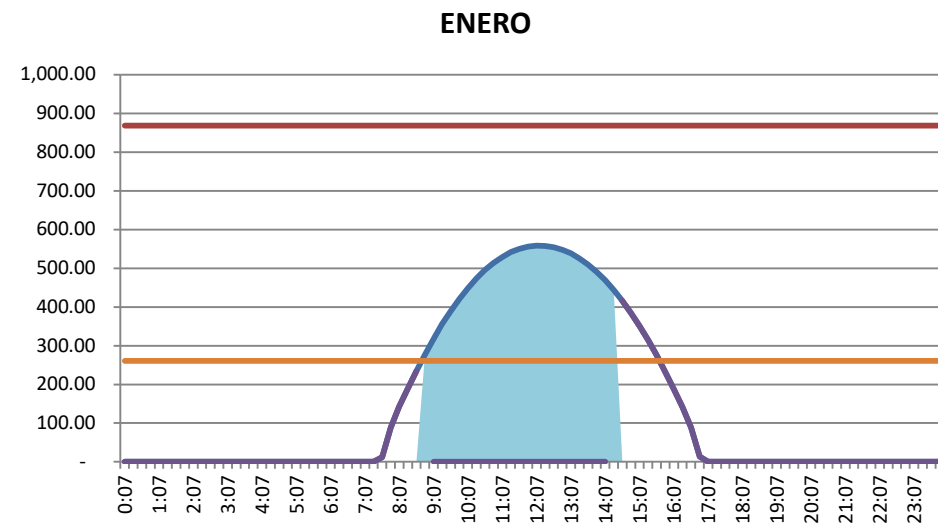
El variador de frecuencia seleccionado para esta alternativa es de la gama SD 700 SP, cuyas características técnicas son las siguientes:

		Valor	Units
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	820	A
	Potencia max	450	kW

El campo fotovoltaico dimensionado es el mismo que para la alternativa 3, 17 módulos conectados en serie y 70 conexiones en paralelo, con una potencia total instalada de 1.142,4 kW.

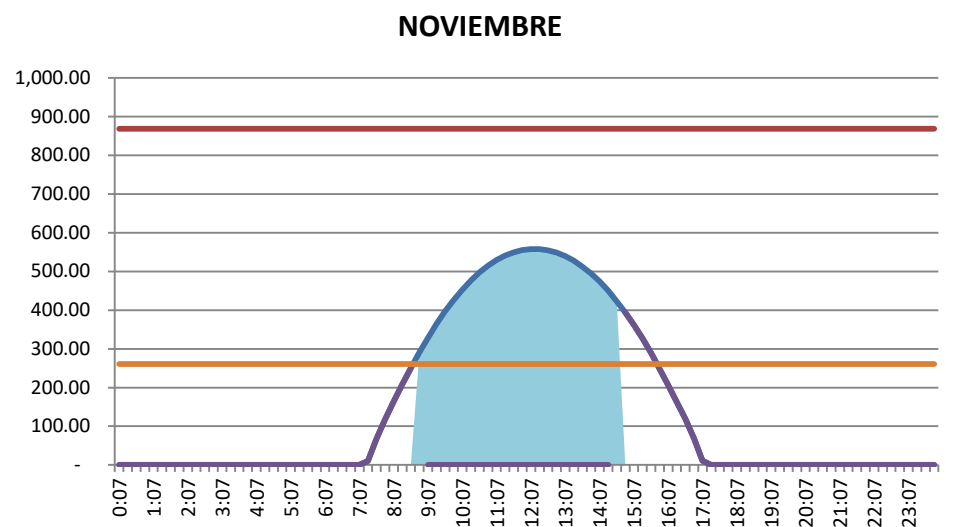
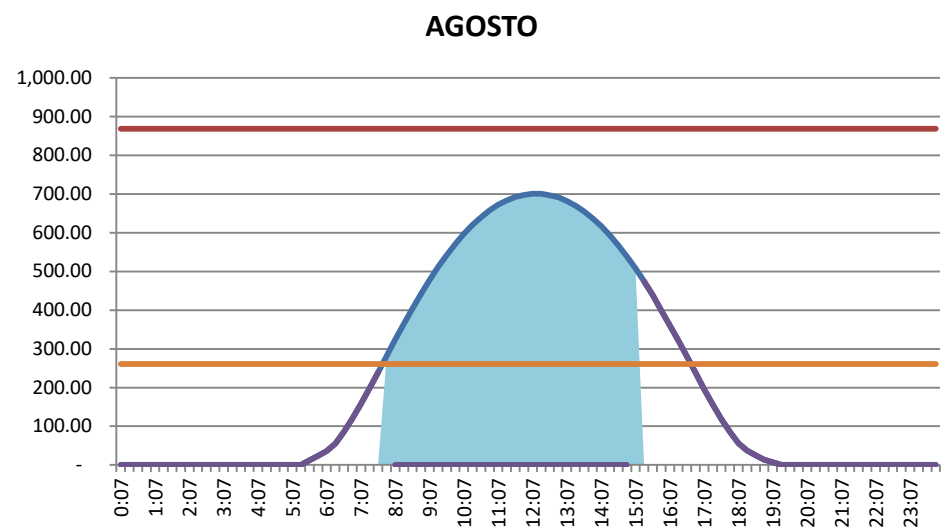
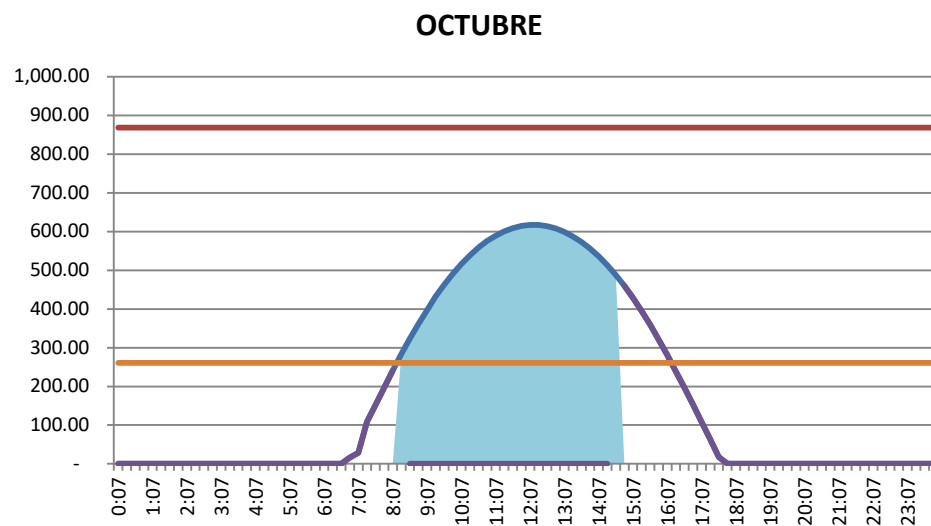
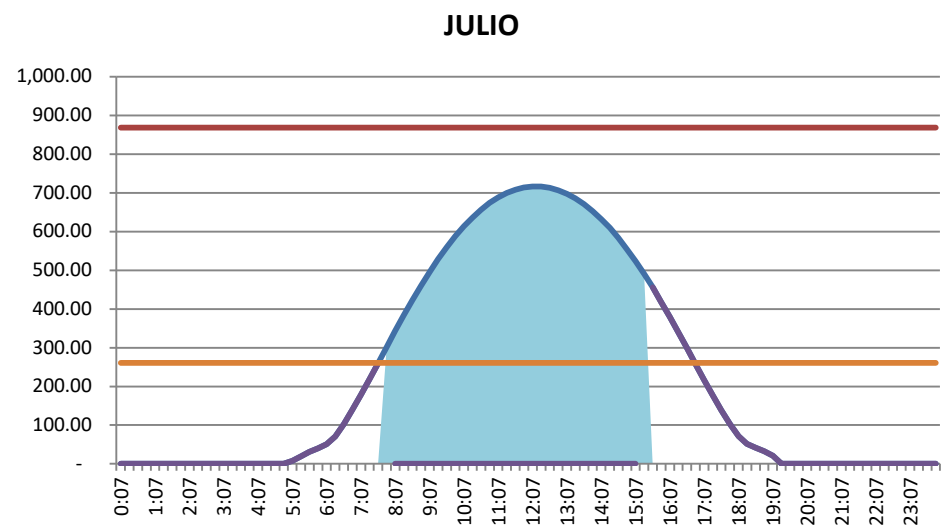
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 3 y 4) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 3) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (260,60kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria

5.3.6. Gráficas de las alternativas 3 y 4

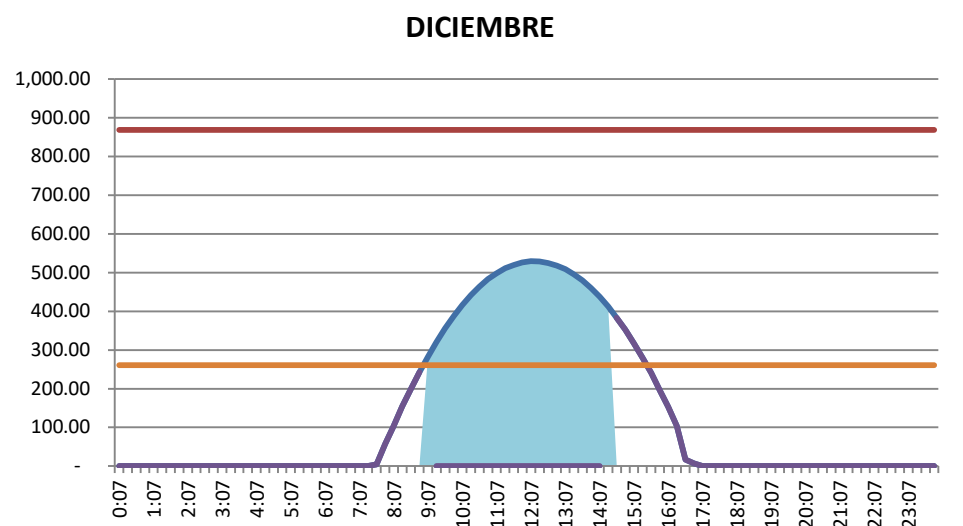
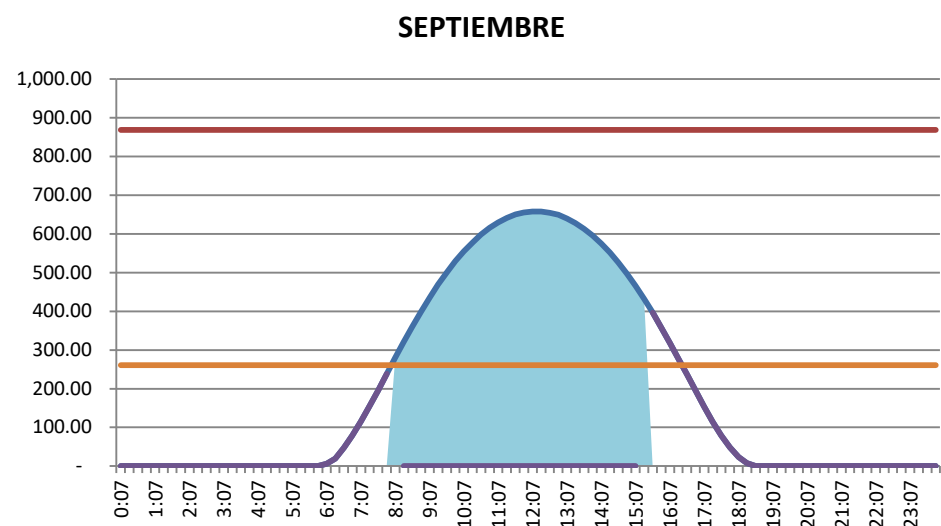


- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]



*Sólo alternativa 3

5.4. ALTERNATIVAS EN PANSER - LLAURÍ

PANSER - Bombeo constante mensual							
Q tot m3/s	Altura mano. (m)					Nº Bombas	4.00
4.50	193.60						
10,054.67	kW pot total						
	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Noviembre	1.67	11.66	14.29	3.43	34,481.05	30.00	1,034.43
Diciembre	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Enero	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Febrero	1.67	10.89	15.31	3.67	36,943.98	28.00	1,034.43
Marzo	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Abril	1.67	11.66	14.29	3.43	34,481.05	30.00	1,034.43
Mayo	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Junio	1.67	11.66	14.29	3.43	34,481.05	30.00	1,034.43
Julio	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Agosto	1.67	12.05	13.83	3.32	33,368.75	31.00	1,034.43
Septiembre	1.67	11.66	14.29	3.43	34,481.05	30.00	1,034.43
ANUAL	20.00			3.39	34,037.45	365.00	12,413.18

PANSER - Bombeo optimizado							
	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.53	12.05	12.69	3.04	30,612.03	31.00	948.97
Noviembre	1.23	11.66	10.54	2.53	25,446.25	30.00	763.39
Diciembre	1.06	12.05	8.80	2.11	21,230.92	31.00	658.16
Enero	1.17	12.05	9.72	2.33	23,452.76	31.00	727.04
Febrero	1.43	10.89	13.17	3.16	31,773.64	28.00	889.66
Marzo	1.78	12.05	14.81	3.55	35,734.60	31.00	1,107.77
Abril	1.84	11.66	15.80	3.79	38,137.48	30.00	1,144.12
Mayo	1.97	12.05	16.32	3.92	39,375.95	31.00	1,220.65
Junio	2.07	11.66	17.76	4.26	42,856.84	30.00	1,285.71
Julio	2.13	12.05	17.65	4.24	42,585.28	31.00	1,320.14
Agosto	2.02	12.05	16.75	4.02	40,425.16	31.00	1,253.18
Septiembre	1.76	11.66	15.12	3.63	36,479.33	30.00	1,094.38
ANUAL	20.00			3.38	34,009.19	365.00	12,413.18

Dimensionamiento Inversor/Variador de Frecuencia:	2,513.67 kW
---	-------------

Del mismo modo que se ha procedido en la primera ubicación del estudio, La Marquesa (Cullera), se comienza calculando la energía necesaria para bombear la cantidad de agua diaria demandada en cada caso. Para ello se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$E (kWh) = g \cdot Q \cdot H \cdot t/\eta$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad, 9,81 m/s²
- Q es el caudal del grupo de bombeo en m³/s
- H es la altura manométrica que ha de salvar el grupo de bombeo
- t es el número de horas que se bombea
- η es la eficiencia media del grupo de bombeo, 0,85

Se calcula también la potencia de los diferentes grupos de bombeo aplicando la misma fórmula pero sin multiplicar por el número de horas.

$$P (kW) = g \cdot Q \cdot H/\eta$$

A continuación, procediendo como en el caso anterior, se dimensiona el sistema fotovoltaico. Para ello se debe seleccionar el inversor y/o variador de frecuencia que se ajuste a la potencia del grupo de bombeo y seguidamente se calcula el número de módulos en serie y en paralelo que se disponen para la producción de energía.

5.4.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

En primer lugar se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a uno o más inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Panser es de 2.513,7 kW.

En este caso se ha optado por un modelo de la comercializadora Power Electronics, ya que se ajusta mejor a las características del bombeo. Se han escogido dos 2 unidades del modelo HEC PLUS 460 VAC – FS1850CH. El dimensionamiento del parque de módulos se realiza para un inversor y se dispone la cantidad de módulos obtenida para cada uno de los dos inversores. Es posible disponer el número de inversores que se desee con sus respectivos módulos, sin embargo cuantos más inversores se usan mayor es la inversión económica necesaria. Las características a tener en consideración para el dimensionamiento de los módulos son las siguientes:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	651	V
	ImaxDC	3640	A
	Potencia max	1850	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Nuevamente se selecciona un variador de frecuencia de la gama SD 700 SP de Power Electronics, con una potencia nominal de 3.500 kW.

Lo módulos solares serán del mismo modelo para todas las ubicaciones. Modelo TSM-320 PD14, cuyas características técnicas son las siguientes:

	Valor	Unidades
Voc STC	45,5	V
Vmpp STC	37,1	V
μV	-0,1456	-
Isc STC	9,15	A
Impp STC	8,63	A
μA	0,004575	-
Noct	44	°C
Pmax	320	W

Cuyas dimensiones son 1960x992x40mm.

Siguiendo las restricciones previamente expuestas para el cálculo del número de módulos, se obtiene que el número mínimo de módulos a conectar en serie es 19 y el máximo 20, por lo que se selecciona Ns=19.

Del mismo modo se obtiene el número máximo de módulos en paralelo, resultando un máximo de 442. Este número se ha escogido para ajustar la producción de energía a la demanda, siendo Np=285.

La potencia total instalada es de 1.732,8 kW por inversor y bomba, un total de 3.465,6 kW por bomba.

A continuación se calcula la producción del día medio del sistema fotovoltaico diseñado. Para ello se utilizan los datos de las características solares de cada ubicación, en concreto la irradiación horaria del día medio de cada mes y la temperatura ambiente horaria del día medio.

Siguiendo el mismo proceso que antes se obtiene la energía producida:

$$E_{producida} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \cdot \eta_{global} \cdot N_S \cdot N_P \cdot Superficie\ módulo$$

Para obtener la cantidad de energía total diaria se realiza el sumatorio de la energía producida en intervalos de 15 minutos y se divide entre 4, obteniendo así kWh.

El cálculo de la energía que es necesario comprar (si es que fuera necesario), se obtiene restando la producción a la demanda. En caso de que este valor resulte positivo, esto implica que se debe comprar energía a la red, y en caso de resultar negativo, esta energía puede ser vendida.

La energía autoconsumida, en cada intervalo, será el valor mínimo entre la energía demandada y la producida.

5.4.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

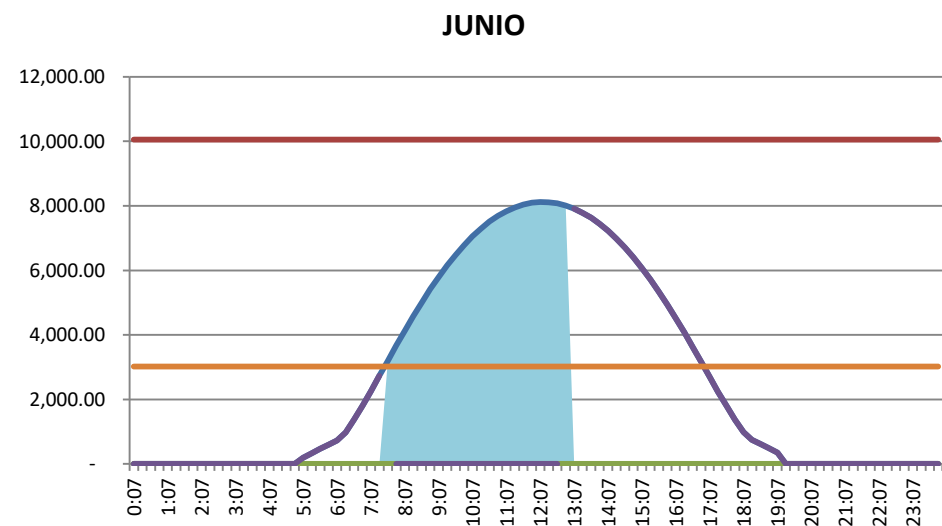
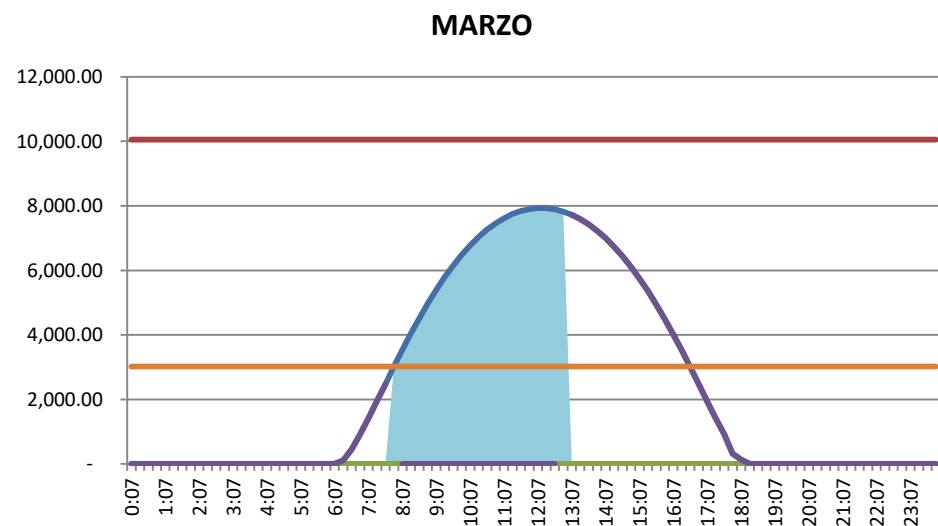
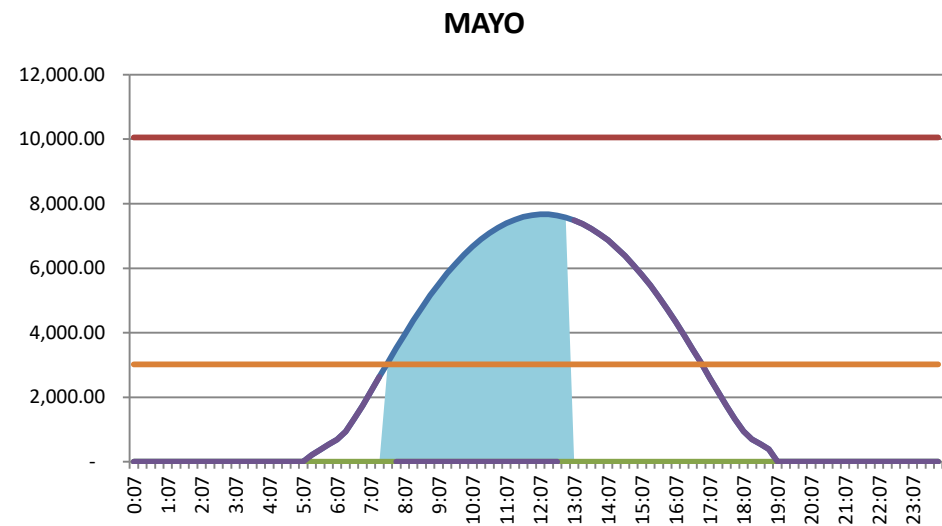
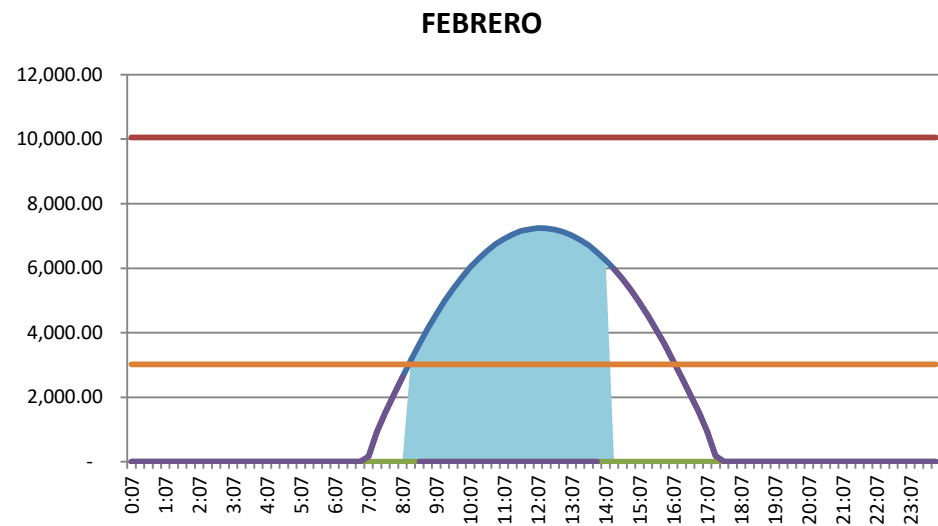
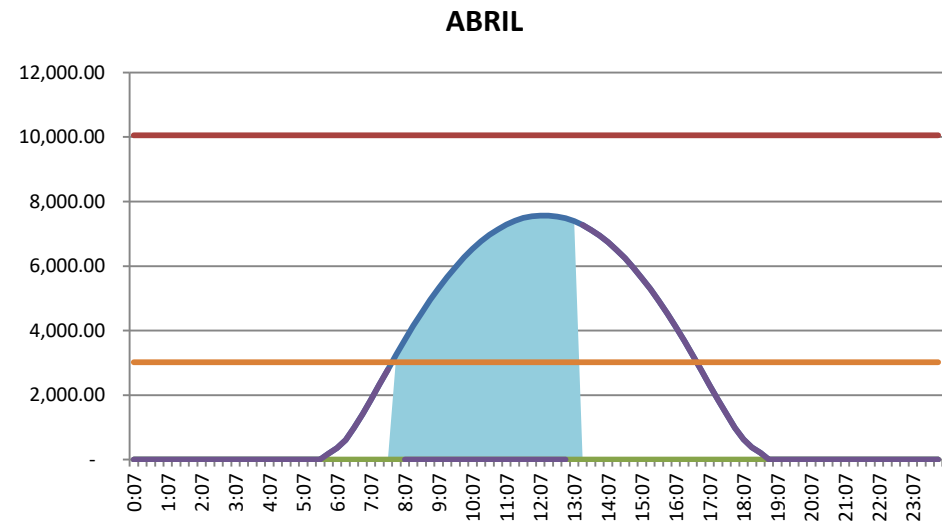
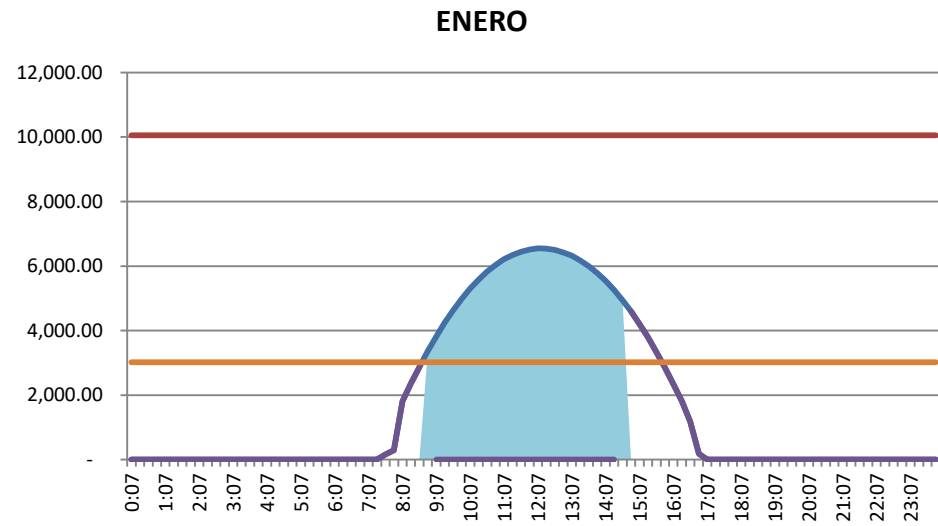
El campo fotovoltaico diseñado es el mismo que el de la alternativa 1 salvo porque no son necesarios los inversores, únicamente el variador de frecuencia que continúa siendo el modelo SD 700 SP de potencia nominal 3.500 kW cuyas características técnicas son:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	7000	A
	Potencia max	3500	kW

De modo que se siguen verificando las condiciones de dimensionamiento del campo de módulos fotovoltaicos. Se disponen 19 módulos en serie por 570 en paralelo, para cada bomba.

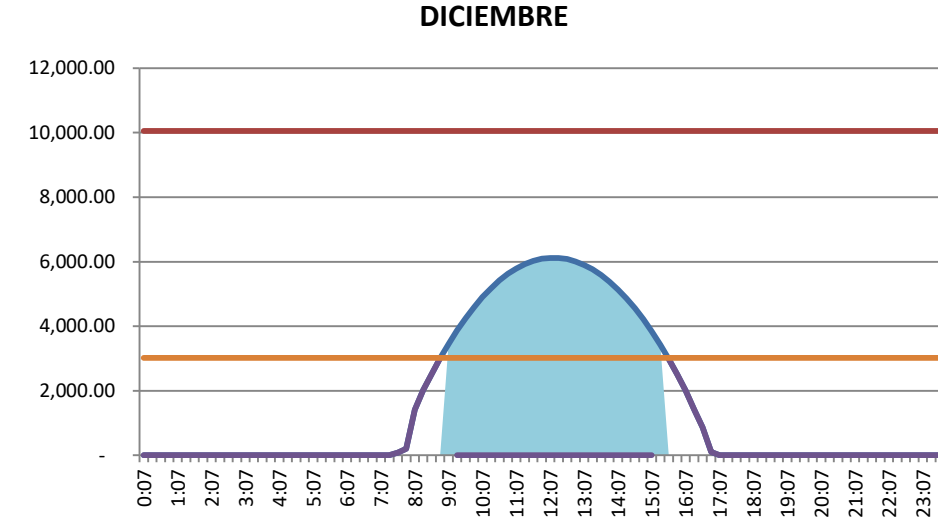
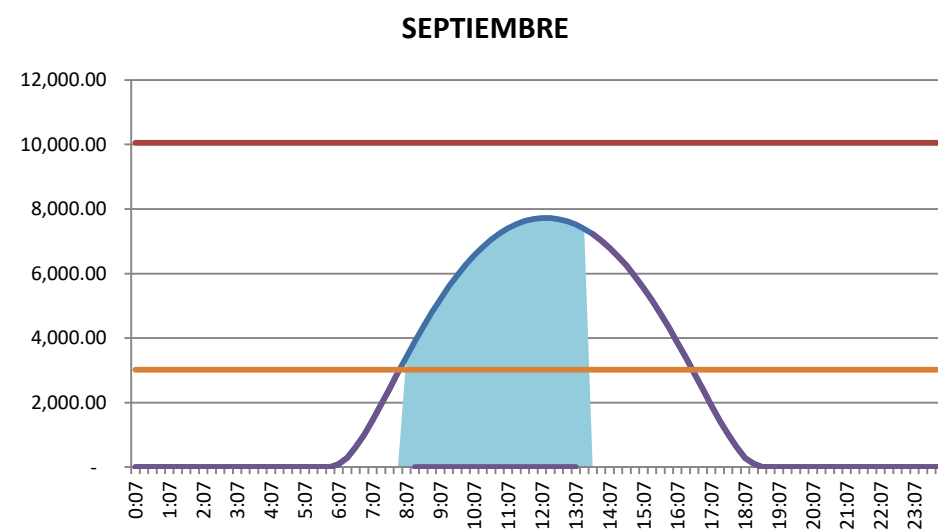
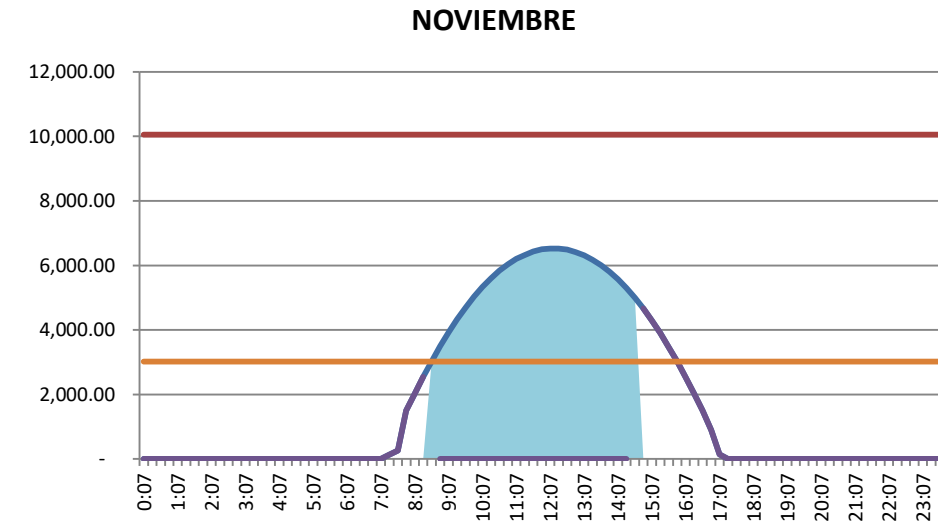
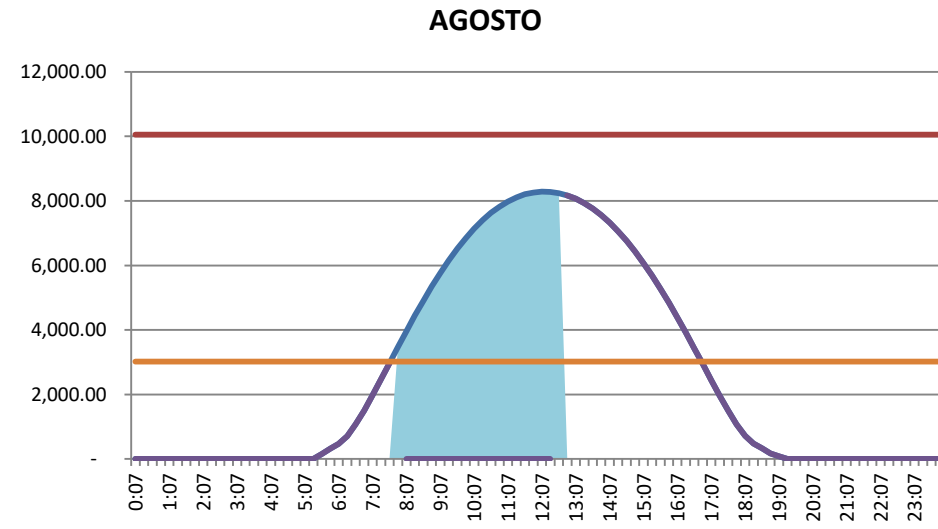
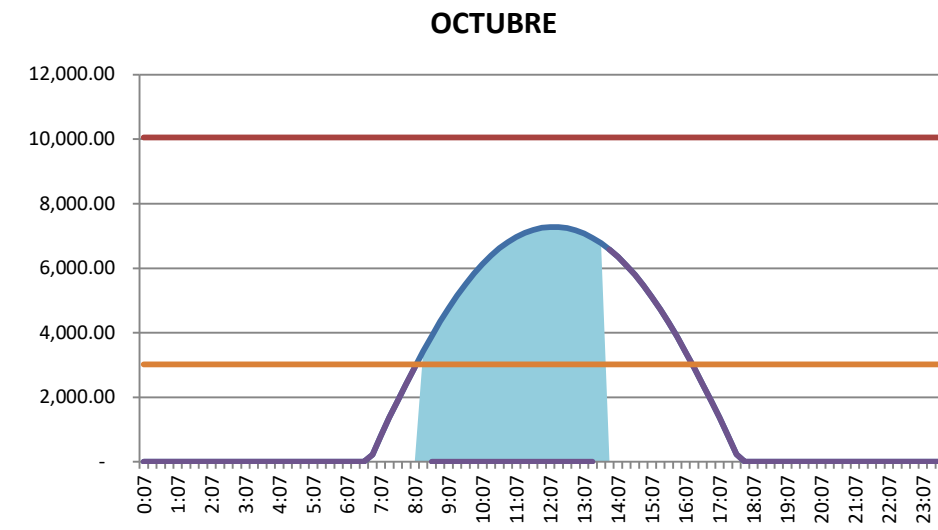
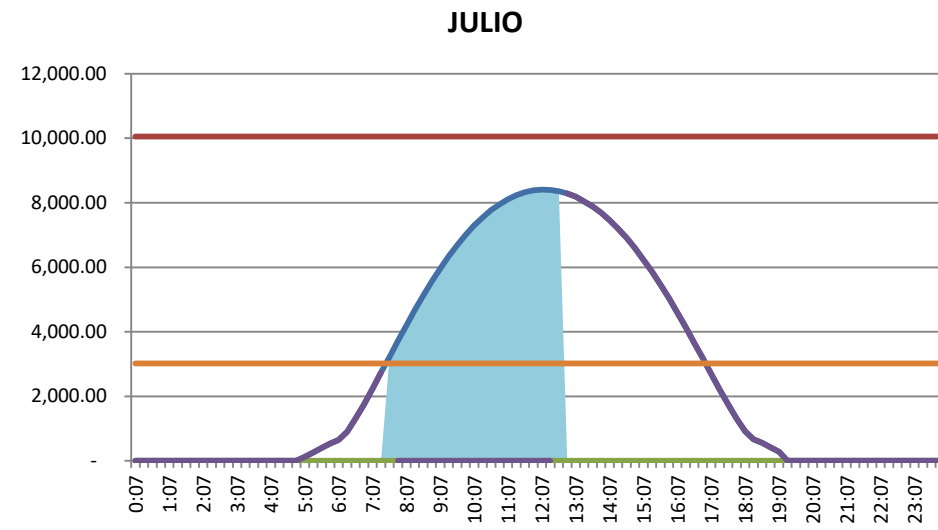
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 1 y 2) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 1) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (3.016,40kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.4.3. Gráficas de las alternativas 1 y 2



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1

5.4.4. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red

Procediendo del mismo modo que para las alternativas 1 y 2 se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a uno o más inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Panser es de 2.513,7 kW.

Se instalan dos inversores con sus respectivos módulos para cada bomba. Cada inversor tiene las siguientes características técnicas:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	651	V
	ImaxDC	2730	A
	Potencia max	1390	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Nuevamente, el variador de frecuencia seleccionado es de la gama SD 700 SP (Solar Pumping), con una potencia nominal de 2700 kW.

A continuación se calcula el número de módulos que pueden ser conectados en serie y en paralelo, resultando que el número mínimo de módulos en serie es 19 y el máximo 20, por lo que se decide disponer 19 módulos en serie. Por otro lado el número máximo de módulos conectados en paralelo es 332, por lo que, para adecuar la producción a la demanda, se disponen 220 módulos en paralelo.

La potencia total instalada de 1.337,6 kW por inversor y bomba, lo que supone un total de 10.700,8 kW.

Por último, del mismo modo que para las alternativas previas, se calcula la producción del campo fotovoltaico del día medio para todos los meses del año. Con esto se obtienen los valores de venta de energía y de energía autoconsumida.

5.4.5. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada

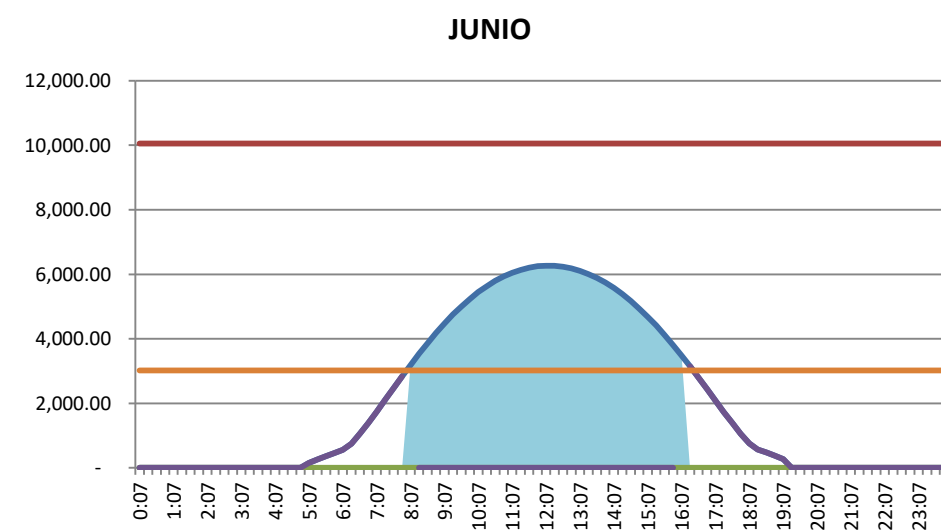
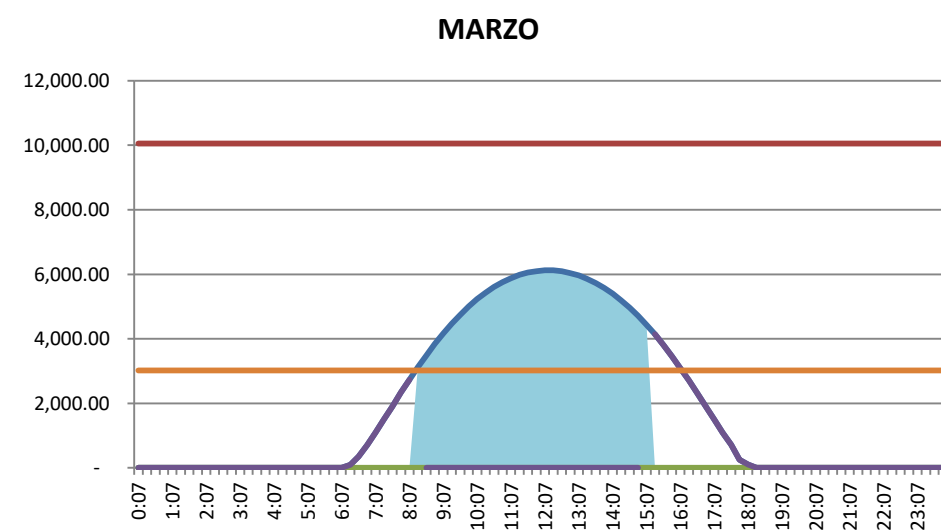
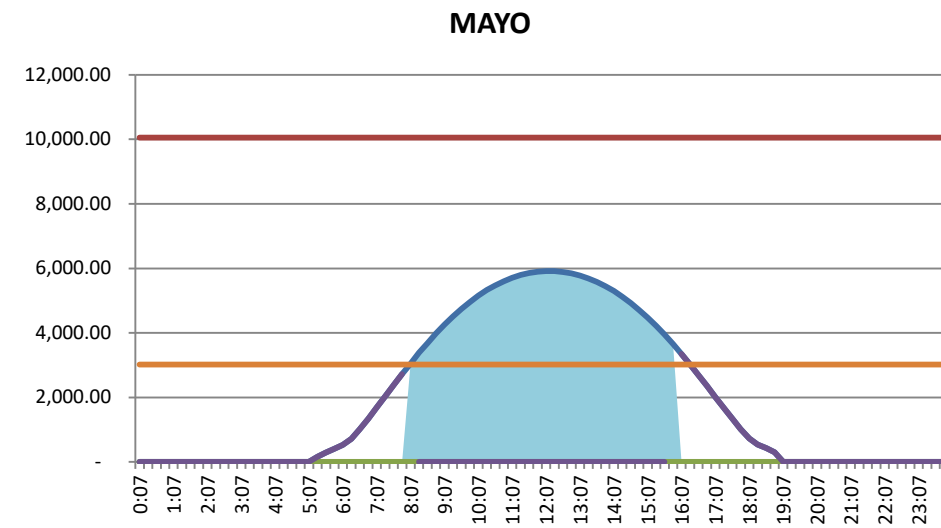
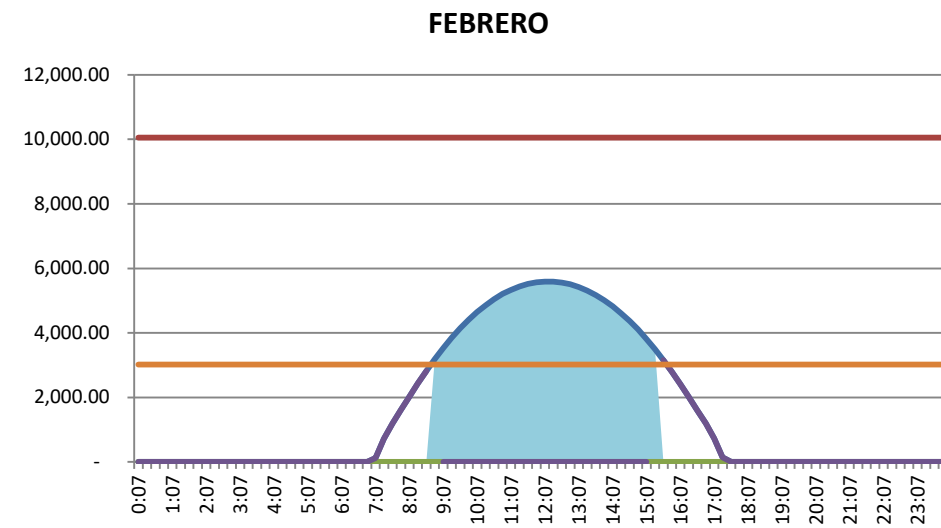
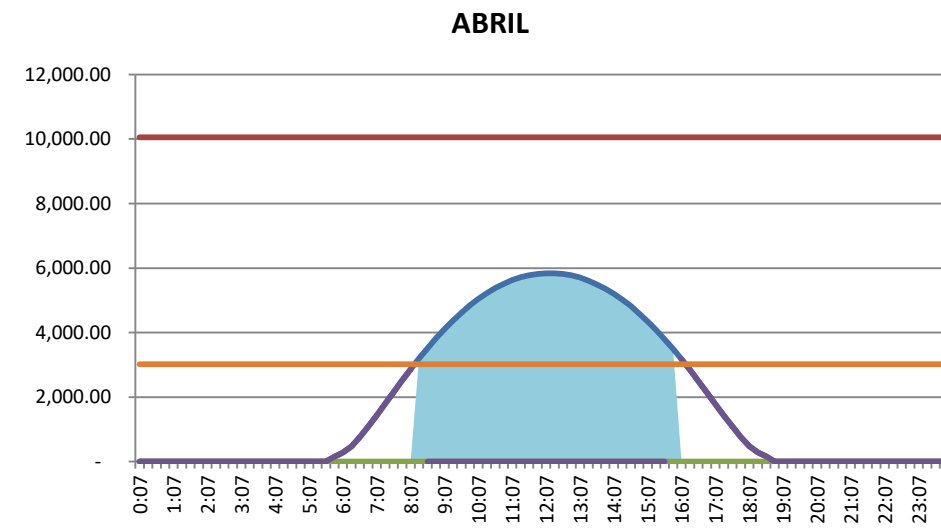
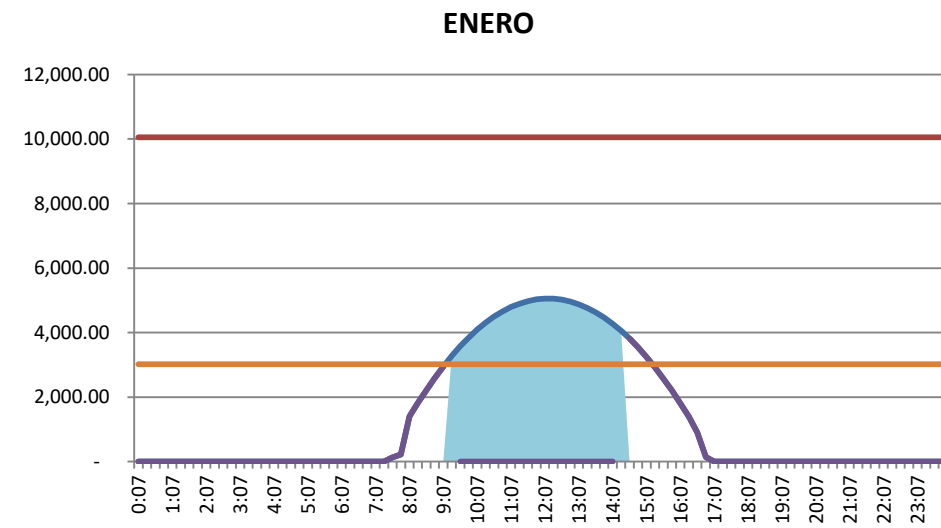
El variador de frecuencia seleccionado para esta alternativa es de la gama SD 700 SP, cuyas características técnicas son las siguientes:

		Valor	Units
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	5400	A
	Potencia max	2700	kW

El campo fotovoltaico dimensionado es el mismo que para la alternativa 3, 19 módulos conectados en serie y 440 conexiones en paralelo, con una potencia total instalada de 10.700,8 kW.

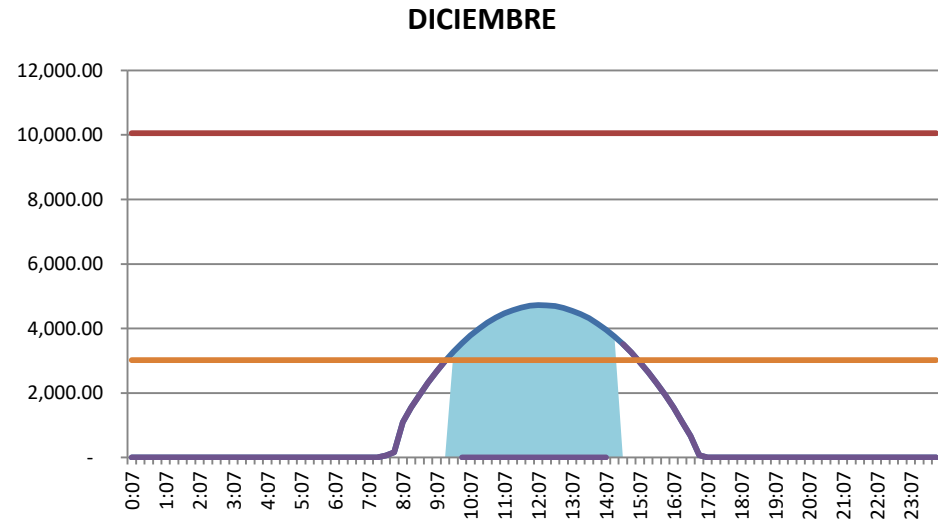
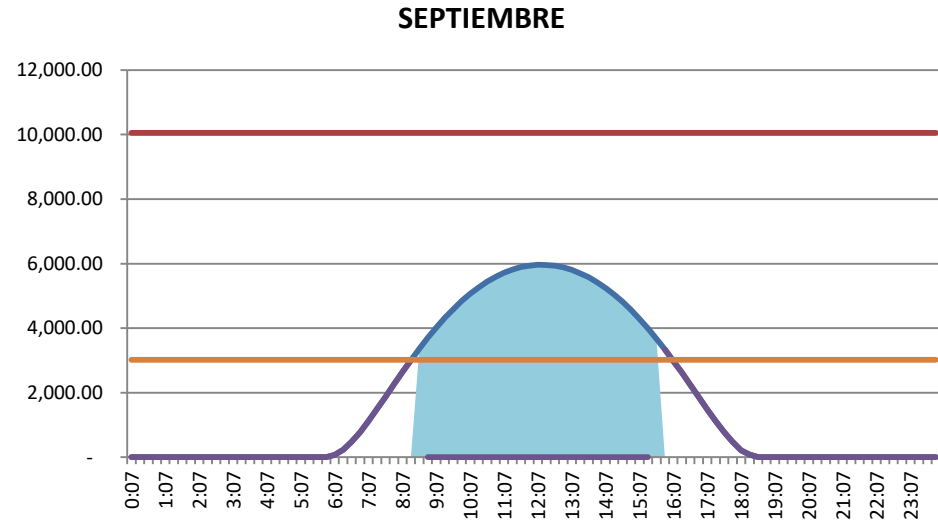
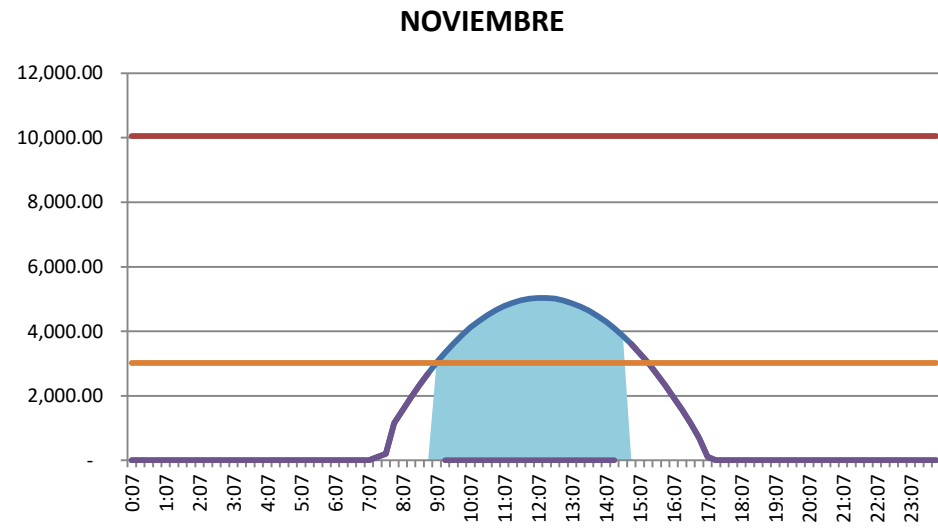
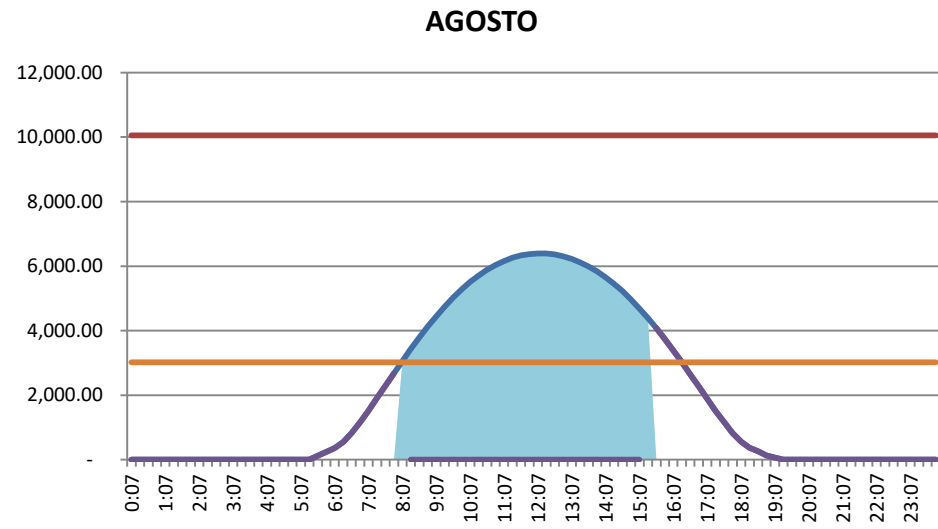
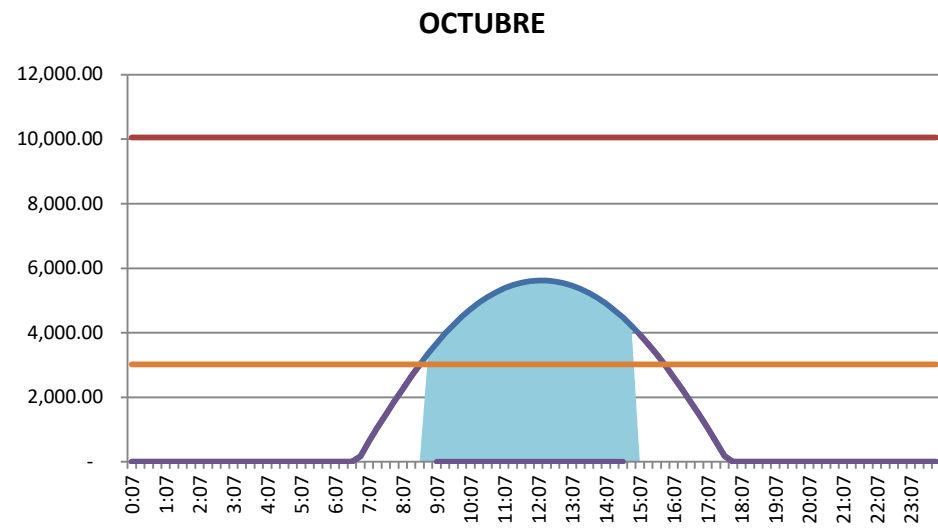
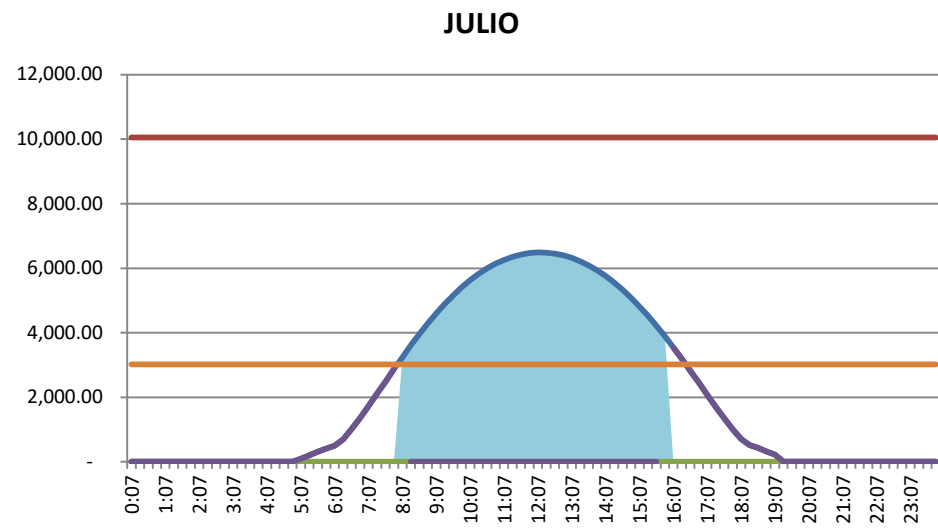
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 3 y 4) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 3) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (3.016,40kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.4.6. Gráficas de las alternativas 3 y 4



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3

5.5. ALTERNATIVAS EN LLANERA DE RANES

LLANERA DE RANES - Bombeo constante mensual

Q tot m3/s	Altura mano. (m)	Nº Bombas	4.00
4.50	264.00		
13,710.92	kW tot		

	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Noviembre	1.67	11.66	14.29	3.43	47,019.61	30.00	1,410.59
Diciembre	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Enero	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Febrero	1.67	10.89	15.31	3.67	50,378.15	28.00	1,410.59
Marzo	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Abril	1.67	11.66	14.29	3.43	47,019.61	30.00	1,410.59
Mayo	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Junio	1.67	11.66	14.29	3.43	47,019.61	30.00	1,410.59
Julio	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Agosto	1.67	12.05	13.83	3.32	45,502.85	31.00	1,410.59
Septiembre	1.67	11.66	14.29	3.43	47,019.61	30.00	1,410.59
ANUAL	20.00			3.39	46,414.71	365.00	16,927.06

LLANERA DE RANES - Bombeo optimizado

	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.57	12.05	13.05	3.13	42,927.21	31.00	1,330.74
Noviembre	1.27	11.66	10.86	2.61	35,739.97	30.00	1,072.20
Diciembre	1.11	12.05	9.24	2.22	30,417.00	31.00	942.93
Enero	1.22	12.05	10.11	2.43	33,278.81	31.00	1,031.64
Febrero	1.46	10.89	13.43	3.22	44,177.07	28.00	1,236.96
Marzo	1.76	12.05	14.64	3.51	48,160.25	31.00	1,492.97
Abril	1.78	11.66	15.25	3.66	50,188.05	30.00	1,505.64
Mayo	1.89	12.05	15.70	3.77	51,676.19	31.00	1,601.96
Junio	2.03	11.66	17.41	4.18	57,285.34	30.00	1,718.56
Julio	2.11	12.05	17.49	4.20	57,563.35	31.00	1,784.46
Agosto	2.02	12.05	16.75	4.02	55,110.37	31.00	1,708.42
Septiembre	1.77	11.66	15.20	3.65	50,019.06	30.00	1,500.57
ANUAL	20.00			3.38	46,378.55	365.00	16,927.06

Dimensionamiento Inversor/Variador de Frecuencia:	3,427.73 kW
---	--------------------

Una vez más se comienza calculando la energía necesaria para bombear la cantidad de agua diaria demandada siguiendo la siguiente expresión:

$$E (kWh) = g \cdot Q \cdot H \cdot t / \eta$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad, 9,81 m/s²
- Q es el caudal del grupo de bombeo en m³/s
- H es la altura manométrica que ha de salvar el grupo de bombeo
- t es el número de horas que se bombea
- η es la eficiencia media del grupo de bombeo, 0,85

Se calcula también la potencia de los diferentes grupos de bombeo aplicando la misma fórmula pero sin multiplicar por el número de horas.

$$P (kW) = g \cdot Q \cdot H / \eta$$

A continuación, procediendo como anteriormente, se dimensiona el sistema fotovoltaico. Para ello se debe seleccionar el inversor y/o variador de frecuencia que se ajuste a la potencia del grupo de bombeo y seguidamente se calcula el número de módulos en serie y en paralelo que se disponen para la producción de energía.

5.5.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

En primer lugar se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a uno o más inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Llanera de Ranos es de 3.427,73 kW.

En este caso se ha optado por un modelo de la comercializadora Power Electronics, ya que se ajusta mejor a las características del bombeo. Se han escogido dos 4 unidades del modelo HE PLUS 400 VAC – FS1201IH.

El dimensionamiento del parque de módulos se realiza para un inversor y se dispone la cantidad de módulos obtenida para cada uno de los cuatro inversores. Es posible disponer el número de inversores que se desee con sus respectivos módulos, sin embargo cuantos más inversores se usan mayor es la inversión económica necesaria. Las características a tener en consideración para el dimensionamiento de los módulos son las siguientes:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1100	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	566	V
	ImaxDC	2730	A
	Potencia max	1200	kW

Nuevamente se selecciona un variador de frecuencia de la gama SD 700 SP de Power Electronics, con una potencia nominal de 4.800 kW.

Lo módulos solares serán del mismo modelo para todas las ubicaciones. Modelo TSM-320 PD14, cuyas características técnicas son las siguientes:

	Valor	Unidades
Voc STC	45,5	V
Vmpp STC	37,1	V
μV	-0,1456	-
Isc STC	9,15	A
Impp STC	8,63	A
μA	0,004575	-
Noct	44	°C
Pmax	320	W

Y sus dimensiones son 1960x992x40mm.

Siguiendo las restricciones previamente expuestas para el cálculo del número de módulos, se obtiene que el número mínimo de módulos a conectar en serie es 17 y el máximo 20, por lo que se selecciona Ns=17.

Del mismo modo se obtiene el número máximo de módulos en paralelo, resultando un máximo de 326. Este número se ha escogido para ajustar la producción de energía a la demanda, siendo Np=217.

La potencia total instalada es de 1.180,48 kW por inversor y bomba, un total de 4.721,92 kW por bomba.

A continuación se calcula la producción del día medio del sistema fotovoltaico diseñado. Para ello se utilizan los datos de las características solares de cada ubicación, en concreto la irradiación horaria del día medio de cada mes y la temperatura ambiente horaria del día medio.

Siguiendo el mismo proceso que antes se obtiene la energía producida:

$$E_{producida} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \cdot \eta_{global} \cdot N_S \cdot N_P \cdot Superficie\ módulo$$

Para obtener la cantidad de energía total diaria se realiza el sumatorio de la energía producida en intervalos de 15 minutos y se divide entre 4, obteniendo así kWh.

El cálculo de la energía que es necesario comprar (si es que fuera necesario), se obtiene restando la producción a la demanda. En caso de que este valor resulte positivo, esto implica que se debe comprar energía a la red, y en caso de resultar negativo, esta energía puede ser vendida.

La energía autoconsumida, en cada intervalo, será el valor mínimo entre la energía demandada y la producida.

5.5.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

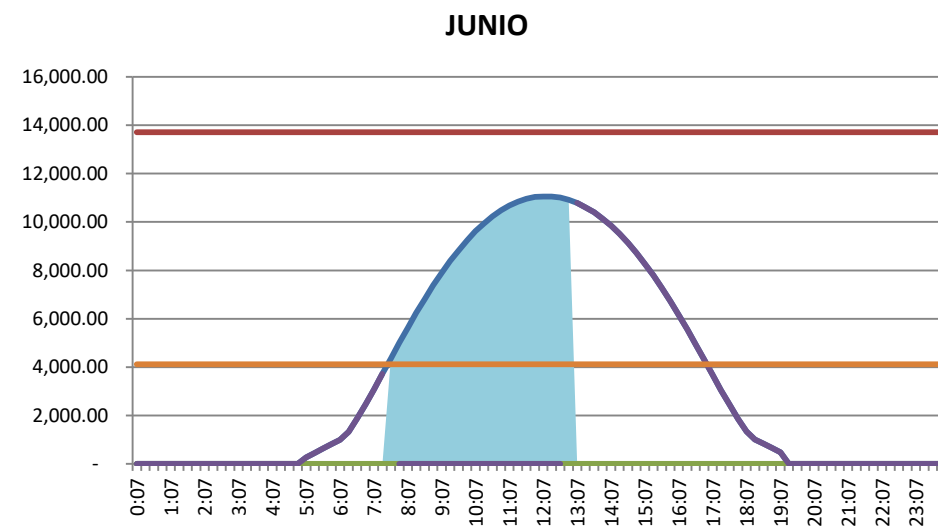
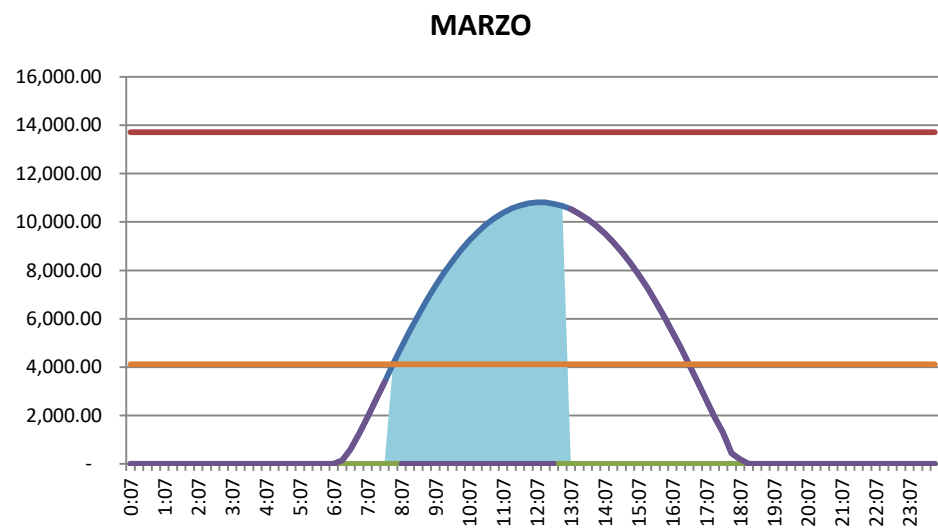
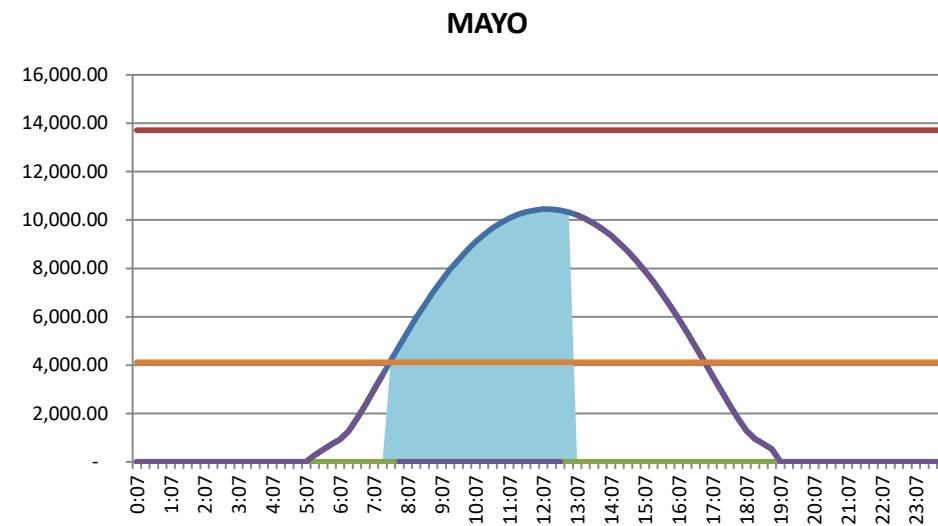
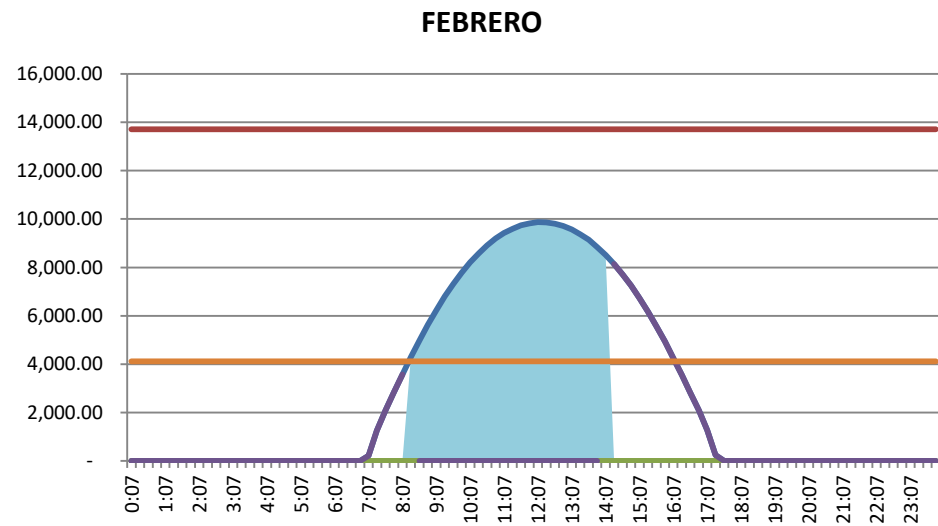
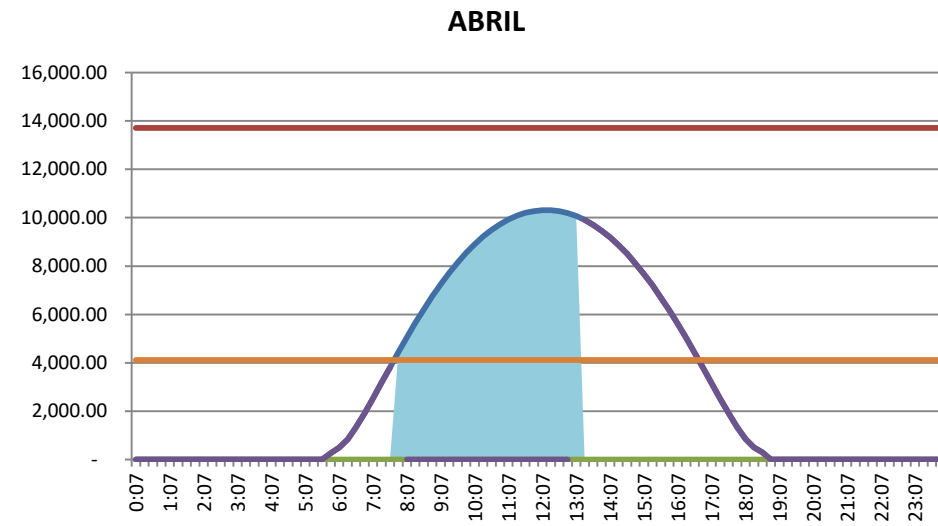
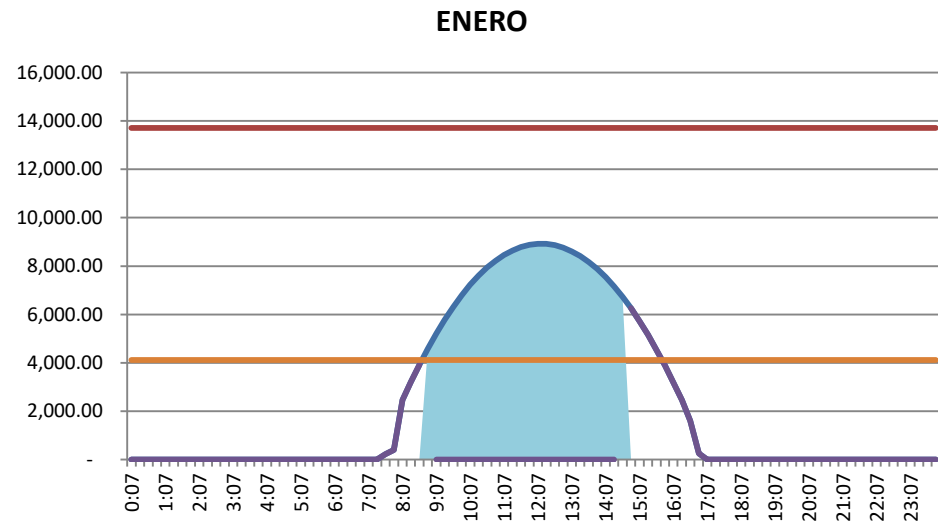
El campo fotovoltaico diseñado es el mismo que el de la alternativa 1 salvo porque no son necesarios los inversores, únicamente el variador de frecuencia que continúa siendo el modelo SD 700 SP de potencia nominal 4.800 kW cuyas características técnicas son:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	9000	A
	Potencia max	4800	kW

De modo que se siguen verificando las condiciones de dimensionamiento del campo de módulos fotovoltaicos. Se disponen 17 módulos en serie por 868 en paralelo, para cada bomba.

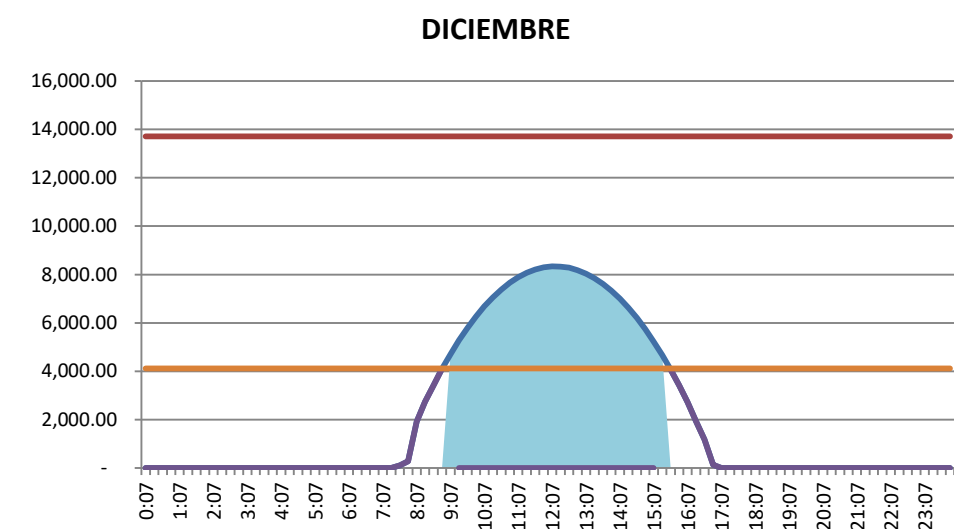
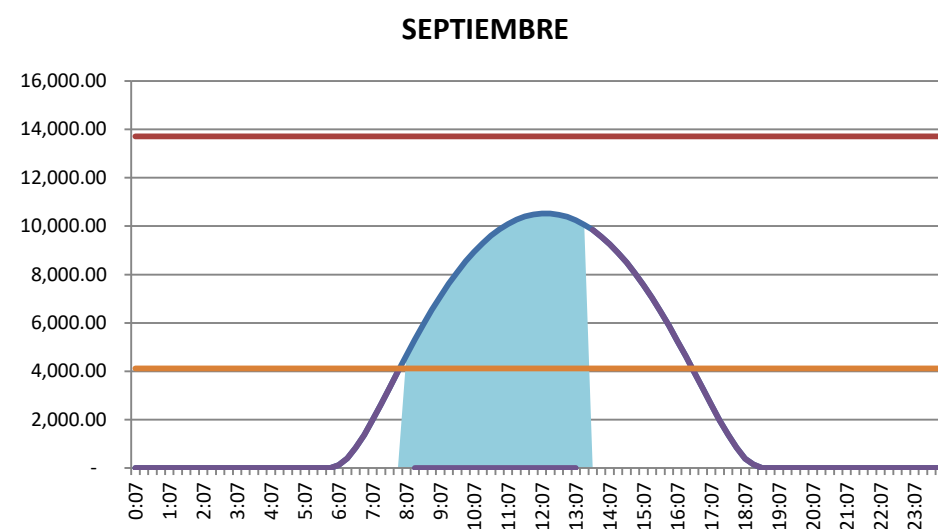
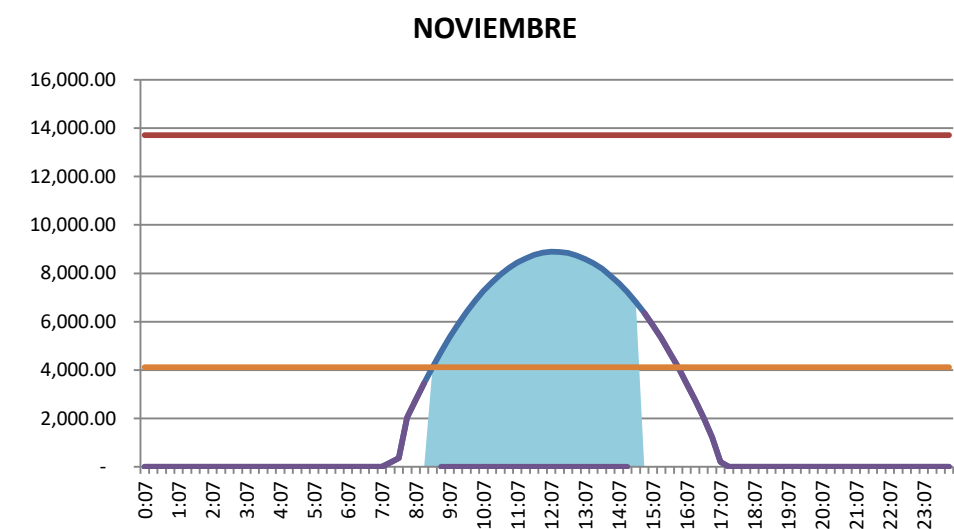
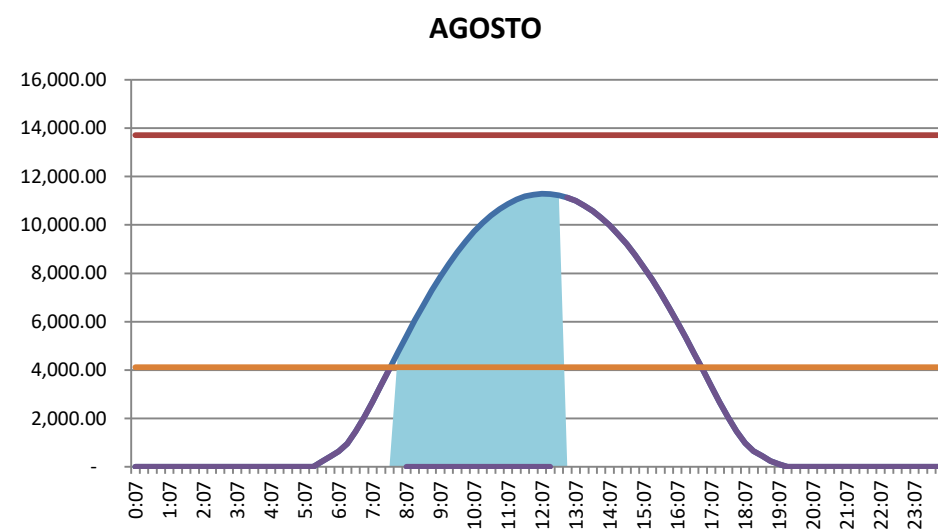
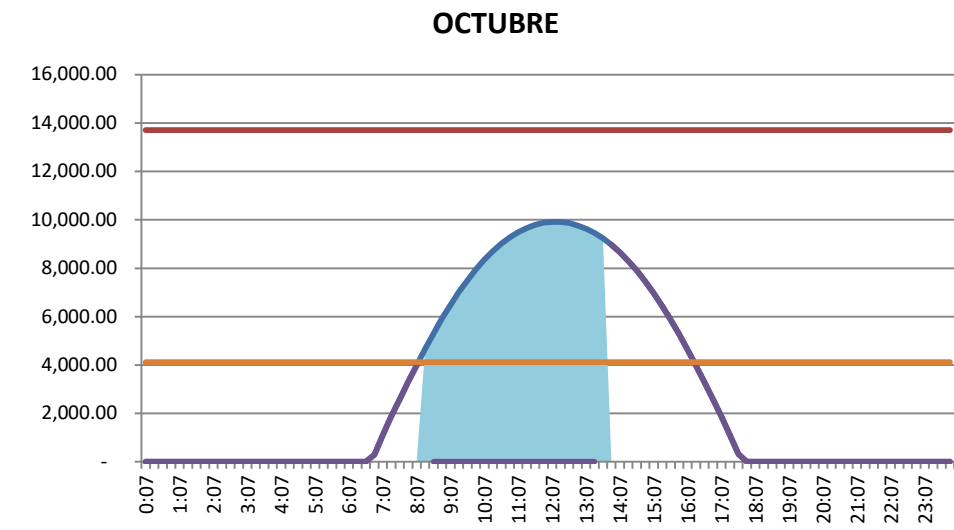
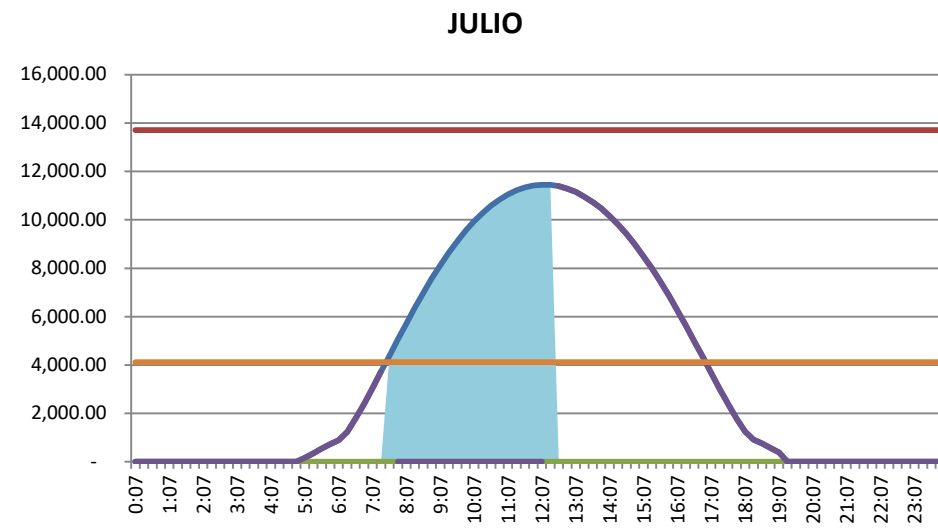
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 1 y 2) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 1) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (4.113,28kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.5.3. Gráficas de las alternativas 1 y 2



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1

5.5.4. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Procediendo del mismo modo que para las alternativas 1 y 2 se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a dos inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Llanera de Ranos es de 3.427,73 kW.

Se instalan dos inversores con sus respectivos módulos para cada bomba. Cada inversor Sunny Central 2200 de SMA tiene las siguientes características técnicas:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1100	V
	VmaxDC	800	V
	VminDC	570	V
	ImaxDC	6400	A
	Potencia max	2000	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Nuevamente, el variador de frecuencia seleccionado es de la gama SD 700 SP (Solar Pumping), con una potencia nominal de 2.000 kW.

A continuación se calcula el número de módulos que pueden ser conectados en serie y en paralelo, resultando que el número mínimo de módulos en serie es 17 y el máximo 20, por lo que se decide disponer 17 módulos en serie. Por otro lado el número máximo de módulos conectados en paralelo es 765, por lo que, para adecuar la producción a la demanda, se disponen 345 módulos en paralelo.

La potencia total instalada de 1.876,8 kW por inversor y bomba, lo que supone un total de 15.014,40 kW.

Por último, del mismo modo que para las alternativas previas, se calcula la producción del campo fotovoltaico del día medio para todos los meses del año. Con esto se obtienen los valores de venta de energía y de energía autoconsumida.

5.5.5. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

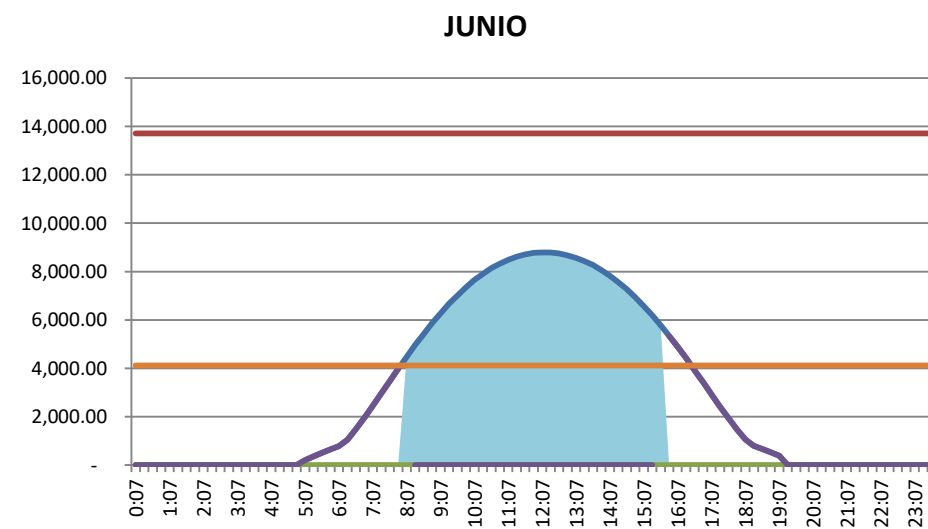
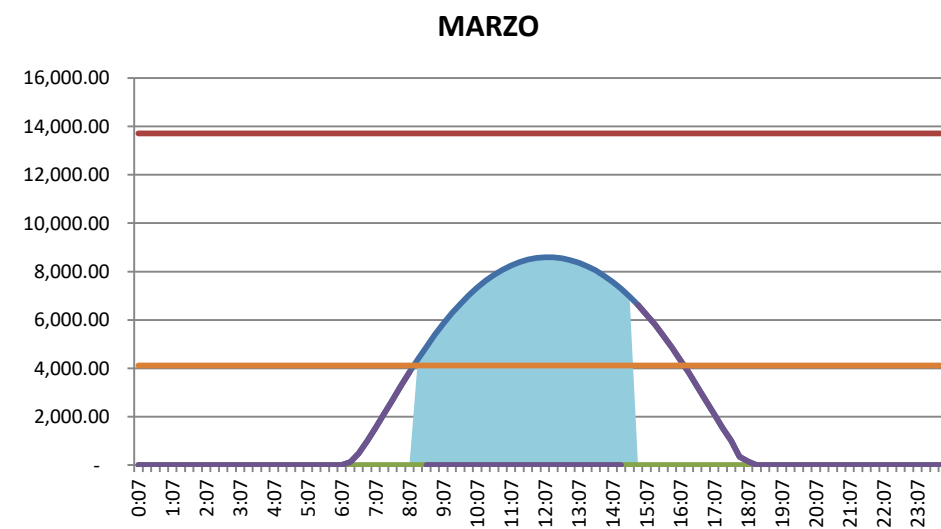
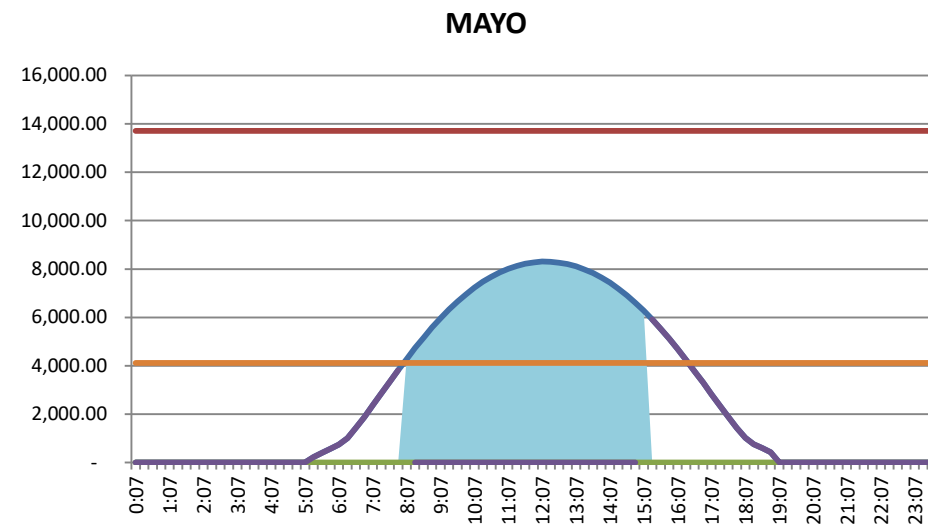
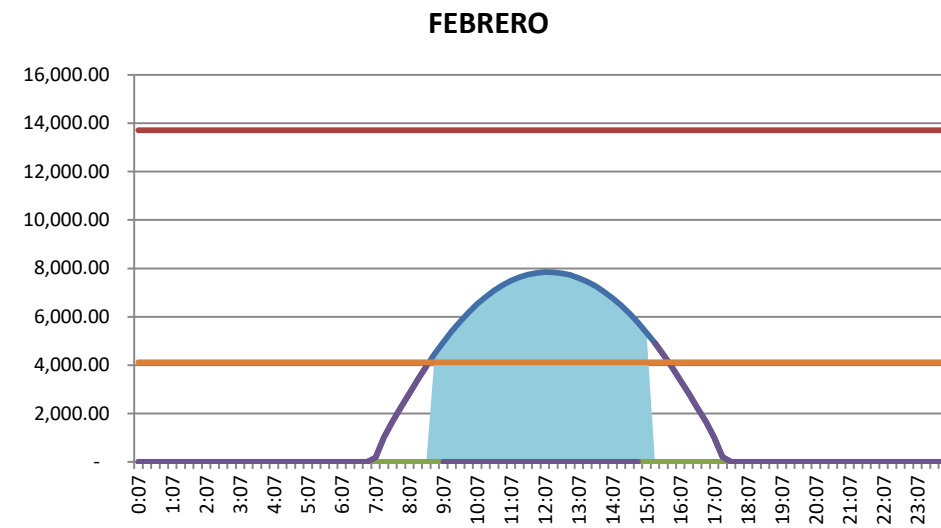
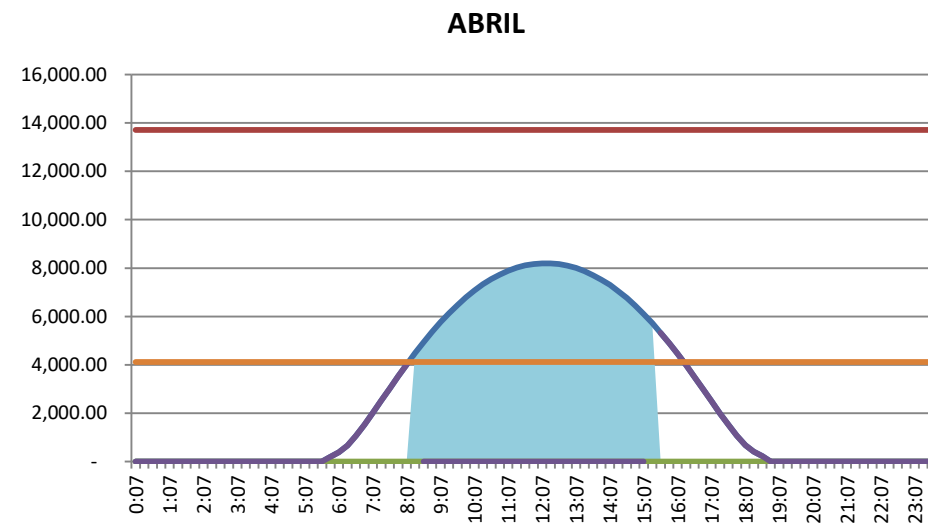
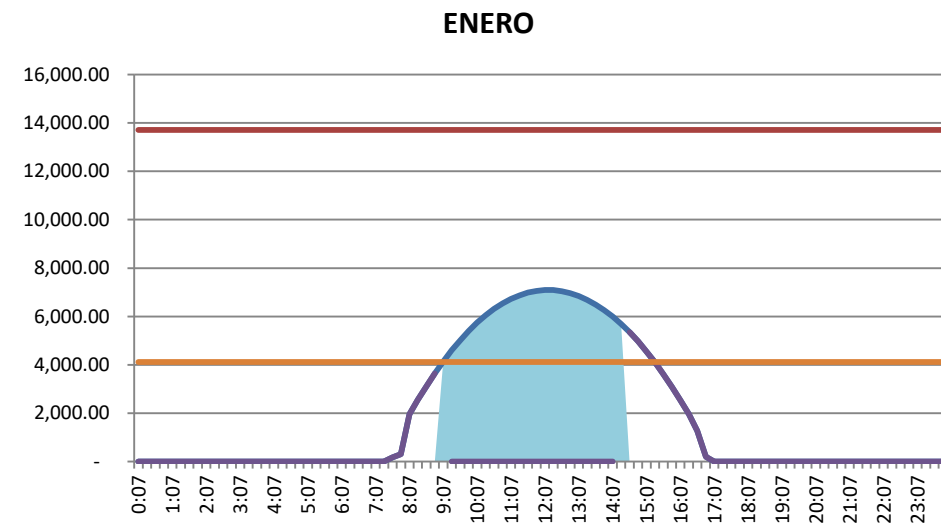
El variador de frecuencia seleccionado para esta alternativa es de la gama SD 700 SP, cuyas características técnicas son las siguientes:

		Valor	Units
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	4000	A
	Potencia max	2000	kW

El campo fotovoltaico dimensionado es el mismo que para la alternativa 3, 17 módulos conectados en serie y 690 conexiones en paralelo, con una potencia total instalada de 15.014,40 kW.

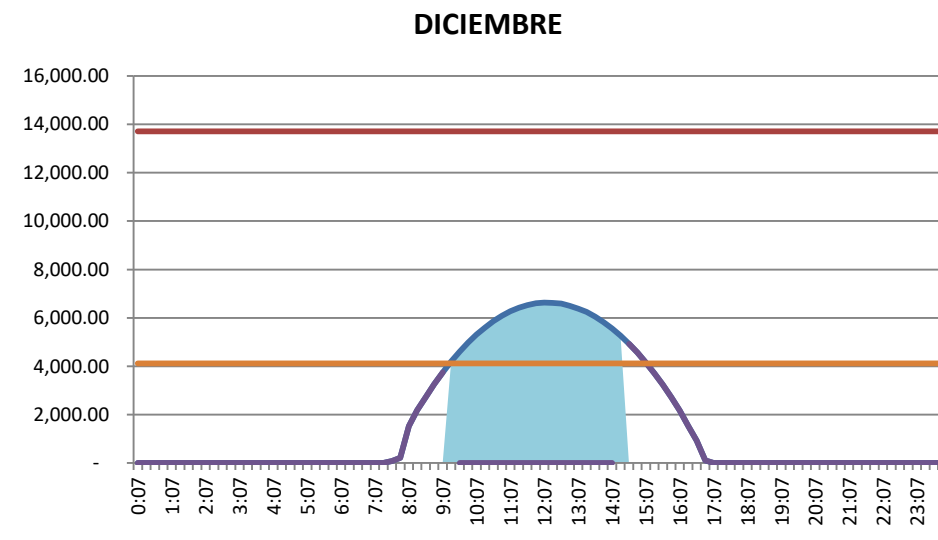
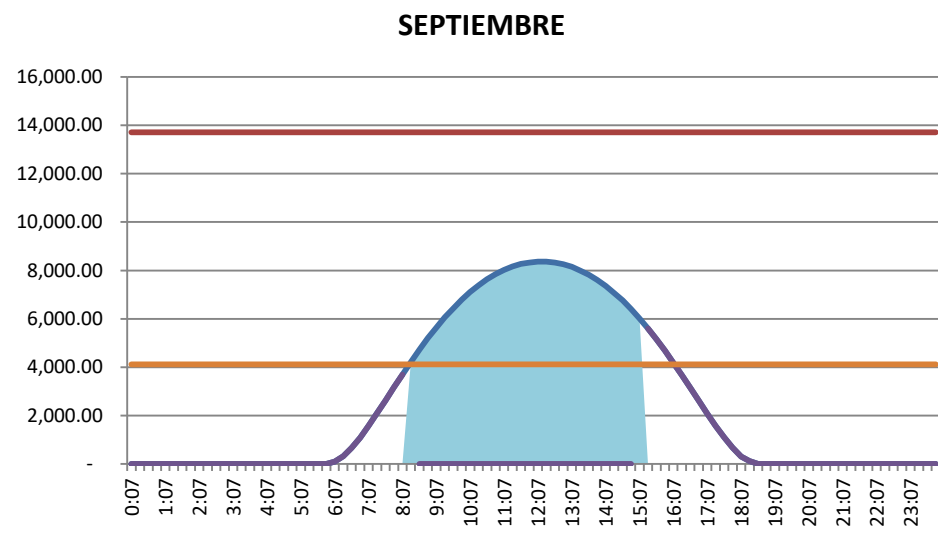
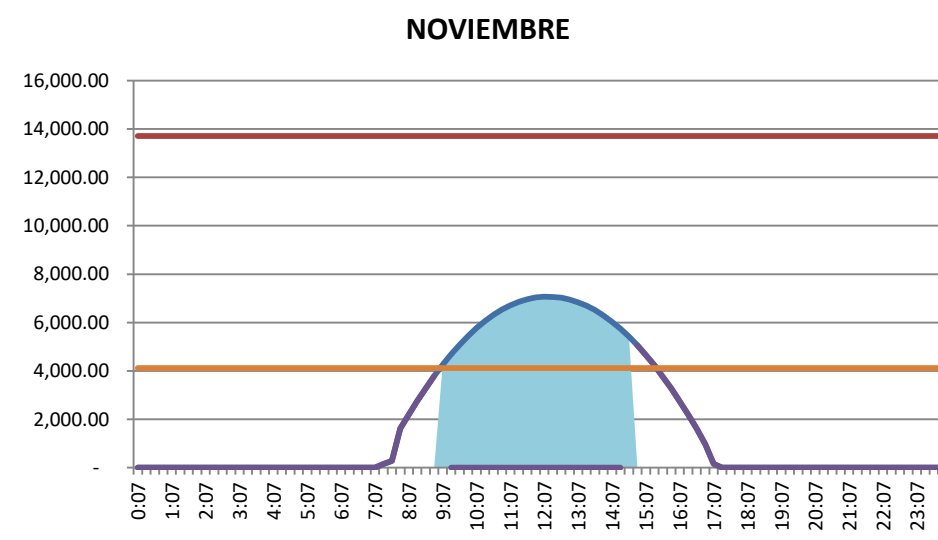
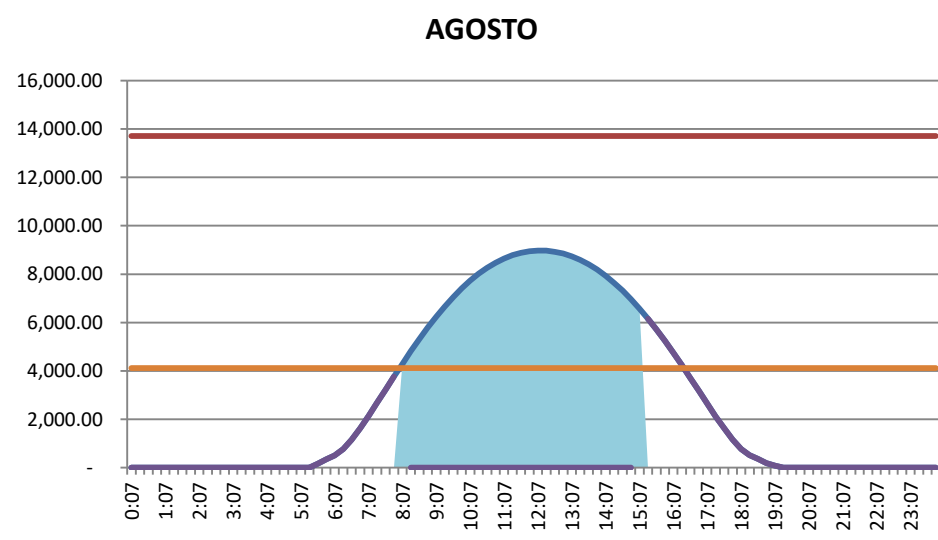
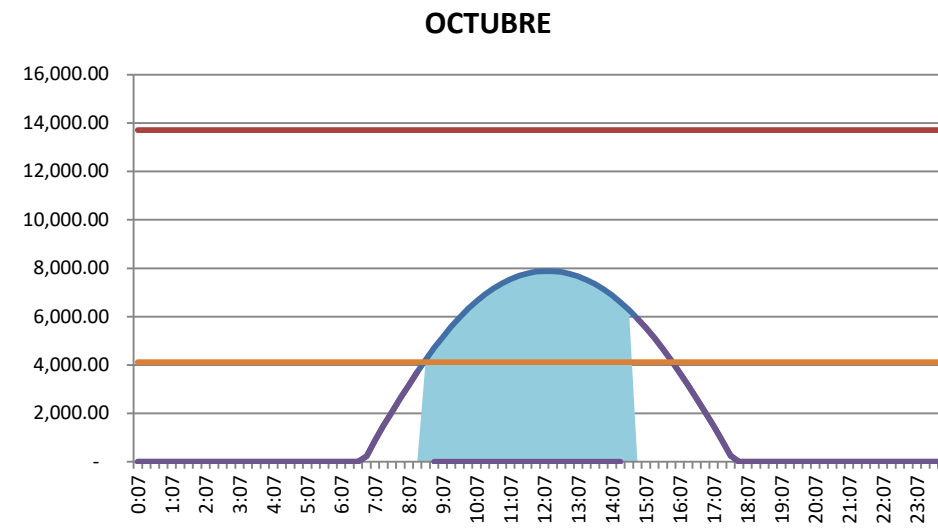
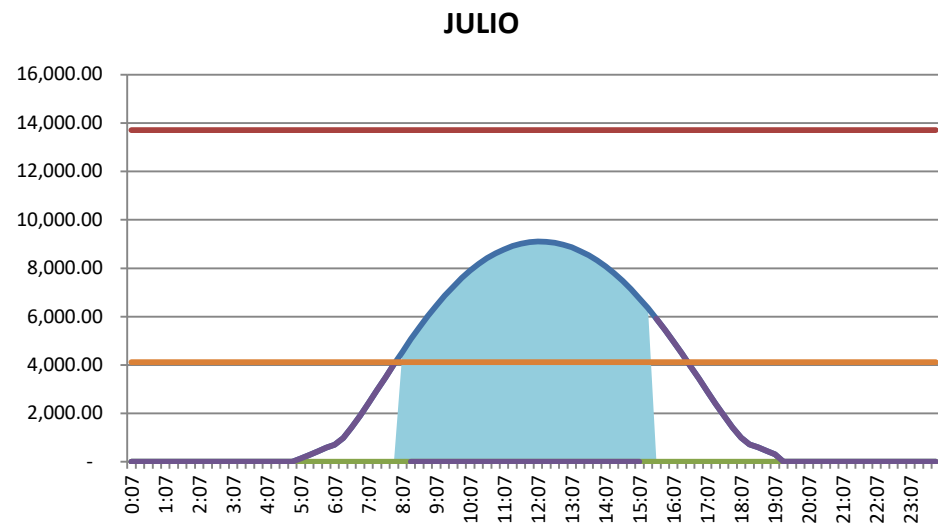
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 3 y 4) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 3) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (4.113,28 kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.5.6. Gráficas de las alternativas 3 y 4



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3

5.6. ALTERNATIVAS EN MOIXENT

MOIXENT - Bombeo constante mensual							
Q tot m3/s	Altura mano. (m)					Nº Bombas	4.00
4.50	308.00						
15,996	kW tot						
	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Noviembre	1.67	11.66	14.29	3.43	54,856.21	30.00	1,645.69
Diciembre	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Enero	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Febrero	1.67	10.89	15.31	3.67	58,774.51	28.00	1,645.69
Marzo	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Abril	1.67	11.66	14.29	3.43	54,856.21	30.00	1,645.69
Mayo	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Junio	1.67	11.66	14.29	3.43	54,856.21	30.00	1,645.69
Julio	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Agosto	1.67	12.05	13.83	3.32	53,086.65	31.00	1,645.69
Septiembre	1.67	11.66	14.29	3.43	54,856.21	30.00	1,645.69
ANUAL	20.00			3.39	54,150.49	365.00	19,748.24

MOIXENT - Bombeo constante mensual							
	Bombeo (hm3)	Qmax (hm3/mes)	% bombeo	Horas/día	Demanda (KWh/día)	Días	Demanda (MWh/mes)
Octubre	1.57	12.05	13.05	3.13	50,106.41	31.00	1,553.30
Noviembre	1.26	11.66	10.81	2.59	41,500.34	30.00	1,245.01
Diciembre	1.12	12.05	9.29	2.23	35,667.35	31.00	1,105.69
Enero	1.22	12.05	10.16	2.44	39,014.15	31.00	1,209.44
Febrero	1.44	10.89	13.26	3.18	50,922.62	28.00	1,425.83
Marzo	1.77	12.05	14.65	3.52	56,226.27	31.00	1,743.01
Abril	1.77	11.66	15.13	3.63	58,100.48	30.00	1,743.01
Mayo	1.89	12.05	15.69	3.77	60,242.44	31.00	1,867.52
Junio	2.03	11.66	17.42	4.18	66,894.60	30.00	2,006.84
Julio	2.13	12.05	17.71	4.25	67,987.89	31.00	2,107.62
Agosto	2.02	12.05	16.79	4.03	64,449.84	31.00	1,997.95
Septiembre	1.77	11.66	15.13	3.63	58,100.48	30.00	1,743.01
ANUAL	20.00			3.38	54,101.07	365.00	19,748.24

Dimensionamiento Inversor/Variador de Frecuencia:	3,999.02 kW
---	-------------

De nuevo se comienza calculando de la energía necesaria para bombear la cantidad de agua diaria demandada siguiendo la siguiente expresión:

$$E (kWh) = g \cdot Q \cdot H \cdot t/\eta$$

Donde:

- g es la aceleración de la gravedad, 9,81 m/s²
- Q es el caudal del grupo de bombeo en m³/s
- H es la altura manométrica que ha de salvar el grupo de bombeo
- t es el número de horas que se bombea
- η es la eficiencia media del grupo de bombeo, 0,85

Se calcula también la potencia de los diferentes grupos de bombeo aplicando la misma fórmula pero sin multiplicar por el número de horas.

$$P (kW) = g \cdot Q \cdot H/\eta$$

Seguidamente se dimensiona el sistema fotovoltaico. Para ello se debe seleccionar el inversor y/o variador de frecuencia que se ajuste a la potencia del grupo de bombeo y seguidamente se calcula el número de módulos en serie y en paralelo que se disponen para la producción de energía.

5.6.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

En primer lugar se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a 3 inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Moixent es de 3.999,02 kW.

Se han escogido tres unidades del modelo HE PLUS 460 VAC – FS1850IH, de Power Electronics.

El dimensionamiento del parque de módulos se realiza para un inversor y se dispone la cantidad de módulos obtenida para cada uno de los tres inversores. Las características a tener en consideración para el dimensionamiento de los módulos son las siguientes:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	651	V
	ImaxDC	3640	A
	Potencia max	1850	kW

Nuevamente se selecciona un variador de frecuencia de la gama SD 700 SP de Power Electronics, con una potencia nominal de 5.500 kW.

Los módulos solares serán del mismo modelo para todas las ubicaciones. Modelo TSM-320 PD14, cuyas características técnicas son las siguientes:

	Valor	Unidades
Voc STC	45,5	V
Vmpp STC	37,1	V
μV	-0,1456	-
Isc STC	9,15	A
Impp STC	8,63	A
μA	0,004575	-
Noct	44	°C
Pmax	320	W

Cuyas dimensiones son 1960x992x40mm.

Siguiendo las restricciones previamente expuestas para el cálculo del número de módulos, se obtiene que el número mínimo de módulos a conectar en serie es 18 y el máximo 20, por lo que se selecciona Ns=18.

Del mismo modo se obtiene el número máximo de módulos en paralelo, resultando un máximo de 427. Este número se ha escogido para ajustar la producción de energía a la demanda, siendo Np=315.

La potencia total instalada es de 1.814,40 kW por inversor y bomba, un total de 5.443,20 kW por bomba.

Por último se calcula la producción del día medio del sistema fotovoltaico diseñado. Para ello se utilizan los datos de las características solares de cada ubicación, en concreto la irradiación horaria del día medio de cada mes y la temperatura ambiente horaria del día medio.

Siguiendo el mismo proceso que antes se obtiene la energía producida:

$$E_{producida} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \cdot \eta_{global} \cdot N_s \cdot N_p \cdot Superficie\ módulo$$

Para obtener la cantidad de energía total diaria se realiza el sumatorio de la energía producida en intervalos de 15 minutos y se divide entre 4, obteniendo así kWh.

El cálculo de la energía que es necesario comprar (si es que fuera necesario), se obtiene restando la producción a la demanda. En caso de que este valor resulte positivo, esto implica que se debe comprar energía a la red, y en caso de resultar negativo, esta energía puede ser vendida.

La energía autoconsumida, en cada intervalo, será el valor mínimo entre la energía demandada y la producida.

5.6.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

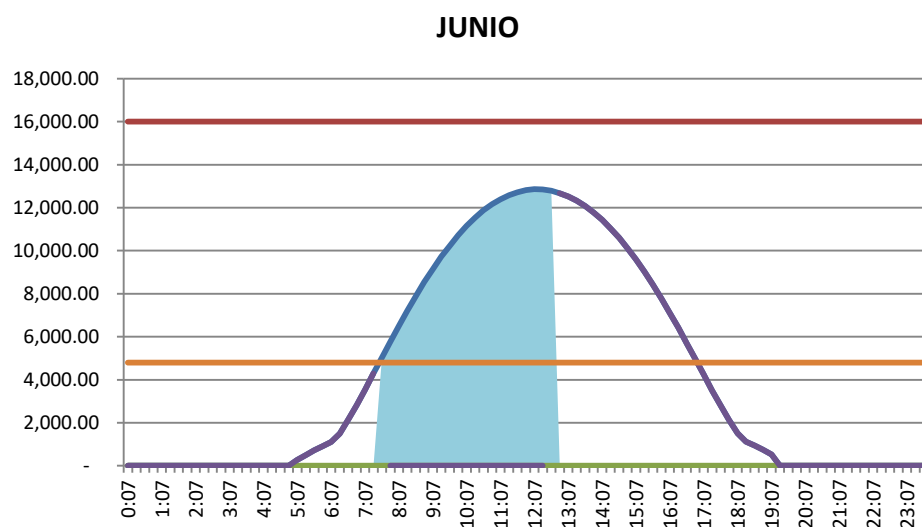
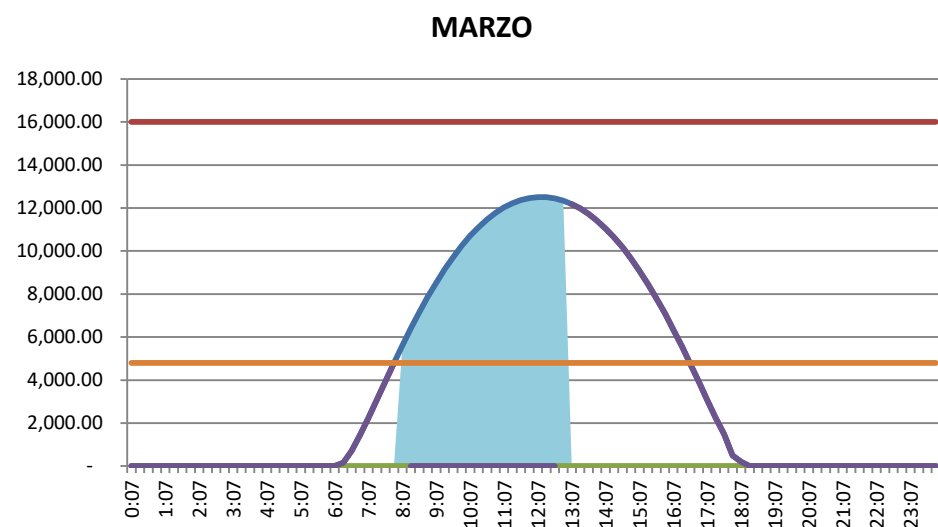
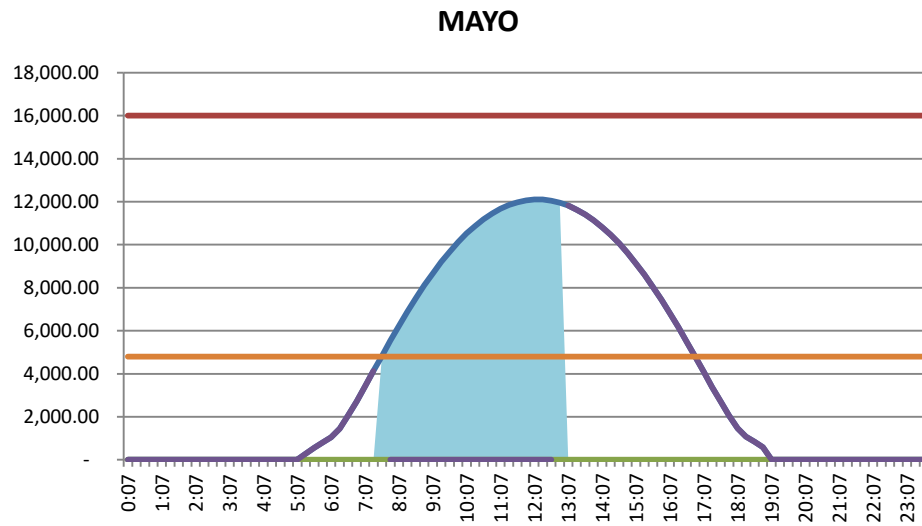
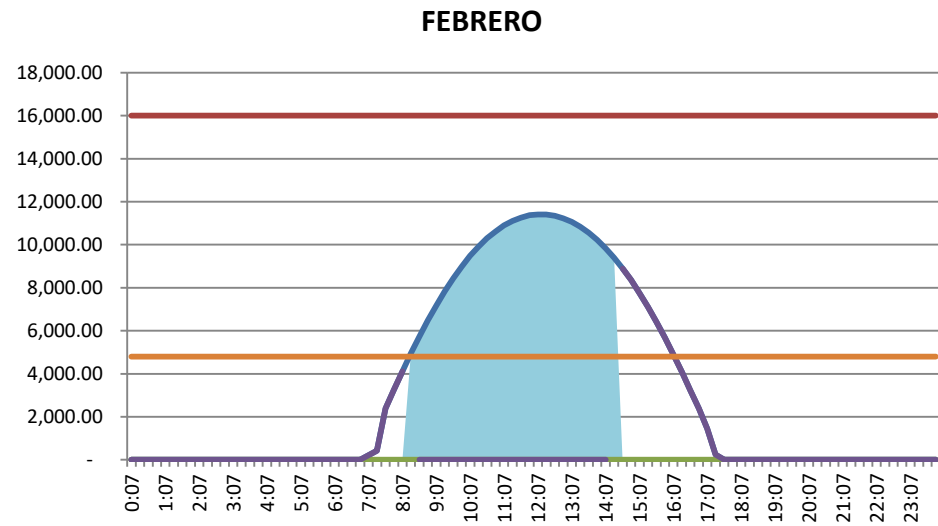
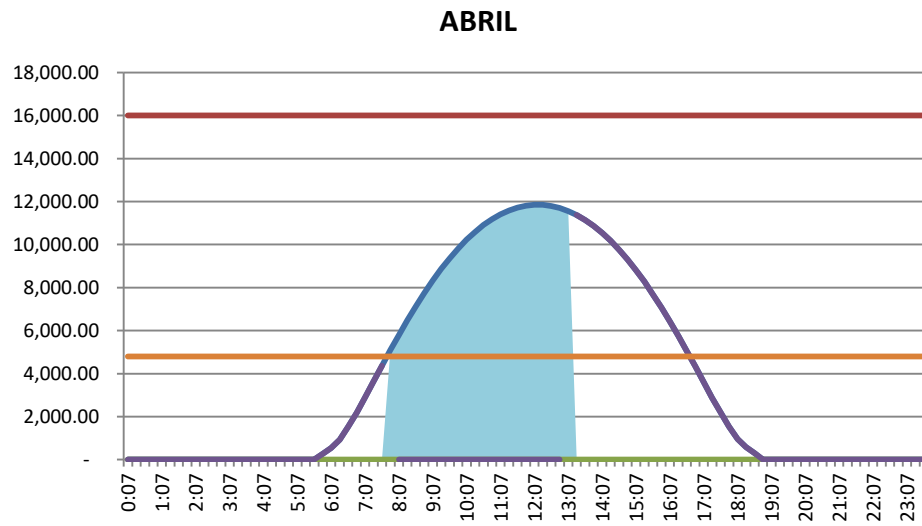
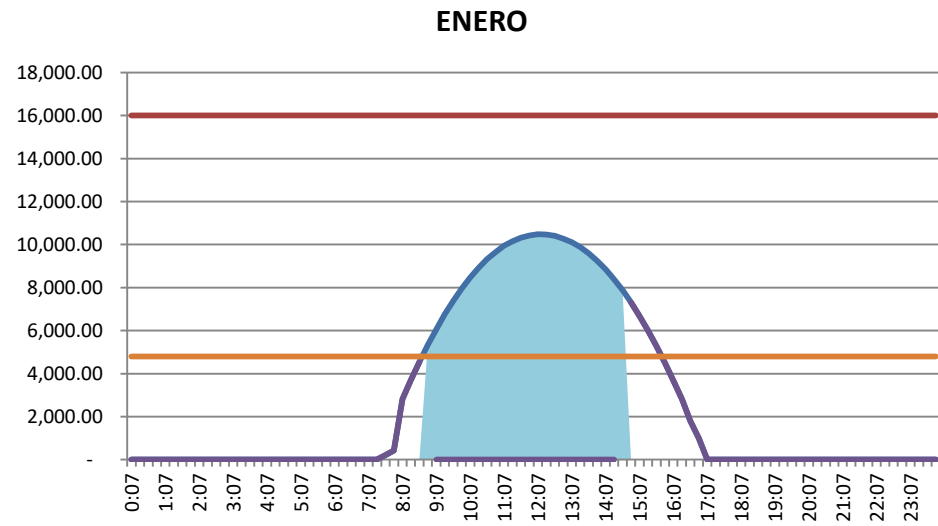
El campo fotovoltaico diseñado es el mismo que el de la alternativa 1 salvo porque no son necesarios los inversores, únicamente el variador de frecuencia que continúa siendo el modelo SD 700 SP de potencia nominal 5.500 kW cuyas características técnicas son:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	9000	A
	Potencia max	5500	kW

De modo que se siguen verificando las condiciones de dimensionamiento del campo de módulos fotovoltaicos. Se disponen 18 módulos en serie por 945 en paralelo, para cada bomba.

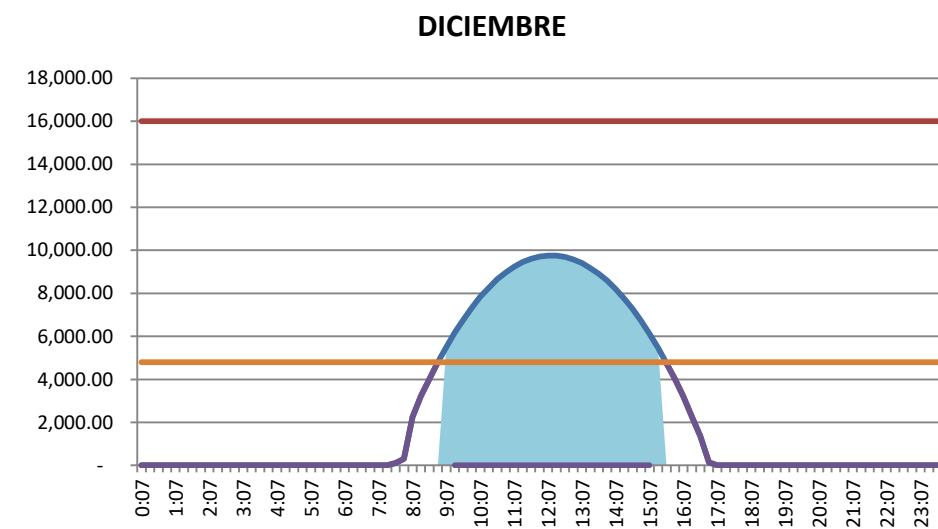
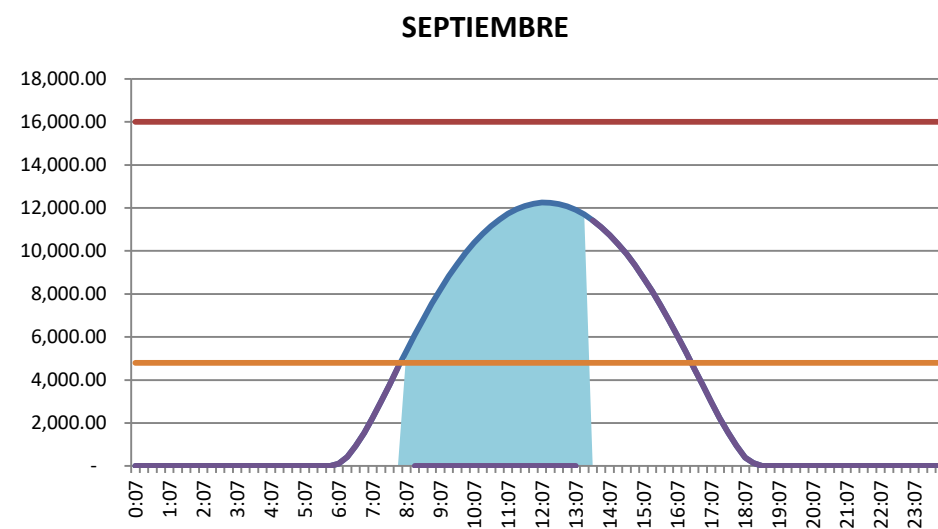
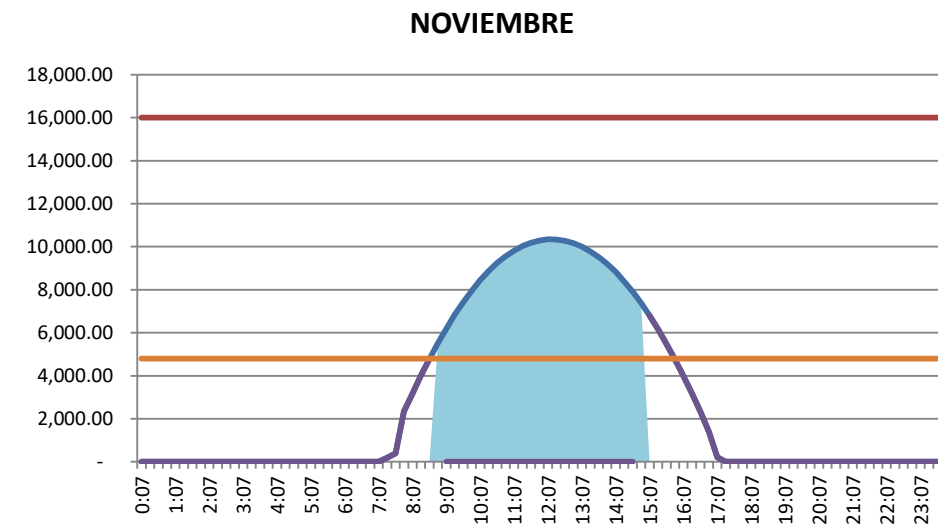
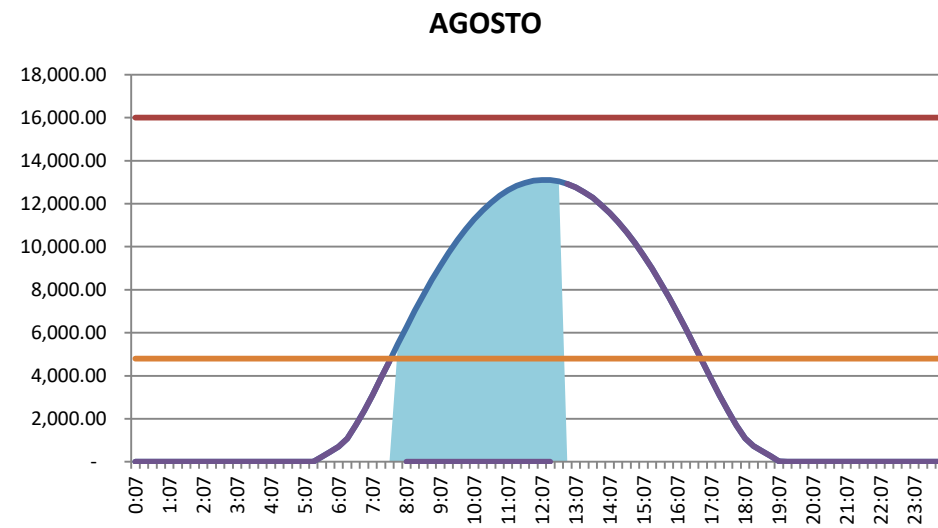
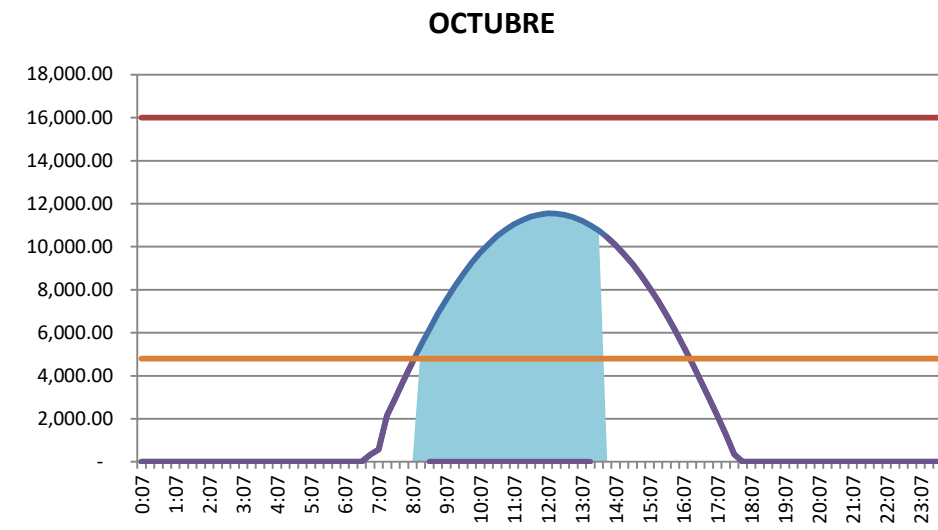
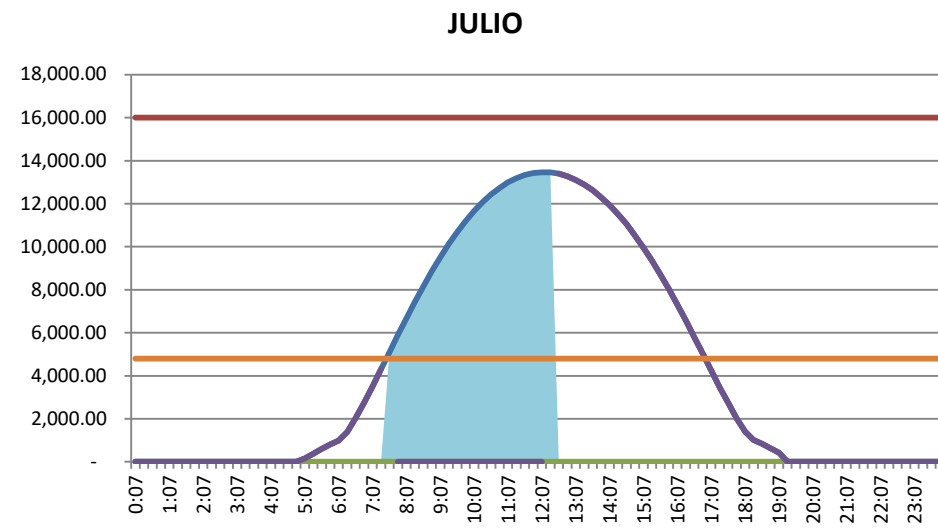
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 1 y 2) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 1) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (4.798,82 kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.6.3. Gráficas de las alternativas 1 y 2



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 1

5.6.4. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Procediendo del mismo modo que para las alternativas 1 y 2 se selecciona el inversor. Cada bomba estará conectada a dos inversores y a su campo fotovoltaico. La potencia de cada bomba del sistema de bombeo de Moixent es de 3.999,02 kW.

Se instalan dos inversores con sus respectivos módulos para cada bomba. Cada inversor Sunny Central 2500-EV de SMA tiene las siguientes características técnicas:

		Valor	Unidades
MPP	VmaxDC	1500	V
	VmaxDC	1275	V
	VminDC	500	V
	ImaxDC	6400	A
	Potencia max	2250	kW

Estos son los valores de entrada del inversor, en corriente continua, pues el grupo de módulos fotovoltaicos que se diseñe generará la energía en corriente continua que irá a la entrada de dicho inversor.

Nuevamente, el variador de frecuencia seleccionado es de la gama SD 700 SP (Solar Pumping), con una potencia nominal de 4.500 kW.

A continuación se calcula el número de módulos que pueden ser conectados en serie y en paralelo, resultando que el número mínimo de módulos en serie es 15 y el máximo 31, por lo que se decide disponer 17 módulos en serie. Por otro lado el número máximo de módulos conectados en paralelo es 752, por lo que, para adecuar la producción a la demanda, se disponen 385 módulos en paralelo.

La potencia total instalada de 2.094,40 kW por inversor y bomba, lo que supone un total de 16.755,20 kW.

Por último, del mismo modo que para las alternativas previas, se calcula la producción del campo fotovoltaico del día medio para todos los meses del año. Con esto se obtienen los valores de venta de energía y de energía autoconsumida.

5.6.5. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

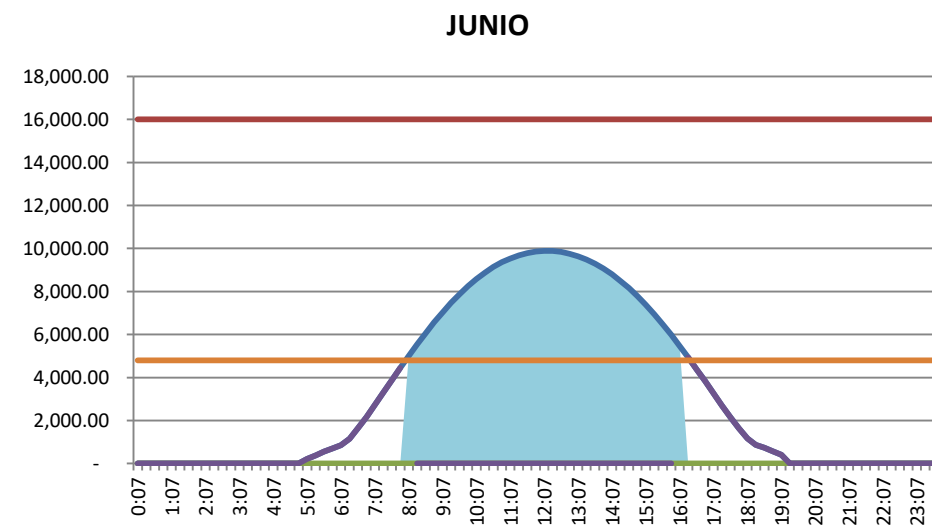
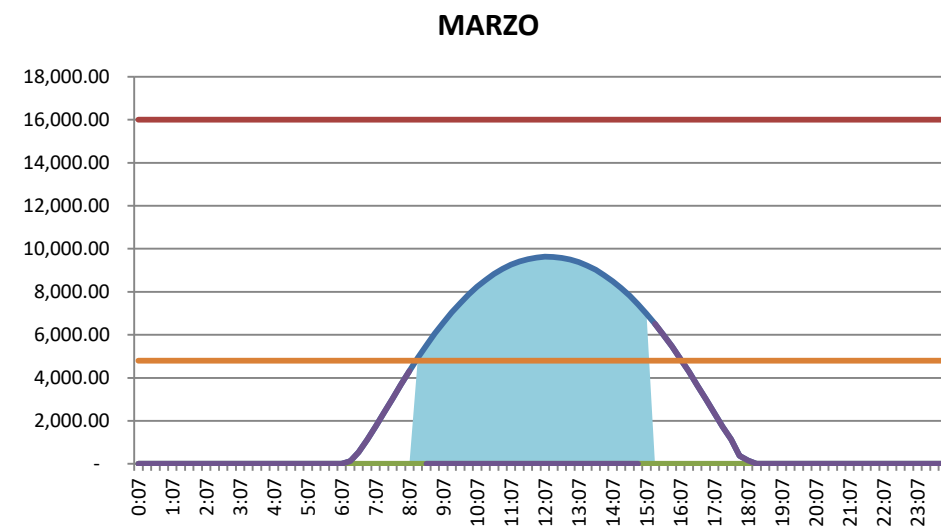
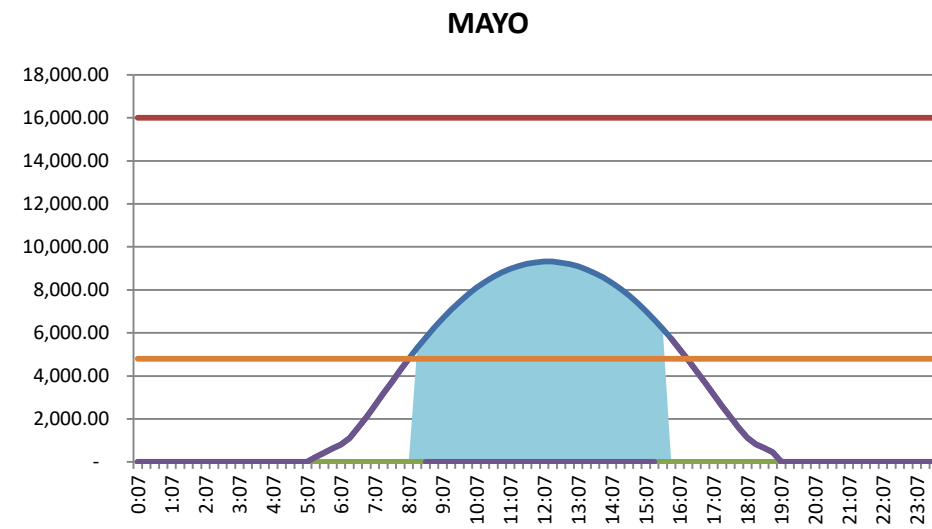
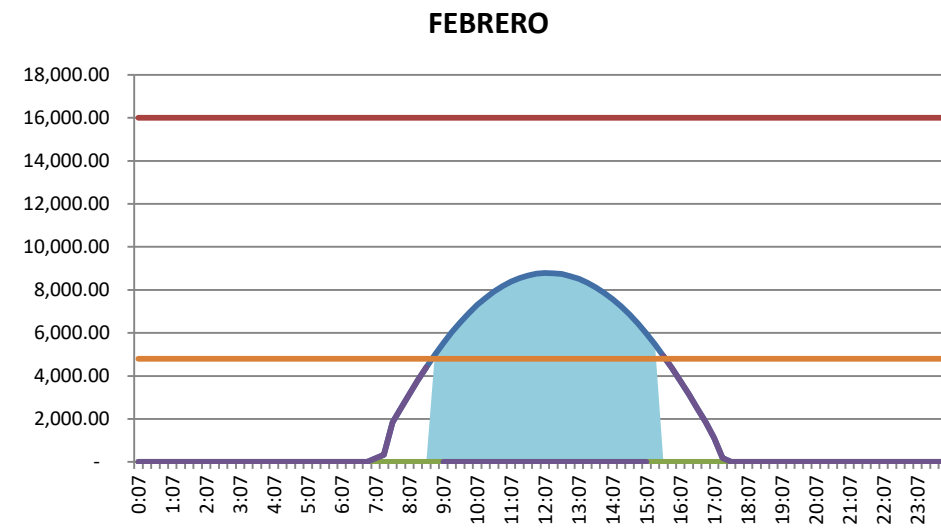
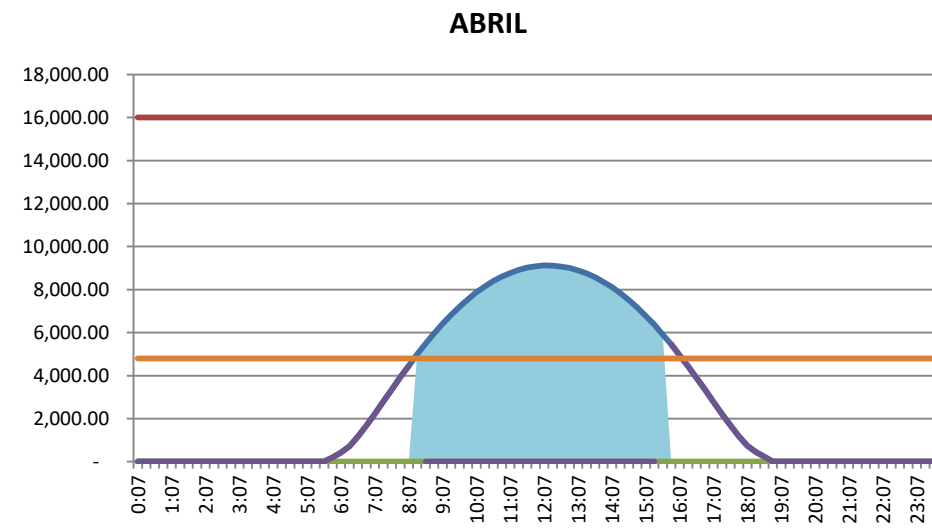
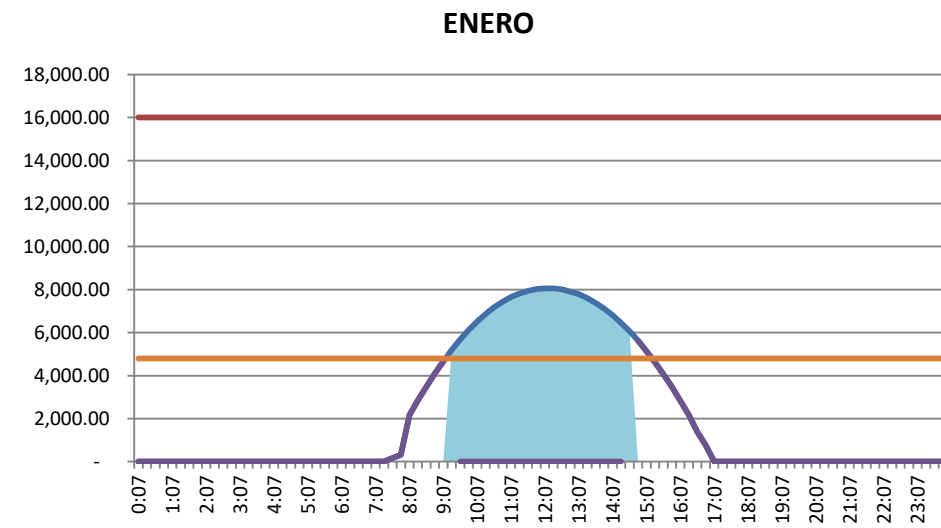
El variador de frecuencia seleccionado para esta alternativa es de la gama SD 700 SP, cuyas características técnicas son las siguientes:

		Valor	Units
MPP	VmaxDC	1000	V
	VmaxDC	900	V
	VminDC	540	V
	ImaxDC	9000	A
	Potencia max	4500	kW

El campo fotovoltaico dimensionado es el mismo que para la alternativa 3, 17 módulos conectados en serie y 770 conexiones en paralelo, con una potencia total instalada de 16.755,20 kW.

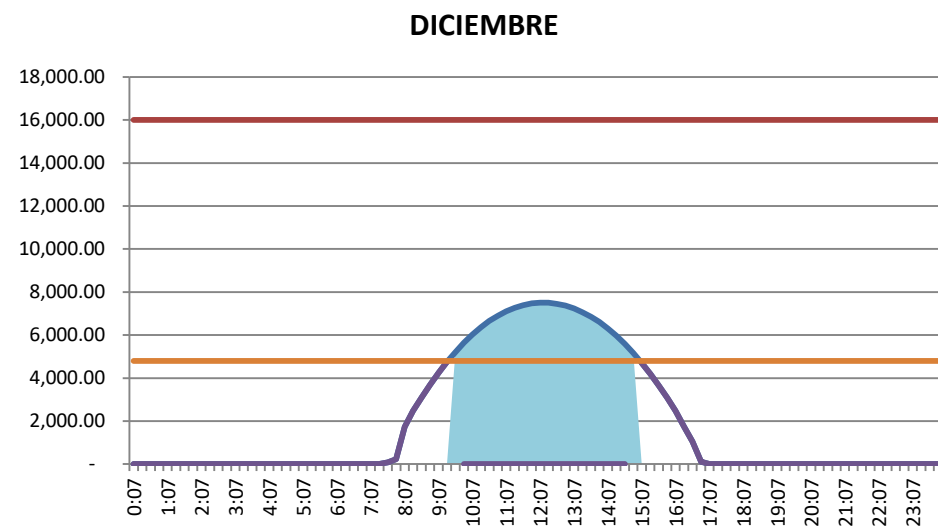
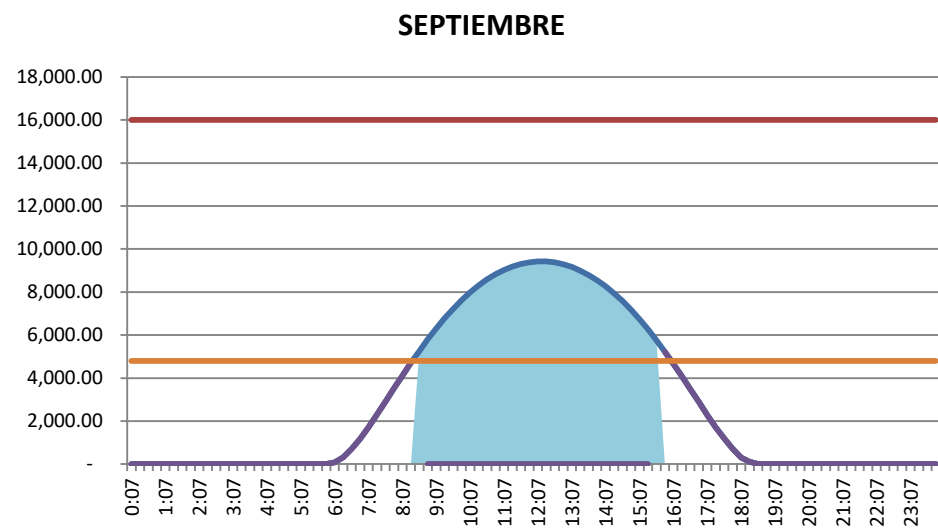
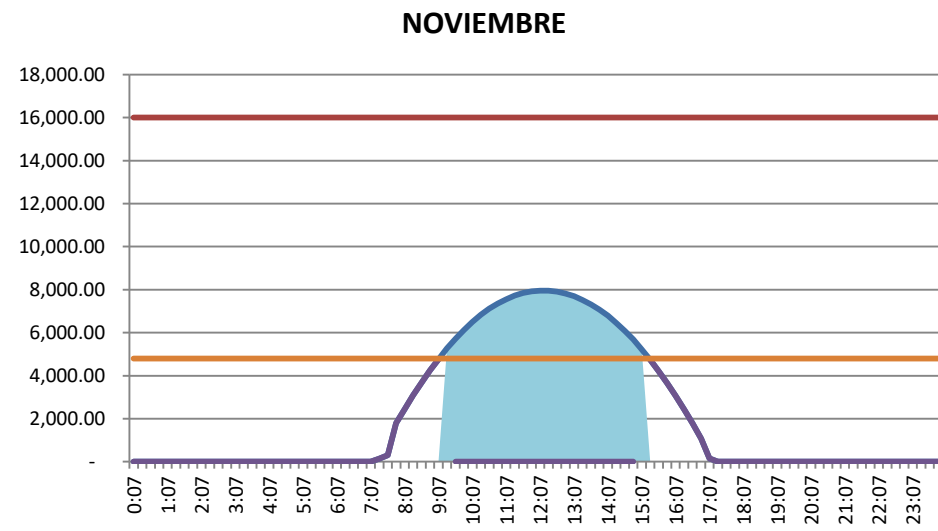
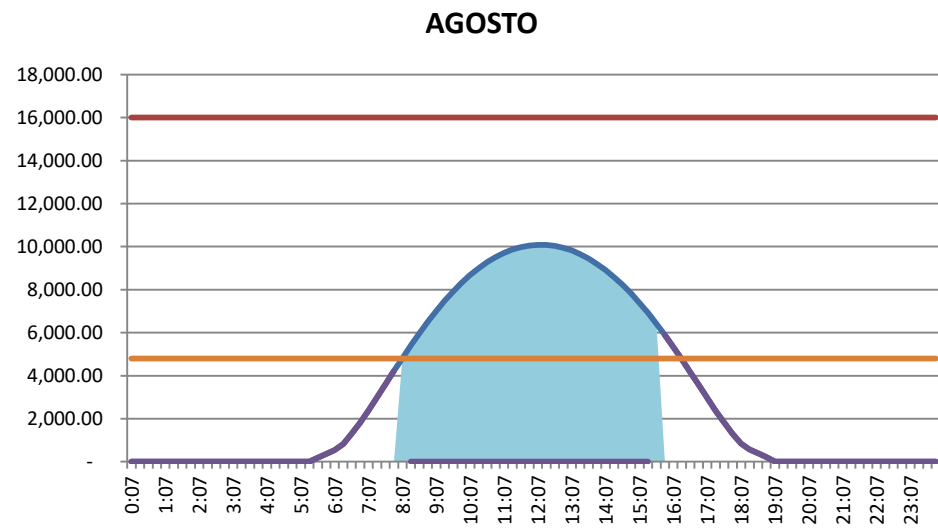
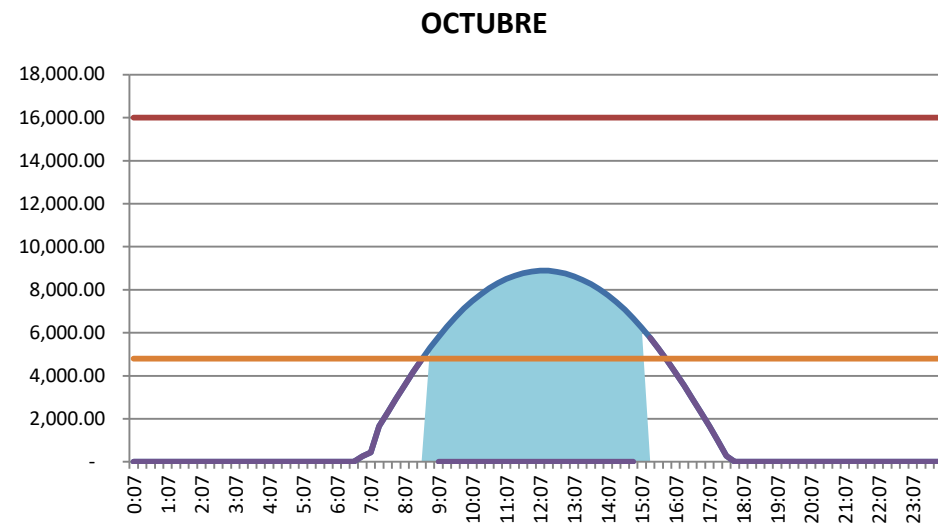
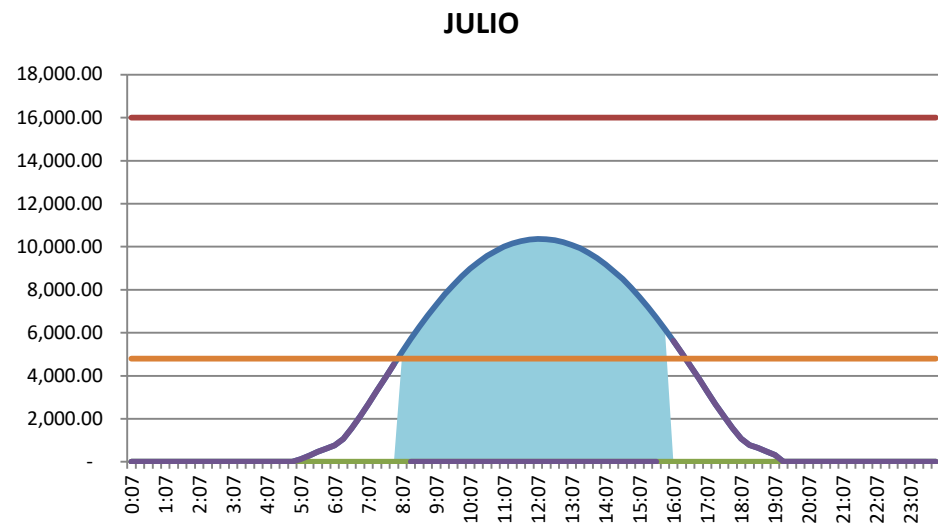
A continuación se representan las gráficas (que son iguales para las alternativas 3 y 4) con los valores de la demanda, la producción, la venta de energía excedente (este último valor solo aplica para la alternativa 3) y los límites inferior y superior de funcionamiento de las bombas. El bombeo de agua comienza cuando se alcanza la potencia marcada por la línea naranja (4.798,82 kW) lo que supone un 30% y dejará de bombear en el momento en que se alcance la demanda diaria.

5.6.6. Gráficas de las alternativas 3 y 4



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3



- Demanda [kWh]
- Producción [kWh]
- Límite de potencia [kW]
- Vender* [kWh]
- Limite inferior de potencia [kW]

*Sólo alternativa 3

6. ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez definidas las diferentes alternativas para cada estación de bombeo se estudia su viabilidad económica para una vida útil de 25 años.

En primer lugar se realiza un resumen mensual de la energía total autoconsumida, comprada y vendida (para las alternativas de instalación aislada no se tendrá en cuenta ni compra ni venta).

A continuación, para las alternativas en las que la instalación va conectada a la red eléctrica, se realiza el cálculo de los peajes de acceso, costes asociados al sistema eléctrico y los costes de otros servicios del sistema. Estos costes han sido explicados en el epígrafe 4.2.3.

Se tendrá también en cuenta el coste de las expropiaciones necesarias para la implantación de las plantas fotovoltaicas.

En lo referente a la valoración de las expropiaciones, esta debe hacerse de acuerdo al Real Decreto 1492/2011 Valoración de la Ley de Suelo. Es necesario para la expropiación de terrenos que se justifique debidamente que el proyecto es de interés general.

En el caso de este estudio, parte de los terrenos a ocupar por la instalación fotovoltaica ya pertenecen al ámbito de las estaciones de bombeo, y siendo los terrenos a expropiar de carácter rústico, se propone un precio medio de expropiación de 7€/m². Este valor se ha comprobado adecuado para los terrenos de la zona, debido su separación de núcleos urbanos y su carácter de explotación.

Debido a que la superficie a ocupar es directamente proporcional al número de módulos a disponer, se ha incluido este coste en el precio de inversión de cada una de las alternativas del siguiente modo:

- Un 3% de la inversión inicial para las instalaciones de La Marquesa
- Un 2% de la inversión inicial para el resto de instalaciones.

La rentabilidad de todas las alternativas está referida a la alternativa 0, es decir, se sumará anualmente como un ingreso lo que se hubiera tenido que gastar en caso de no implantar una instalación fotovoltaica. Este sumando anual será la energía total autoconsumida multiplicada por el precio de compra de la energía, fijado en 0,125 €/kWh según los criterios expuestos en el epígrafe 4.4.

Para la selección de la alternativa más rentable se ha utilizado un modelo económico en el que se calculan los indicadores de rentabilidad: Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN).

Valor Actual Neto (VAN):

Este indicador de rentabilidad económica se basa en el hecho de que el valor del dinero no se mantiene constante con los años. Por tanto es un indicador que actualiza el valor del dinero para evaluar la rentabilidad de una obra a x años desde su implantación.

Un proyecto resulta pues rentable si llegado el año final del análisis, el valor del VAN es mayor que 0, ya que esto implica que llegado ese año se ha conseguido rentabilizar la inversión.

Para su cálculo es necesario introducir la tasa de descuento "r". Esta tasa es la que se usa para actualizar el precio del dinero año a año teniendo en cuenta los cambios en el IPC, inflación/deflación, tipo de interés... En el presente estudio esta tasa tiene además en cuenta el descenso en la producción de la instalación a lo largo de su vida útil de forma lineal. Se selecciona una tasa de descuento del 4%.

Con esto, el cálculo del Valor Actual Neto al final de la vida útil de la obra:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} \cdot ((I_i - G_i) - Inversión)$$

Donde:

- n es el periodo considerado en el análisis económico (número de años i)
- I_i son los ingresos del año i (€)
- G_i son los gastos del año i (€)

Para cada una de las alternativas se ha obtenido, teniendo en cuenta una vida útil de 25 años, su Valor Actual Neto y se ha concluido si resultan o no rentables económicamente.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Otro indicador muy útil en el análisis económico es el TIR. Este indicador está directamente relacionado con el VAN. El valor de la Tasa Interna de Retorno es el que determina para qué tasa de descuento el VAN es igual a 0:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+TIR)^i} \cdot ((I_i - G_i) - Inversión) = 0$$

Conceptualmente se entiende como la tasa de descuento máxima a la que es posible atenerse para que el proyecto empiece a ser rentable. Por lo tanto a mayor valor obtenido de TIR, más favorable resultará el proyecto.

Además de estos indicadores se muestra para cada alternativa el año a partir del cual se recupera la inversión, lo que se obtiene buscando el primer año en que el VAN resulte positivo. Si el valor del VAN no resulta positivo llegado el fin de la vida útil no se determina el año de recuperación de la inversión puesto que carece de sentido.

6.1. LA MARQUESA - CULLERA

6.1.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

Tabla 18: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	0,141	0,113	0,113	0,028	-
Febrero	0,152	0,113	0,113	0,038	-
Marzo	0,201	0,113	0,113	0,088	-
Abril	0,200	0,113	0,113	0,086	-
Mayo	0,214	0,113	0,113	0,101	-
Junio	0,213	0,113	0,113	0,100	-
Julio	0,225	0,113	0,113	0,111	-
Agosto	0,215	0,113	0,113	0,102	-
Septiembre	0,187	0,113	0,113	0,074	-
Octubre	0,174	0,113	0,113	0,060	-
Noviembre	0,140	0,113	0,113	0,027	-
Diciembre	0,129	0,113	0,113	0,015	-
Anual	2,191	1,359	1,359	0,832	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica. Como se ha explicado en el epígrafe 4.2.3 Régimen económico, estos cargos se desglosan en 3 grupos:

- Peajes de acceso por potencia y energía
- Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico
- Cargos asociados a otros servicios del sistema

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año. El cálculo de este término de potencia se realiza siguiendo la siguiente fórmula:

$$FP = \sum_{i=1}^n t_{pi} \cdot P_{fi}$$

Donde:

- P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i, expresada en kW.
- t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i.

La potencia a facturar para cada periodo será la potencia contratada.

Según el Informe de Precios Energéticos Regulados elaborado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) con el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en abril de 2018, los precios a aplicar para los términos de potencia y energía para la tarifa 6.1A son los siguientes:

TARIFA 6.1A (≥ 1 kV y < 30 kV) (**)					
TP €/kW y año	Δ (*)	TE €/kWh	Δ (*)		
P1	39,139427	P1	0,026674		
P2	19,586654	P2	0,019921		
P3	14,334178	P3	0,010615	0,00%	
P4	14,334178	P4	0,005283		0,00%
P5	14,334178	P5	0,003411		
P6	6,540177	P6	0,002137		

Figura 33: Peajes de acceso a alta tensión, tarifa 6.1A

Por lo que la facturación de potencia anual es la siguiente:

Tabla 19: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	t _{pi} (€/kW/año)	FP (€/año)
1.387,2	39,139427	54.294,21
	19,586654	27.170,60
	14,334178	19.884,37
	14,334178	19.884,37
	14,334178	19.884,37
	6,540177	9.072,53
TOTAL ANUAL €		50.190,47

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico. Para determinar estos cargos en el caso de la modalidad de autoconsumo tipo 2, que, como se ha visto en el epígrafe 4.2.3, es el que corresponde al presente estudio, se aplicará:

- La potencia sobre la que se aplique el cálculo de cargos fijos tendrá en cuenta la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de peaje, que en el caso de este estudio ambas tienen el mismo valor, ya que la potencia contratada no será en ningún caso sobrepasada.
- La aplicación de los cargos variables se realizará sobre la demanda horaria, es decir, la energía que sea necesario extraer de la red y sobre el autoconsumo horario.

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos:

Tabla 20: Producción por periodos tarifarios

HORAS MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00	2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00	1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00	2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 21: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0.011101	113.274,51	1.257,46
FEBRERO	0.011101	113.274,51	1.257,46
MARZO	0.008897	113.274,51	1.007,80
ABRIL	0.00983	113.274,51	1.113,49
MAYO	0.0092745	113.274,51	1.050,56
JUNIO	0.009007909	113.274,51	1.020,37
JULIO	0.010245	113.274,51	1.160,50
AGOSTO	0.006497	113.274,51	735,94
SEPTIEMBRE	0.0075234	113.274,51	852,21
OCTUBRE	0.00983	113.274,51	1.113,49
NOVIEMBRE	0.008897	113.274,51	1.007,80
DICIEMBRE	0.011101	113.274,51	1.257,46
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			12.834,55

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 22: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	1.359,29	MWh
Coste servicios del sistema	7.070,08	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente. Los precios correspondientes a la inversión incluyen gastos generales (13%) y el beneficio industrial (6%).

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Inversor	€/Wp	0,2		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	1.387.200,00	1.373.328,00
Expropiaciones 3%				41.199,84
TOTAL INVERSIÓN €				1.414.527,84

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 2% de la inversión	28.290,56
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	28.290,56

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	150.190,47
Costes del sistema eléctrico	15.089,52
Otros servicios del sistema	7.070,08
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	172.350,08

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	1.359,29	169.911,76
Venta de energía excedente	€/MWh	50	831,54	41.576,81
TOTAL INGRESOS €				211.488,57

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual se recupera la inversión. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de -13,50% y un VAN de -1.245.060,48 €, lo que supone que la alternativa no resulta rentable dentro de la vida útil de la instalación.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual.

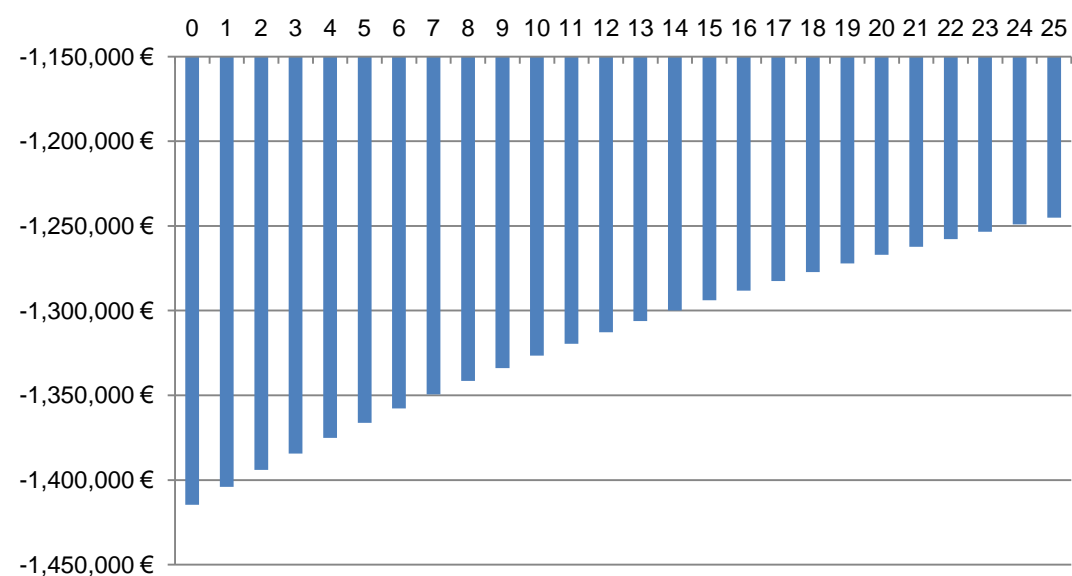


Figura 34: Valor actual neto

6.1.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

Tabla 23: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	0,141	0,113	0,113	0,028	-
Febrero	0,152	0,113	0,113	0,038	-
Marzo	0,201	0,113	0,113	0,088	-
Abril	0,200	0,113	0,113	0,086	-
Mayo	0,214	0,113	0,113	0,101	-
Junio	0,213	0,113	0,113	0,100	-
Julio	0,225	0,113	0,113	0,111	-
Agosto	0,215	0,113	0,113	0,102	-
Septiembre	0,187	0,113	0,113	0,074	-
Octubre	0,174	0,113	0,113	0,060	-
Noviembre	0,140	0,113	0,113	0,027	-
Diciembre	0,129	0,113	0,113	0,015	-
Anual	2,191	1,359	1,359	0,832	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	1.468.800,00
Expropiaciones 3%			34.810,56
TOTAL INVERSIÓN €			1.195.162,56

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 2% de la inversión	23.903,25
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	23.903,25

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	1.359,29
TOTAL INGRESOS €			169.911,76

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 1.085.794,11€ y un TIR de 7,11% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 11.

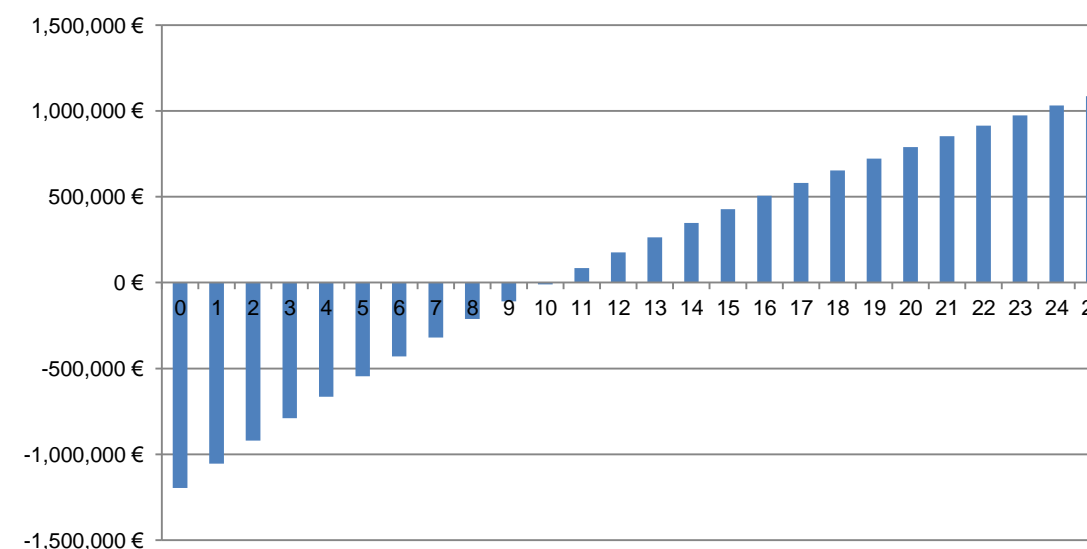


Figura 35: Valor actual neto

6.1.3. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Tabla 24: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	0,110	0,083	0,083	0,027	-
Ferebro	0,118	0,099	0,099	0,019	-
Marzo	0,157	0,121	0,121	0,036	-
Abril	0,155	0,125	0,125	0,031	-
Mayo	0,167	0,131	0,131	0,035	-
Junio	0,166	0,137	0,137	0,029	-
Julio	0,175	0,141	0,141	0,033	-
Agosto	0,167	0,135	0,135	0,032	-
Septiembre	0,146	0,120	0,120	0,026	-
Octubre	0,135	0,106	0,106	0,030	-
Noviembre	0,109	0,086	0,086	0,023	-
Diciembre	0,100	0,076	0,076	0,025	-
Anual	1,704	1,359	1,359	0,345	-

Como se ha procedido para la alternativa 1, en primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica. Como se ha explicado en el epígrafe 4.2.3 Régimen económico, estos cargos se desglosan en 3 grupos:

- Peajes de acceso por potencia y energía
- Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico
- Cargos asociados a otros servicios del sistema

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Utilizando nuevamente los datos del Informe de Precios Energéticos Regulados elaborado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) con el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en abril de 2018, se obtiene el término de facturación de potencia:

Tabla 25: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
1.142,40	39,14	44.712,88
	19,59	22.375,79
	14,33	16.375,36
	14,33	16.375,36
	6,54	7.471,50
TOTAL ANUAL €		123.686,27

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 26: Producción por periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla27: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,0112074	82.835,68	928,37
FEBRERO	0,011101	99.402,82	1.103,47
MARZO	0,008897	120.900,65	1.075,65
ABRIL	0,00983	124.647,98	1.225,29
MAYO	0,00983	131.353,73	1.291,21
JUNIO	0,009249588	136.876,11	1.266,05
JULIO	0,011234	141.412,35	1.588,63
AGOSTO	0,006497	134.903,83	876,47
SEPTIEMBRE	0,007425286	119.717,29	888,94
OCTUBRE	0,00983	105.516,88	1.037,23
NOVIEMBRE	0,008897	86.188,56	766,82
DICIEMBRE	0,0112074	75.538,25	846,59
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			12.894,71

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 28: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	1.359,29	MWh
Coste servicios del sistema	7.070,08	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Inversor	€/Wp	0,2		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	1.142.400,00	1.130.976,00
Expropiaciones 3%				33.929,28
TOTAL INVERSIÓN €				1.164.905,28

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 2% de la inversión	23.298,11
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	23.298,11

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	123.686,27
Costes del sistema eléctrico	12.894,71
Otros servicios del sistema	7.070,08
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	143.651,06

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	1.359,29	169.911,76
Venta de energía excedente	€/MWh	50	344,68	17.234,25
TOTAL INGRESOS €				187.146,01

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual la inversión será recuperada. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de -9,24% y un VAN de -849.388,55 €, lo que supone que la alternativa no resulta rentable dentro de la vida útil de la instalación.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

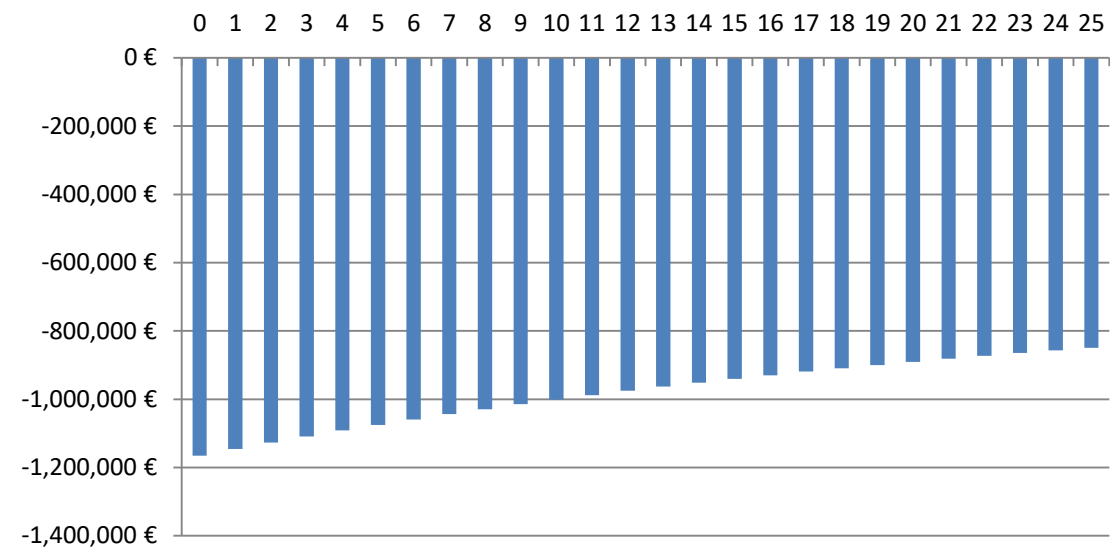


Figura 36: Valor actual neto

6.1.4. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

Tabla 29: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	0,110	0,083	0,083	0,027	-
Ferebro	0,118	0,099	0,099	0,019	-
Marzo	0,157	0,121	0,121	0,036	-
Abril	0,155	0,125	0,125	0,031	-
Mayo	0,167	0,131	0,131	0,035	-
Junio	0,166	0,137	0,137	0,029	-
Julio	0,175	0,141	0,141	0,033	-
Agosto	0,167	0,135	0,135	0,032	-
Septiembre	0,146	0,120	0,120	0,026	-
Octubre	0,135	0,106	0,106	0,030	-
Noviembre	0,109	0,086	0,086	0,023	-
Diciembre	0,100	0,076	0,076	0,025	-
Anual	1,704	1,359	1,359	0,345	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	1.142.400,00
Expropiaciones 3%			27.074,88
TOTAL INVERSIÓN €			929.570,88

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 2% de la inversión	18.591,42
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	18.591,42

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	1.359,29
TOTAL INGRESOS €			169.911,76

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 1.434.367,68€ y un TIR de 11,41% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 8.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

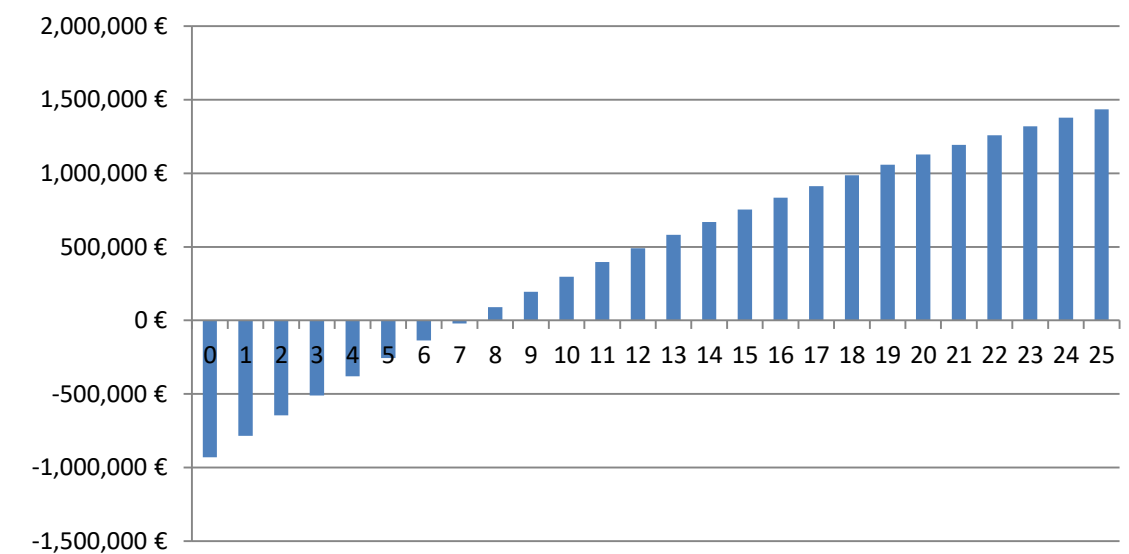


Figura 37: Valor actual neto

6.2. PANSER – LLAURÍ

6.2.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

Tabla 30: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	1,296	1,034	1,034	0,261	-
Febrero	1,397	1,034	1,034	0,363	-
Marzo	1,837	1,034	1,034	0,802	-
Abril	1,783	1,034	1,034	0,749	-
Mayo	1,933	1,034	1,034	0,899	-
Junio	1,975	1,034	1,034	0,941	-
Julio	2,088	1,034	1,034	1,054	-
Agosto	2,006	1,034	1,034	0,971	-
Septiembre	1,735	1,034	1,034	0,701	-
Octubre	1,613	1,034	1,034	0,579	-
Noviembre	1,289	1,034	1,034	0,254	-
Diciembre	1,188	1,034	1,034	0,153	-
Anual	20,140	12,413	12,413	7,727	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Tabla 31: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
13.862,40	39,14	542.566,39
	19,59	271.518,03
	14,33	198.706,11
	14,33	198.706,11
	14,33	198.706,11
6,54	90.662,55	
TOTAL ANUAL €		1.500.865,30

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 32: Producción por periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
8:00		2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 33: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,0111010	1.034.431,37	11.483,22
FEBRERO	0,0111010	1.034.431,37	11.483,22
MARZO	0,0088970	1.034.431,37	9.203,34
ABRIL	0,0098300	1.034.431,37	10.168,46
MAYO	0,0092745	1.034.431,37	9.593,83
JUNIO	0,0090079	1.034.431,37	9.318,06
JULIO	0,0109946	1.034.431,37	11.373,16
AGOSTO	0,0064970	1.034.431,37	6.720,70
SEPTIEMBRE	0,0075234	1.034.431,37	7.782,44
OCTUBRE	0,0098300	1.034.431,37	10.168,46
NOVIEMBRE	0,0088970	1.034.431,37	9.203,34
DICIEMBRE	0,0111010	1.034.431,37	11.483,22
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			117.981,46

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 34: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	12,413.18	MWh
Coste servicios del sistema	64,564.53	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Inversor	€/Wp	0,2	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	13.862.40,00
Expropiaciones 3%			411.713,28
TOTAL INVERSIÓN €			14.135.489,28

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	141.354,89
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	141.354,89

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	1.500.865,30
Costes del sistema eléctrico	117.981,46
Otros servicios del sistema	64.564,53
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.683.411,29

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	12.413,18
Venta de energía excedente	€/MWh	50	7.727,22
TOTAL INGRESOS €			1.938.008,10

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual la inversión será recuperada. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de -13,29% y un VAN de -12.366.414,98 €, lo que supone que la alternativa no resulta rentable dentro de la vida útil de la instalación.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

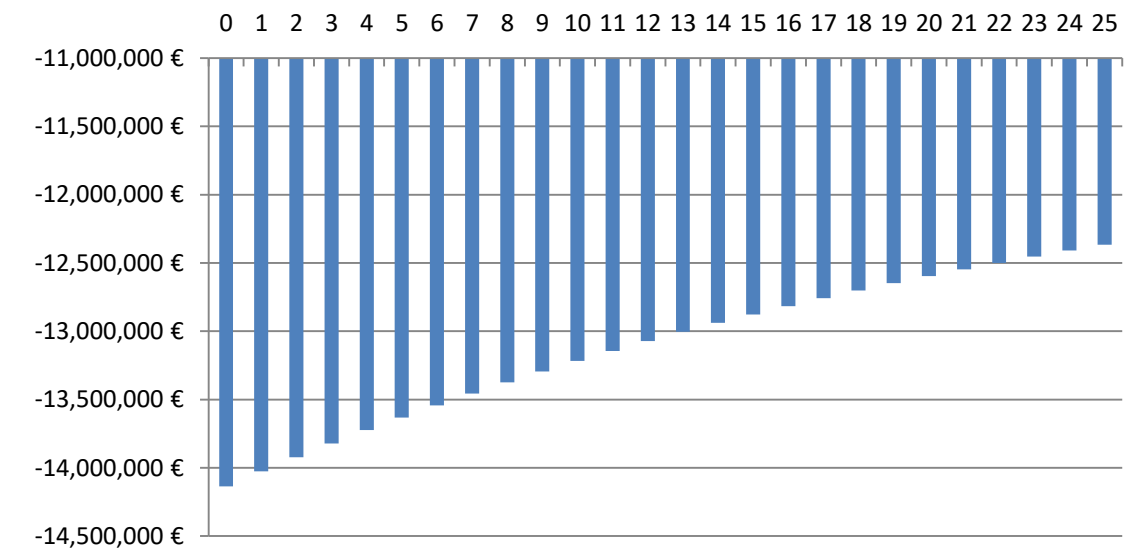


Figura 38: Valor actual neto

6.2.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

Tabla 35: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	1,296	1,034	1,034	0,261	-
Febrero	1,397	1,034	1,034	0,363	-
Marzo	1,837	1,034	1,034	0,802	-
Abril	1,783	1,034	1,034	0,749	-
Mayo	1,933	1,034	1,034	0,899	-
Junio	1,975	1,034	1,034	0,941	-
Julio	2,088	1,034	1,034	1,054	-
Agosto	2,006	1,034	1,034	0,971	-
Septiembre	1,735	1,034	1,034	0,701	-
Octubre	1,613	1,034	1,034	0,579	-
Noviembre	1,289	1,034	1,034	0,254	-
Diciembre	1,188	1,034	1,034	0,153	-
Anual	20,140	12,413	12,413	7,727	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	13.862.400,0	10.951.296,00
Expropiaciones 3%				328.538,88
TOTAL INVERSIÓN €				11.279.834,88

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	112.798,35
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	112.798,35

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	12.413,176	1.551.647,06
TOTAL INGRESOS €				1.551.647,06

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 11.324.595,86€ y un TIR de 7,85% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 10.

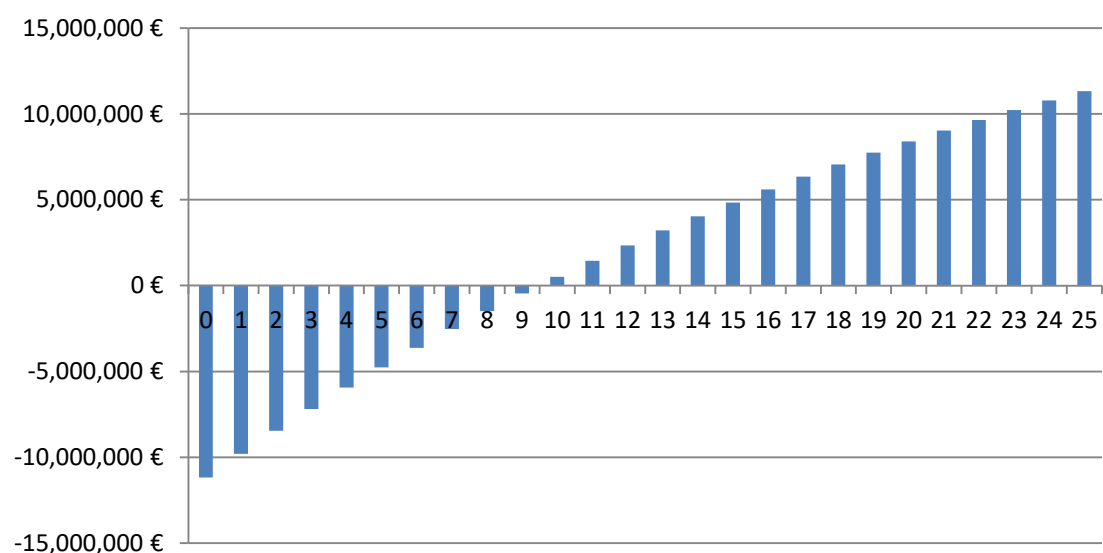


Figura 39: Valor actual neto

6.2.3. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Tabla 36: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	1,000	0,727	0,727	0,273	-
Febrero	1,079	0,890	0,890	0,189	-
Marzo	1,418	1,108	1,108	0,310	-
Abril	1,377	1,144	1,144	0,233	-
Mayo	1,493	1,221	1,221	0,272	-
Junio	1,525	1,286	1,286	0,239	-
Julio	1,612	1,320	1,320	0,292	-
Agosto	1,548	1,253	1,253	0,295	-
Septiembre	1,340	1,094	1,094	0,245	-
Octubre	1,245	0,949	0,949	0,296	-
Noviembre	0,995	0,763	0,763	0,231	-
Diciembre	0,917	0,658	0,658	0,259	-
Anual	15,547	12,413	12,413	3,134	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
10.700,8	39,14	418.823,18
	19,59	209.592,87
	14,33	153.387,17
	14,33	153.387,17
	14,33	153.387,17
	6,54	69.985,13
TOTAL ANUAL €		1.158.562,69

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 37: Producción por periodos tarifarios

HORAS MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
8:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4
9:00	2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4
10:00	1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4
11:00	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4
12:00	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4
13:00	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4
14:00	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4
15:00	2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4
16:00	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3
17:00	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3
18:00	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3
19:00	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3
20:00	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3
21:00	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3
22:00	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3
23:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4
24:00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,011207	727.035,61	8.148,18
FEBRERO	0,011101	889.662,00	9.876,14
MARZO	0,008897	1.107.772,68	9.855,85
ABRIL	0,009830	1.144.124,47	11.246,74
MAYO	0,009830	1.220.654,53	11.999,03
JUNIO	0,009422	1.285.705,08	12.113,43
JULIO	0,011278	1.320.143,61	14.889,02
AGOSTO	0,006497	1.253.179,81	8.141,91
SEPTIEMBRE	0,007425	1.094.379,92	8.126,08
OCTUBRE	0,009830	948.972,80	9.328,40
NOVIEMBRE	0,008897	763.387,39	6.791,86
DICIEMBRE	0,011367	658.158,56	7.481,29
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			117.997,94

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 38: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	12.413,18	MWh
Coste servicios del sistema	6.564,53	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Inversor	€/Wp	0,2	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	10.700.800,00
Expropiaciones 2%			211.875,84
TOTAL INVERSIÓN €			10.805.667,84

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	108.056,68
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	108.056,68

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	1.158.562,69
Costes del sistema eléctrico	117.997,94
Otros servicios del sistema	64.564,53
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.341.125,16

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	12.413,18
Venta de energía excedente	€/MWh	50	3.133,80
TOTAL INGRESOS €			1.708.336,91

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual se recupera la inversión. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando

gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de -7,31% y un VAN de -6.757.126,67 €, lo que supone que la alternativa no resulta rentable dentro de la vida útil de la instalación.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

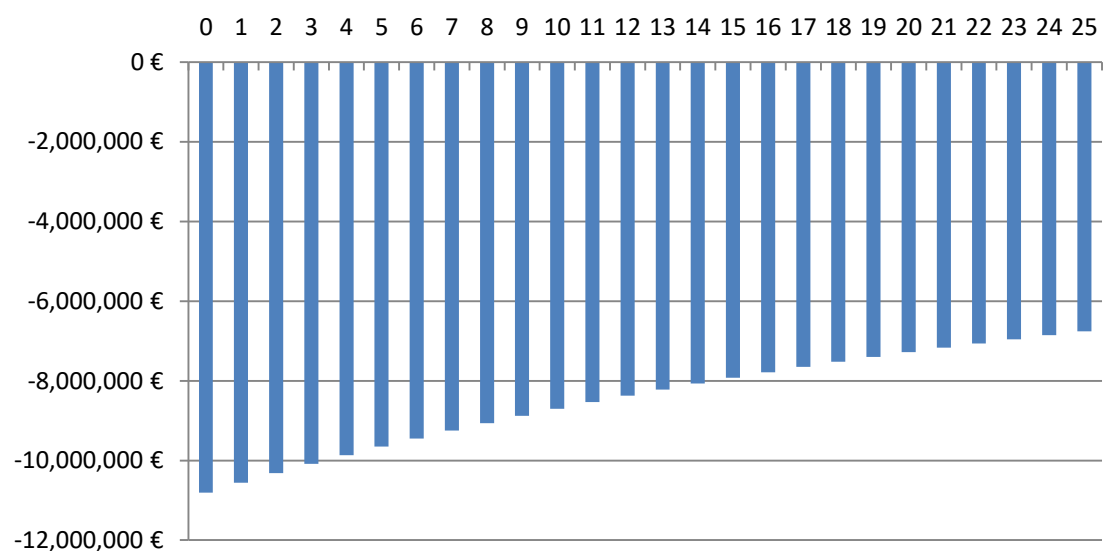


Figura 40: valor actual neto

6.2.4. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

Tabla 39: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	1,000	0,727	0,727	0,273	-
Ferebro	1,079	0,890	0,890	0,189	-
Marzo	1,418	1,108	1,108	0,310	-
Abril	1,377	1,144	1,144	0,233	-
Mayo	1,493	1,221	1,221	0,272	-
Junio	1,525	1,286	1,286	0,239	-
Julio	1,612	1,320	1,320	0,292	-
Agosto	1,548	1,253	1,253	0,295	-
Septiembre	1,340	1,094	1,094	0,245	-
Octubre	1,245	0,949	0,949	0,296	-
Noviembre	0,995	0,763	0,763	0,231	-
Diciembre	0,917	0,658	0,658	0,259	-
Anual	15,547	12,413	12,413	3,134	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	10.700.800,00
Expropiaciones 2%			169.072,64
TOTAL INVERSIÓN €			8.622.704,64

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	86.227,05
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	86.227,05

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	12.413,176
TOTAL INGRESOS €			1.551.647,06

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 14.270.203,95€ y un TIR de 12,15% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 6.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

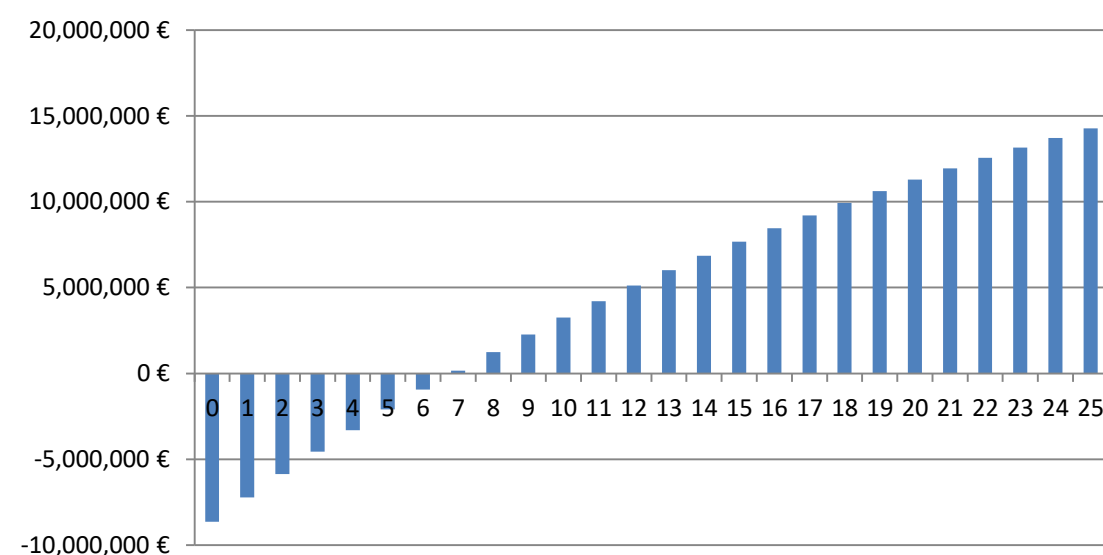


Figura 41: Valor actual neto

6.3. LLANERA DE RANES

6.3.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

Tabla 40: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Produccion	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	1,765	1,411	1,411	0,355	-
Ferebro	1,904	1,411	1,411	0,493	-
Marzo	2,503	1,411	1,411	1,092	-
Abril	2,430	1,411	1,411	1,019	-
Mayo	2,634	1,411	1,411	1,224	-
Junio	2,691	1,411	1,411	1,280	-
Julio	2,845	1,411	1,411	1,435	-
Agosto	2,733	1,411	1,411	1,322	-
Septiembre	2,364	1,411	1,411	0,954	-
Octubre	2,198	1,411	1,411	0,787	-
Noviembre	1,756	1,411	1,411	0,345	-
Diciembre	1,618	1,411	1,411	0,208	-
Anual	27,442	16,927	16,927	10,514	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Tabla 41: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
18.887,68	18,92	357.283,09
	9,47	178.796,18
	6,93	130.849,13
	6,93	130.849,13
	6,93	130.849,13
	3,16	59.701,82
TOTAL ANUAL €		988.328,47

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 42: Producción por periodos tarifarios

HORAS MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
1:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
3:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
4:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
5:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
6:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7:00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
8:00	2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2
9:00	2	2	4	5	5	3	2	6	3	5	4	2
10:00	1	1	4	5	5	3	2	6	3	5	4	1
11:00	1	1	4	5	5	3	1	6	3	5	4	1
12:00	1	1	4	5	5	3	1	6	3	5	4	1
13:00	2	2	4	5	5	3	1	6	3	5	4	2
14:00	2	2	4	5	5	3	1	6	3	5	4	2
15:00	2	2	4	5	5	4	1	6	4	5	4	2
16:00	2	2	3	5	5	4	1	6	4	5	3	2
17:00	2	2	3	5	5	4	1	6	4	5	3	2
18:00	1	1	3	5	5	4	1	6	4	5	3	1
19:00	1	1	3	5	5	4	1	6	4	5	3	1
20:00	1	1	3	5	5	4	2	6	4	5	3	1
21:00	2	2	3	5	5	4	2	6	4	5	3	2
22:00	2	2	3	5	5	4	2	6	4	5	3	2
23:00	2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2
24:00	2	2	4	5	5	4	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 43: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,013467	1.410.588,24	18.995,69
FEBRERO	0,013467	1.410.588,24	18.995,69
MARZO	0,008312	1.410.588,24	11.724,81
ABRIL	0,008527	1.410.588,24	12.028,09
MAYO	0,008527	1.410.588,24	12.028,09
JUNIO	0,010743	1.410.588,24	15.153,95
JULIO	0,012925	1.410.588,24	18.232,21
AGOSTO	0,006106	1.410.588,24	8.613,05
SEPTIEMBRE	0,008236	1.410.588,24	11.617,60
OCTUBRE	0,008527	1.410.588,24	12.028,09
NOVIEMBRE	0,008312	1.410.588,24	11.724,81
DICIEMBRE	0,013467	1.410.588,24	18.995,69
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			170.137,75

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 44: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	16.927,06	MWh
Coste servicios del sistema	88.042,54	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Inversor	€/Wp	0,2		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	18.887.680,00	18.698.803,20
Expropiaciones 2%				373.976,06
TOTAL INVERSIÓN €				19.072.779,26

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	190.727,79
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	190.727,79

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	988.328,47
Costes del sistema eléctrico	170.137,75
Otros servicios del sistema	88.042,54
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.246.508,76

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	16.927,06	2.115.882,35
Venta de energía excedente	€/MWh	50	10.514,47	525.723,25
TOTAL INGRESOS €				2.641.605,60

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual la inversión será recuperada. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y

restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de -0,12% y un VAN de - 258.029,68 €, lo que supone que la alternativa no resulta rentable dentro de la vida útil de la instalación.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

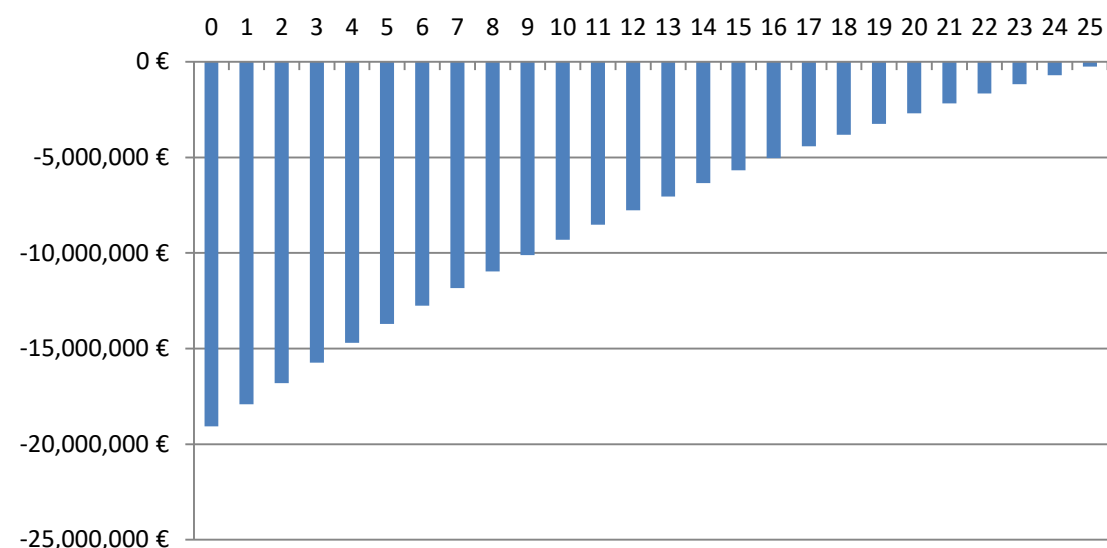


Figura 42: Valor actual neto

6.3.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

Tabla 45: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Produccion	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	1,765	1,411	1,411	0,355	-
Febrero	1,904	1,411	1,411	0,493	-
Marzo	2,503	1,411	1,411	1,092	-
Abril	2,430	1,411	1,411	1,019	-
Mayo	2,634	1,411	1,411	1,224	-
Junio	2,691	1,411	1,411	1,280	-
Julio	2,845	1,411	1,411	1,435	-
Agosto	2,733	1,411	1,411	1,322	-
Septiembre	2,364	1,411	1,411	0,954	-
Octubre	2,198	1,411	1,411	0,787	-
Noviembre	1,756	1,411	1,411	0,345	-
Diciembre	1,618	1,411	1,411	0,208	-
Anual	27,442	16,927	16,927	10,514	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	18.887.680,00
Expropiaciones 2%			298.425,34
TOTAL INVERSIÓN €			14.921.267,20

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	152.196,93
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	152.196,93

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	16.927,059
TOTAL INGRESOS €			2.115.882,35

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 15.457.158,19€ y un TIR de 7,86% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 10.

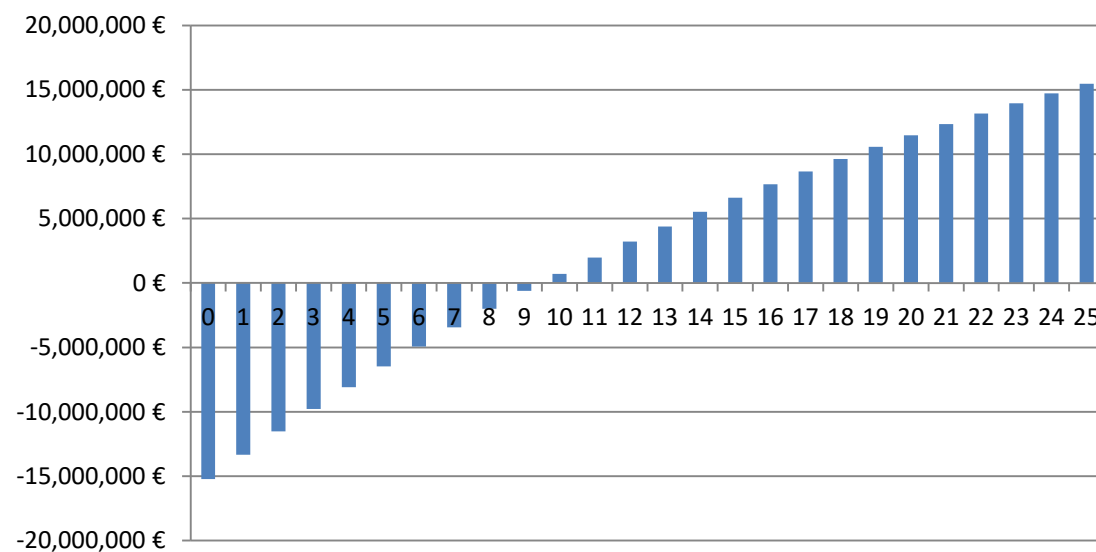


Figura 43: valor actual neto

6.3.3. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Tabla 46: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	1,403	1,032	1,032	0,372	-
Febrero	1,513	1,237	1,237	0,276	-
Marzo	1,989	1,493	1,493	0,496	-
Abril	1,932	1,506	1,506	0,426	-
Mayo	2,094	1,602	1,602	0,492	-
Junio	2,139	1,719	1,719	0,421	-
Julio	2,262	1,784	1,784	0,477	-
Agosto	2,173	1,708	1,708	0,464	-
Septiembre	1,880	1,501	1,501	0,379	-
Octubre	1,747	1,331	1,331	0,416	-
Noviembre	1,396	1,072	1,072	0,323	-
Diciembre	1,287	0,943	0,943	0,344	-
Anual	21,814	16,927	16,927	4,887	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Tabla 47: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
15.014,4	18,92	284.015,36
	9,47	142.130,60
	6,93	104.016,01
	6,93	104.016,01
	6,93	104.016,01
	3,16	47.458,82
TOTAL		785.652,82

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 48: Producción por periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 49: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,0136830	1.031.643,15	14.115,97
FEBRERO	0,0134665	1.236.957,88	16.657,49
MARZO	0,0083120	1.492.967,60	12.409,55
ABRIL	0,0085270	1.505.641,35	12.838,60
MAYO	0,0085270	1.601.961,84	13.659,93
JUNIO	0,0109889	1.718.560,33	18.885,15
JULIO	0,0136211	1.784.463,82	24.306,44
AGOSTO	0,0061060	1.708.421,33	10.431,62
SEPTIEMBRE	0,0082306	1.500.571,85	12.350,56
OCTUBRE	0,0085270	1.330.743,62	11.347,25
NOVIEMBRE	0,0083120	1.072.199,14	8.912,12
DICIEMBRE	0,0136830	942.926,91	12.902,07
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			168.816,76

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 50: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	16.927,06	MWh
Coste servicios del sistema	88.042,54	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Inversor	€/Wp	0,2	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	15.014.400,00
Expropiaciones 2%			297.285,12
TOTAL INVERSIÓN €			15.161.541,12

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	151.615,41
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	151.615,41

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	785.652,82
Costes del sistema eléctrico	168.816,76
Otros servicios del sistema	88.042,54
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.042.512,12

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	16.927,06
Venta de energía excedente	€/MWh	50	4.887,06
TOTAL INGRESOS €			2.360.235,14

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual la inversión será recuperada. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de 1,75% y un VAN de 3.055.485,22 € y una recuperación de la inversión en el año 19.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

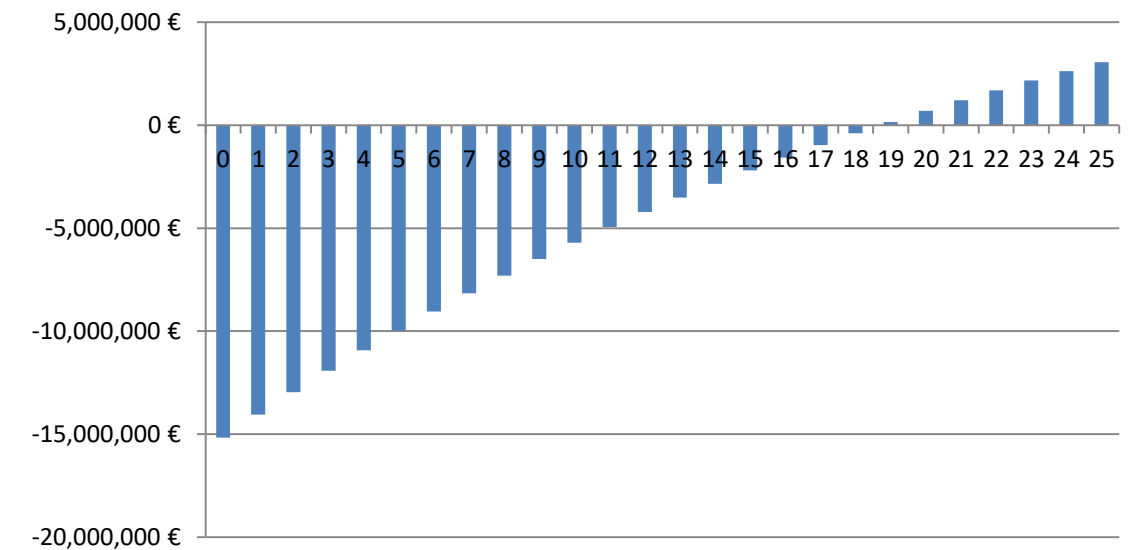


Figura 44: Valor actual neto

6.3.4. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

Tabla 51: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	1,403	1,032	1,032	0,372	-
Ferebro	1,513	1,237	1,237	0,276	-
Marzo	1,989	1,493	1,493	0,496	-
Abril	1,932	1,506	1,506	0,426	-
Mayo	2,094	1,602	1,602	0,492	-
Junio	2,139	1,719	1,719	0,421	-
Julio	2,262	1,784	1,784	0,477	-
Agosto	2,173	1,708	1,708	0,464	-
Septiembre	1,880	1,501	1,501	0,379	-
Octubre	1,747	1,331	1,331	0,416	-
Noviembre	1,396	1,072	1,072	0,323	-
Diciembre	1,287	0,943	0,943	0,344	-
Anual	21,814	16,927	16,927	4,887	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	15.014.400,00
Expropiaciones 2%			237.227,52
TOTAL INVERSIÓN €			12.098.603,52

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	120.986,04
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	120.986,04

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	16.927,059
TOTAL INGRESOS €			2.115.882,35

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 19.065.826,24€ y un TIR de 11,63% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 8.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

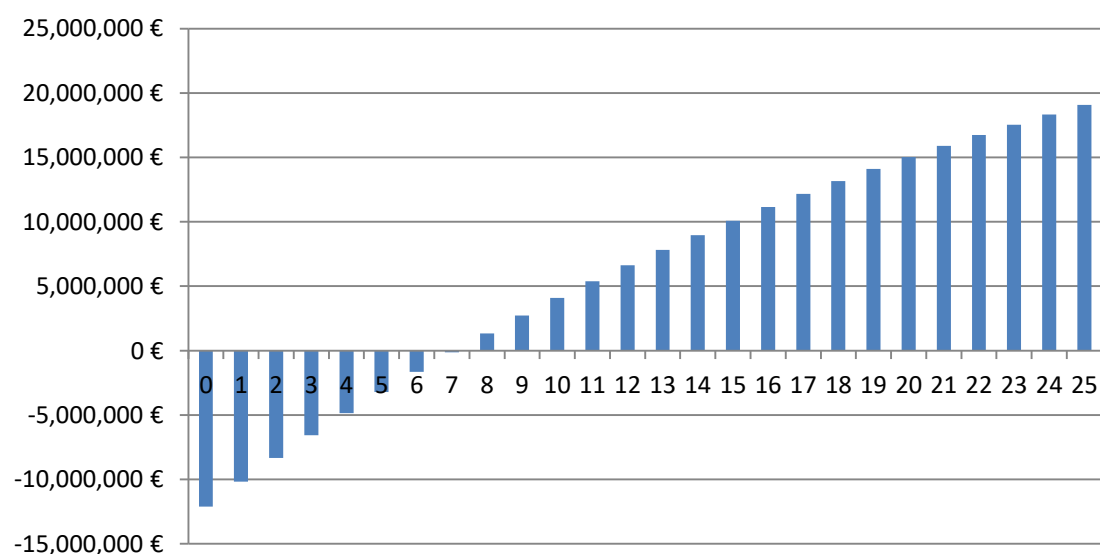


Figura 45: valor actual neto

6.4. MOIXENT

6.4.1. Alternativa 1.- Bombeo mensual constante e instalación conectada a red.

Tabla 52: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	2,070	1,646	1,646	0,424	-
Febrero	2,189	1,646	1,646	0,544	-
Marzo	2,901	1,646	1,646	1,255	-
Abril	2,788	1,646	1,646	1,143	-
Mayo	3,043	1,646	1,646	1,398	-
Junio	3,115	1,646	1,646	1,469	-
Julio	3,328	1,646	1,646	1,683	-
Agosto	3,167	1,646	1,646	1,521	-
Septiembre	2,736	1,646	1,646	1,090	-
Octubre	2,550	1,646	1,646	0,904	-
Noviembre	2,038	1,646	1,646	0,392	-
Diciembre	1,893	1,646	1,646	0,248	-
Anual	31,818	19,748	19,748	12,070	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Tabla 53: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
21.772,80	18,916198	411.858,60
	9,466286	206.107,55
	6,927750	150.836,52
	6,927750	150.836,52
	6,927750	150.836,52
	3,160887	68.821,36
TOTAL		1.139.297,05

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 54: Producción por periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 55: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,0134665	1.645.686,27	22.161,63
FEBRERO	0,0134665	1.645.686,27	22.161,63
MARZO	0,008312	1.645.686,27	13.678,94
ABRIL	0,008527	1.645.686,27	14.032,77
MAYO	0,008527	1.645.686,27	14.032,77
JUNIO	0,010743	1.645.686,27	17.679,61
JULIO	0,01292525	1.645.686,27	21.270,91
AGOSTO	0,006106	1.645.686,27	10.048,56
SEPTIEMBRE	0,008236	1.645.686,27	13.553,87
OCTUBRE	0,008527	1.645.686,27	14.032,77
NOVIEMBRE	0,008312	1.645.686,27	13.678,94
DICIEMBRE	0,0134665	1.645.686,27	22.161,63
ANUAL			198.494,04

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 56: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	19.748,24	MWh
Coste servicios del sistema	102.716,30	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Inversor	€/Wp	0,2	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	21.772.800,00
Expropiaciones 2%			431.101,44
TOTAL INVERSIÓN €			21.986.173,44

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	219.861,73
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	219.861,73

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	1.139.297,05
Costes del sistema eléctrico	198.494,04
Otros servicios del sistema	102.716,30
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.440.507,39

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	19.748,24
Venta de energía excedente	€/MWh	50	12.070,24
TOTAL INGRESOS €			3.072.041,52

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual la inversión será recuperada. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de 0,03% y un VAN de 67.085,58.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

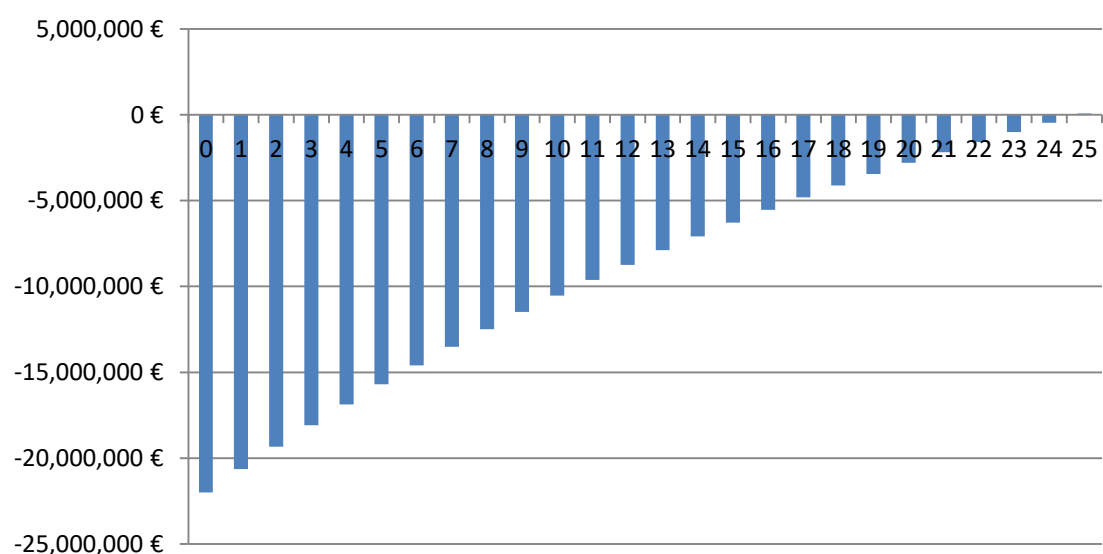


Figura 46: Valor actual neto

6.4.2. Alternativa 2.- Bombeo mensual constante e instalación aislada.

Tabla 57: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	2,070	1,646	1,646	0,424	-
Febrero	2,189	1,646	1,646	0,544	-
Marzo	2,901	1,646	1,646	1,255	-
Abril	2,788	1,646	1,646	1,143	-
Mayo	3,043	1,646	1,646	1,398	-
Junio	3,115	1,646	1,646	1,469	-
Julio	3,328	1,646	1,646	1,683	-
Agosto	3,167	1,646	1,646	1,521	-
Septiembre	2,736	1,646	1,646	1,090	-
Octubre	2,550	1,646	1,646	0,904	-
Noviembre	2,038	1,646	1,646	0,392	-
Diciembre	1,893	1,646	1,646	0,248	-
Anual	31,818	19,748	19,748	12,070	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	21.772.800,00	17.200.512,00
Expropiaciones 2%				344.010,24
TOTAL INVERSIÓN €				17.544.522,24

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	175.445,22
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	175.445,22

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	19.748,235	2.468.529,41
TOTAL INGRESOS €				2.468.529,41

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 18.278.222,28€ y un TIR de 8,04% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 10.

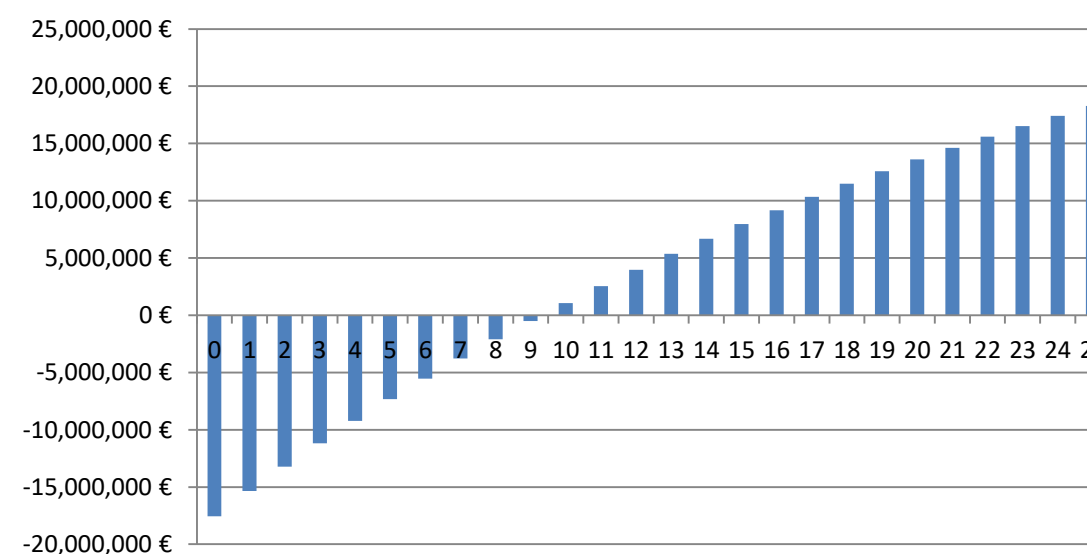


Figura 47: Valor actual neto

6.4.3. Alternativa 3.- Bombeo mensual optimizado e instalación conectada a red.

Tabla 58: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Venta	Compra
Enero	1,593	1,209	1,209	0,383	-
Ferebro	1,685	1,426	1,426	0,259	-
Marzo	2,232	1,743	1,743	0,489	-
Abril	2,146	1,743	1,743	0,403	-
Mayo	2,342	1,868	1,868	0,437	-
Junio	2,397	2,007	2,007	0,390	-
Julio	2,561	2,108	2,108	0,454	-
Agosto	2,437	1,998	1,998	0,439	-
Septiembre	2,105	1,743	1,743	0,362	-
Octubre	1,962	1,553	1,553	0,409	-
Noviembre	1,568	1,245	1,245	0,323	-
Diciembre	1,457	1,106	1,106	0,351	-
Anual	24,486	19,748	19,748	4,700	-

En primer lugar se calculan los gastos correspondientes a la conexión con la red eléctrica.

Se comienza por el cálculo del término básico de facturación de potencia, lo que conlleva que para cada uno de los periodos se contratará una potencia aplicable durante todo el año.

Tabla 59: Término de facturación de potencia

Pfi (kW)	tpi (€/kW/año)	FP (€/año)
16.755,2	18,916198	316.944,68
	9,466286	158.609,52
	6,92775	116.075,84
	6,92775	116.075,84
	3,160887	52.961,29
TOTAL ANUAL €		876.743,00

Los términos para las energías activa y reactiva son cero; no se demanda energía activa de la red para el bombeo ya que únicamente se usa la generada por la instalación fotovoltaica, y la energía reactiva de las bombas se compensa con el uso de los variadores de frecuencia.

A continuación se calculan los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico:

El cargo asociado a los costes fijos para este estudio es igual a cero, ya que como se ha explicado previamente, la diferencia entre potencia contratada y potencia de aplicación de cargos es cero.

Para calcular los costes derivados del autoconsumo de energía, se ha realizado una ponderación de los cargos para cada periodo tarifario, en función del número de horas que se está realizando dicho autoconsumo.

La siguiente tabla muestra para cada mes cuantas horas se está autoconsumiendo en cada uno de los periodos tarifarios:

Tabla 60: Producción por periodos tarifarios

HORAS	MESES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
0:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
1:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
2:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
3:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
4:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
5:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
6:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
7:00		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
8:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
9:00		2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2
10:00		1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1
11:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
12:00		1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1
13:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
14:00		2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2
15:00		2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2
16:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
17:00		2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2
18:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
19:00		1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1
20:00		1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1
21:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
22:00		2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2
23:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2
24:00		2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2

Tras ponderar los precios correspondientes a los cargos por autoconsumo, en función de las horas de producción en cada periodo:

Tabla 61: Cargos por autoconsumo

	Periodos ponderados (Variable) [€/kWh]	Demanda mensual [kWh]	Coste variable €
ENERO	0,017983455	1.209.438,61	21.749,88
FEBRERO	0,017983455	1.425.833,26	25.641,41
MARZO	0,004866785	1.743.014,46	8.482,88
ABRIL	0,011410385	1.743.014,46	19.888,47
MAYO	0,0112476	1.867.515,50	21.005,07
JUNIO	0,013370756	2.006.838,08	26.832,94
JULIO	0,0186668	2.107.624,63	39.342,61
AGOSTO	0,008426	1.997.945,15	16.834,69
SEPTIEMBRE	0,007436769	1.743.014,46	12.962,40
OCTUBRE	0,011632364	1.553.298,60	18.068,53
NOVIEMBRE	0,003865745	1.245.010,33	4.812,89
DICIEMBRE	0,017983455	1.105.687,75	19.884,09
TOTAL CARGOS POR AUTOCONSUMO ANUAL €			235.505,84

Por último se obtienen los cargos asociados a otros elementos del sistema:

Tabla 62: Cargos asociados a otros elementos del sistema

Coste retribución OS y OM	0,16129	€/MWh
Coste interrumpibilidad	1,93	€/MWh
Coste resto servicios de ajuste	3,11	€/MWh
Total cargos otros costes	5,20129	€/MWh

Energía total anual	19.748,24	MWh
Coste servicios del sistema	102.716,30	€

Una vez calculados los cargos anuales, se calcula la inversión a realizar para la implantación del sistema fotovoltaico, los costes de operación y los ingresos que se perciben anualmente.

INVERSIÓN €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35		
Inversor	€/Wp	0,2		
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2		
Ensamblaje	€/Wp	0,14		
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1		
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,99	16.755.200,00	16.587.648,00
Expropiaciones 2%				331.752,96
TOTAL INVERSIÓN €				16.919.400,96

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	169.194,01
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	169.194,01

COSTES DE CONEXIÓN A LA RED €	
Peajes de acceso	876.743,00
Costes del sistema eléctrico	235.505,84
Otros servicios del sistema	102.716,30
TOTAL CONEXIÓN A LA RED €	1.214.965,14

INGRESOS ANUALES €				
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición	
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	19.748,24	2.468.529,41
Venta de energía excedente	€/MWh	50	4.700,45	235.022,72
TOTAL INGRESOS €				2.703.552,13

Por último se calculan los valores del VAN y TIR y se obtiene el año a partir del cual se recupera la inversión. Para ello se obtiene el flujo de caja anual (sumando ingresos y restando gastos), actualizando el valor con una tasa de descuento del 4%, y se va sumando anualmente de modo que se obtenga el valor acumulado para cada año.

De este modo se obtiene un valor del TIR de 1,89% y un VAN de 3.692.261,60 €, lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 19.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

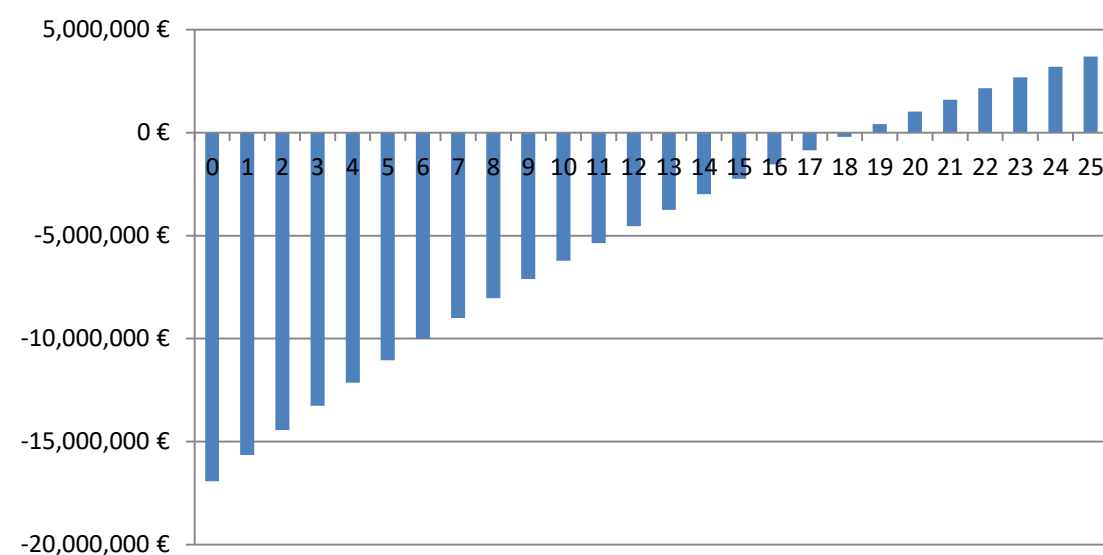


Figura 48: Valor actual neto

6.4.4. Alternativa 4.- Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

Tabla 62: resumen de resultados mensuales – Datos en GWh/mes

Mes	Producción	Demanda	Autoconsumo	Excedente	Compra
Enero	1,593	1,209	1,209	0,383	-
Febrero	1,685	1,426	1,426	0,259	-
Marzo	2,232	1,743	1,743	0,489	-
Abril	2,146	1,743	1,743	0,403	-
Mayo	2,342	1,868	1,868	0,475	-
Junio	2,397	2,007	2,007	0,390	-
Julio	2,561	2,108	2,108	0,454	-
Agosto	2,437	1,998	1,998	0,439	-
Septiembre	2,105	1,743	1,743	0,362	-
Octubre	1,962	1,553	1,553	0,409	-
Noviembre	1,568	1,245	1,245	0,323	-
Diciembre	1,457	1,106	1,106	0,351	-
Anual	24,486	19,748	19,748	4,738	-

En el caso de una instalación aislada el cálculo de costes es mucho más sencillo. No existen peajes ni cargos aunque tampoco es posible vender la energía excedente del sistema.

INVERSIÓN €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Módulo fotovoltaico	€/Wp	0,35	
Variador de frecuencia	€/Wp	0,2	
Ensamblaje	€/Wp	0,14	
Servicios auxiliares	€/Wp	0,1	
Subtotal inst. fotovoltaica	€/Wp	0,79	16.755.200,00
Expropiaciones 2%			264.732,16
TOTAL INVERSIÓN €			13.501.340,16

COSTES DE OPERACIÓN €	
Costes de operación 1% de la inversión	135.013,40
TOTAL COSTES DE OPERACIÓN €	135.013,40

INGRESOS ANUALES €			
Descripción	Unidad	Precio unitario	Medición
Autoconsumo de energía	€/MWh	125	19.748,235
TOTAL INGRESOS €			2.468.529,41

A continuación se calculan los valores para el VAN y la TIR para evaluar su rentabilidad. Se obtiene un VAN de 22.953.033,50€ y un TIR de 12,44% lo que supone que la inversión se recupera a partir del año 7.

Se adjunta el gráfico del valor actual neto anual:

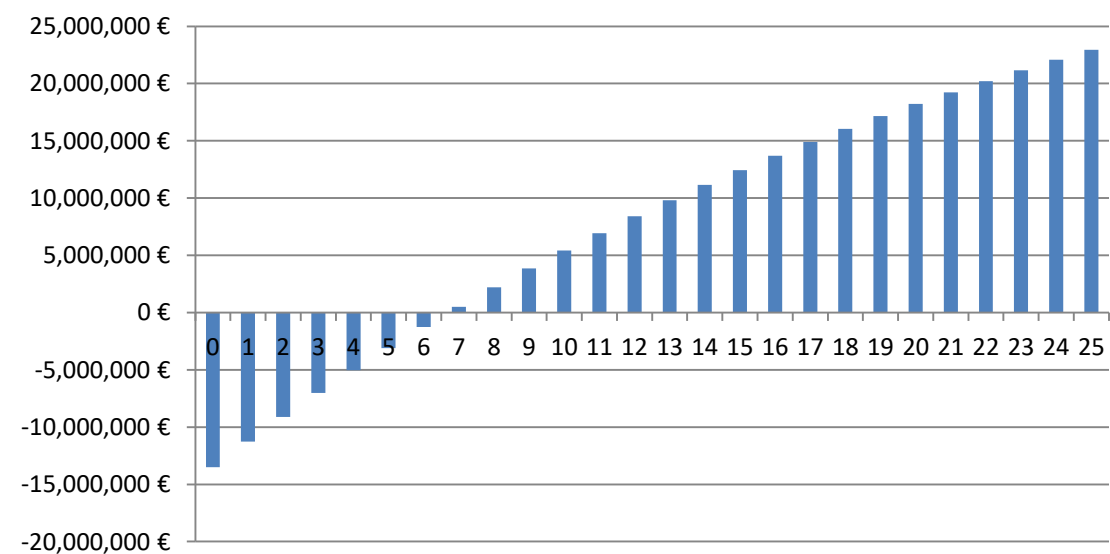


Figura 49: Valor actual neto

7. SOLUCIÓN ADOPTADA

7.1. DESCRIPCIÓN

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:

	La Marquesa			
	Bombeo cte		Bombeo optimizado	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Inversión	1.414.527,84 €	1.195.162,56 €	1.164.905,28 €	929.570,88 €
VAN	- 1.209.833,05 €	1.172.937,50 €	- 849.388,55 €	1.434.367,68 €
TIR %	-12,58	8,02	-9,24	11,41
Recup año	-	9	-	8

	Panser			
	Bombeo cte		Bombeo optimizado	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Inversión	14.135.489,28 €	11.170.321,92 €	10.805.667,84 €	8.622.704,64 €
VAN	- 12.366.414,98 €	11.577.838,18	- 6.757.126,67 €	14.270.203,95 €
TIR %	-13,29	7,85	-7,32	12,15
Recup año	-	10	-	7

	Llanera de Ranes			
	Bombeo cte		Bombeo optimizado	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Inversión	19.072.779,26 €	15.219.692,54 €	15.16.541,12 €	12.098.603,52 €
VAN €	- 258.029,68 €	15.457.158,19 €	3.055.485,22 €	19.065.826,24 €
TIR %	-0,12	7,86	1,75	11,63
Recup año	-	10	19	8

	Moixent			
	Bombeo cte		Bombeo optimizado	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Inversión	21.986.173,44 €	17.544.522,24 €	16.919.400,96 €	13.501.340,16 €
VAN €	67.085,58 €	18.278.222,28 €	3.692.261,60 €	22.953.033,50 €
TIR %	0,03	8,04	1,89	12,44
Recup año	25	10	19	7

Para todas las ubicaciones, las alternativas de diseño para un caudal constante cada mes resultan menos rentables que aquellas en las que el caudal mensual está optimizado adaptándolo a la irradiación solar disponible. Por otro lado, en lo referente al tipo de instalación, para todas las ubicaciones resulta más favorable realizar una instalación aislada

frente a conectar a la red eléctrica. Esto es debido principalmente a los cargos que deben ser abonados anualmente, ya que estos no son compensados por la energía que se vende.

En conclusión, la alternativa escogida para la generación de energía de las 4 estaciones de bombeo es la Alternativa 4: Bombeo mensual optimizado e instalación aislada.

La descripción de esta alternativa es la siguiente:

La Marquesa:

- Instalación solar fotovoltaica aislada, con una potencia pico total instalada de 1,1424 MWp.
- 17 conexiones en paralelo de filas de 70 módulos conectados en serie, resultando un total de 1190 módulos conectados a cada bomba mediante un variador de frecuencia (en total 3 variadores, uno por bomba), un total de 3,570 módulos.
- Ocupación aproximada de 1.4 hectáreas sin ser afectadas zonas protegidas.
- Inversión total de 929,570.88 €.
- Valor Actual Neto al final de su vida útil de 1,434,367.68 €.

Panser:

- Instalación solar fotovoltaica aislada, con una potencia pico total instalada de 10,7008 MWp.
- 19 conexiones en paralelo de filas de 440 módulos conectados en serie, resultando un total de 8.360 módulos conectados a cada bomba mediante un variador de frecuencia (en total 4 variadores, uno por bomba), un total de 33.440 módulos.
- Ocupación aproximada de 12,8 hectáreas sin ser afectadas zonas protegidas.
- Inversión total de 8.622.704,4 €
- Valor Actual Neto al final de su vida útil de 14.270.203,95 €

Llanera de Ranos:

- Instalación solar fotovoltaica aislada, con una potencia pico total instalada de 15,0144 MWp.
- 17 conexiones en paralelo de filas de 690 módulos conectados en serie, resultando un total de 11.730 módulos conectados a cada bomba mediante un variador de frecuencia (en total 4 variadores, uno por bomba), un total de 46.920 módulos.
- Ocupación aproximada de 18 hectáreas sin ser afectadas zonas protegidas.
- Inversión total de 12.098.603,52 €
- Valor Actual Neto al final de su vida útil de 19.065.826,24 €

Moixent:

- Instalación solar fotovoltaica aislada, con una potencia pico total instalada de 16,7552 MWp.
- 17 conexiones en paralelo de filas de 770 módulos conectados en serie, resultando un total de 13.090 módulos conectados a cada bomba mediante un variador de frecuencia (en total 4 variadores, uno por bomba), un total de 52.360 módulos.
- Ocupación aproximada de 20 hectáreas sin ser afectadas zonas protegidas.
- Inversión total de 13.501.340,16 €
- Valor Actual Neto al final de su vida útil de 22,953,033.50 €

En resumen, teniendo en cuenta las 4 ubicaciones juntas, el presente estudio concluye que la solución adoptada final es la de trasvasar 20 hm³/año mediante instalaciones aisladas y en bombeos que han sido optimizados mensualmente según la irradiación solar.

Inversión total	35.152.219,20 €
TIR	11,91%
VAN	57.723.431,36 €
Recuperación año	7-8
Coste energético	0 ct/m3
Coste amortización	7,03044384 ct/m3
Potencia total instalada	43,6128 MWp

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 CO₂ que dejarían de emitirse mediante la aplicación de generación fotovoltaica, para el caso de bombeo de 20 hm³/año. Para realizar este bombeo, es necesaria una energía total anual, entre las 4 estaciones de bombeo, de 50.448 MWh/año.

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 CO₂ en la generación de energía eléctrica es de 0,385 kg CO₂/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 CO₂ asociadas a la generación de la electricidad, de 0,392 kg CO₂/kWh.

Por lo tanto, atendiendo a los valores de emisión de CO₂ y la energía anual necesaria se obtiene un valor de 53,7 toneladas diarias, lo que supone 19.600 toneladas anuales de este

gas que se dejaría emitir a la atmósfera mediante el uso de energía fotovoltaica en los bombeos del Trasvase Júcar-Vinalopó.

7.2. 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.

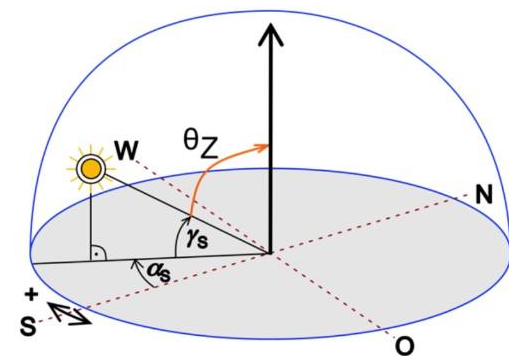
También se comprobará la no existencia de zonas protegidas en las ubicaciones de las plantas solares.

7.2.1. 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 (CCEEA, 2017) 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 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 50: Ángulo de inclinación del sol en el solsticio de invierno.

El ángulo γ_s se obtiene restando a 90° el ángulo correspondiente a la latitud de la ubicación y $23,5^\circ$.

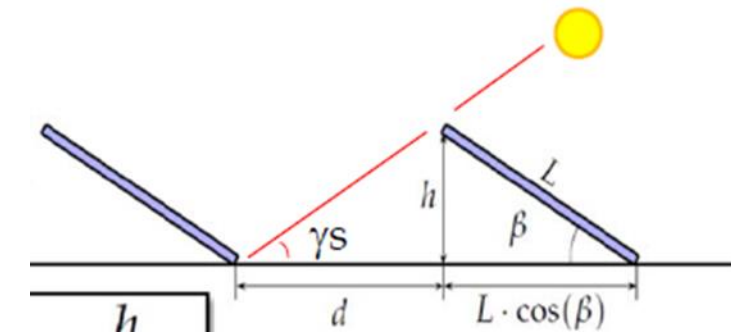


Figura 51: Cálculo de sombras (Pérez, 2018)

El ángulo de inclinación de los módulos β es igual a 35° para las 4 ubicaciones de bombeo, mientras que el ángulo de latitud varía ligeramente entre ellas.

De la figura 51 se extrae que:

$$tg \gamma_s = \frac{sen \gamma_s}{cos \gamma_s} = \frac{h}{d} \rightarrow d = \frac{h}{tg \gamma_s}$$

A continuación se adjuntan los resultados obtenidos para la separación entre paneles y la ocupación total de cada una de las 4 instalaciones fotovoltaicas diseñadas.

LA MARQUESA		PANSER	
Ángulo óptimo	35	Ángulo óptimo	35
Latitud	39.1753833	Latitud	39.1324278
Longitud	-0.272697222	Longitud	-0.331627778
Gamma s	0.477777193 rad	Gamma s	0.478526908 rad
	27.3746167		27.4175722
Latitude	0.683739424 rad	Latitude	0.682989709 rad
Decline	0.40927971 rad	Decline	0.40927971 rad
n de modulos apilados	2	n de modulos apilados	2
L	3.92 m	L	3.92 m
Opt angle beta	0.610865238 rad	Opt angle beta	0.610865238 rad
h	2.24841963 m	h	2.24841963 m
d	4.342348589 m	d	4.334387084 m
Dist entre paneles	7.553424602 m	Dist entre paneles	7.545463097 m
Dist entre paneles	1.012 m	Dist entre paneles	1.012 m
Area	7.644065698 m2	Area	7.636008654 m2
Superficie total ocupada m2	13644.65727	Superficie total ocupada m2	127674.0647
Superficie total ocupada Ha	1.364465727	Superficie total ocupada Ha	12.76740647

LLANERA DE RANES		MOIXENT	
Ángulo óptimo	35	Ángulo óptimo	35
Latitud	38.9986333	Latitud	38.8892583
Longitud	-0.578708333	Longitud	-0.751230556
Gamma s	0.480862062 rad	Gamma s	0.482771016 rad
	27.5513667		27.6607417
Latitude	0.680654555 rad	Latitude	0.678745601 rad
Decline	0.40927971 rad	Decline	0.40927971 rad
n de modulos apilados	2	n de modulos apilados	2
L	3.92 m	L	3.92 m
Opt angle beta	0.610865238 rad	Opt angle beta	0.610865238 rad
h	2.24841963 m	h	2.24841963 m
d	4.309735967 m	d	4.289747399 m
Dist entre paneles	7.52081198 m	Dist entre paneles	7.500823412 m
Dist entre paneles	1.012 m	Dist entre paneles	1.012 m
Area	7.611061724 m2	Area	7.590833293 m2
Superficie total ocupada m2	178555.508	Superficie total ocupada m2	198728.0156
Superficie total ocupada Ha	17.8555508	Superficie total ocupada Ha	19.87280156

Por tanto se dejará una distancia de 4,3 m entre filas de módulos para las cuatro ubicaciones.

7.2.2. Ubicación de las instalaciones

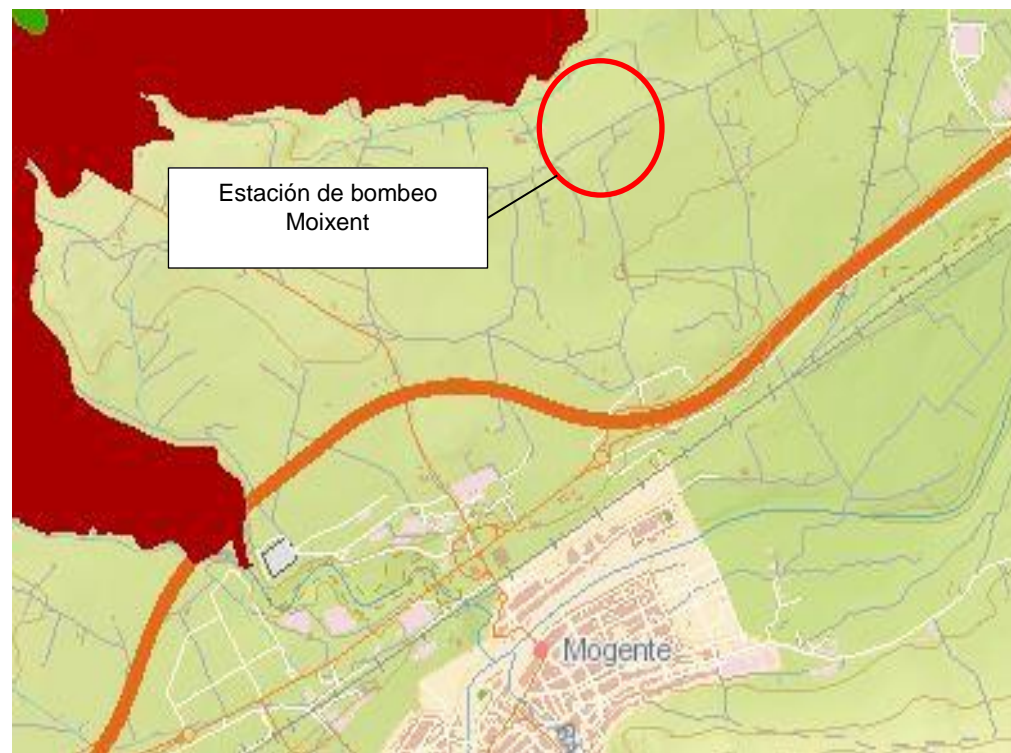
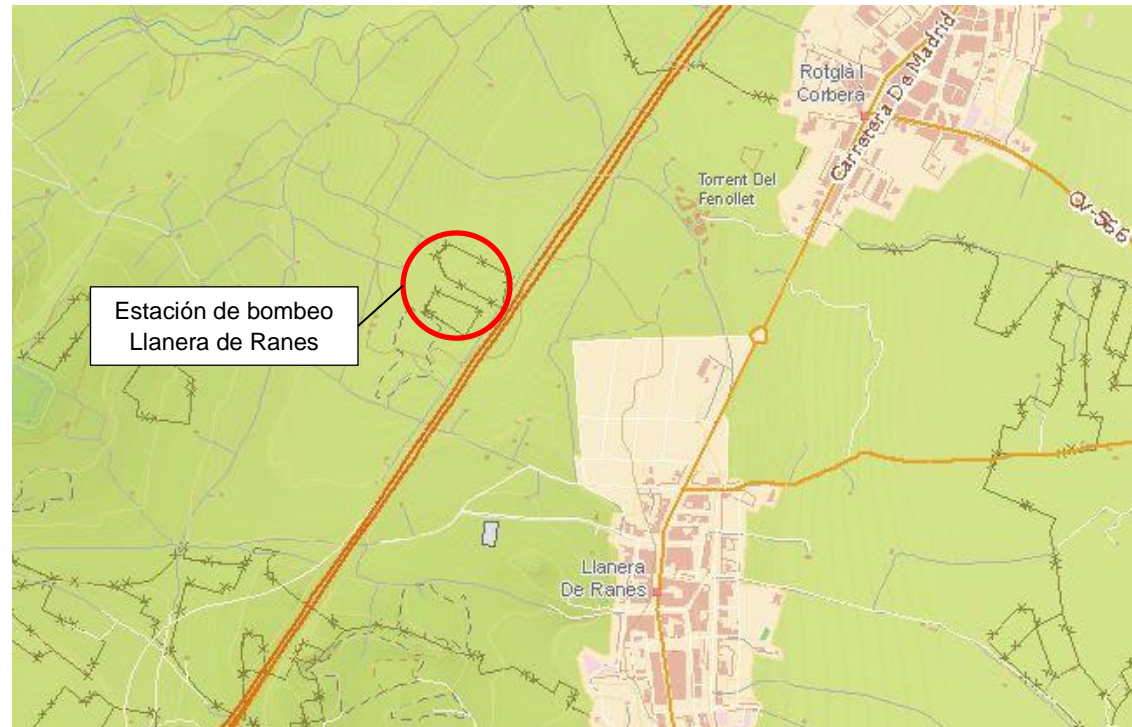
Como se puede ver, las instalaciones fotovoltaicas presentan el inconveniente de que requieren la ocupación grandes superficies. Para estructuras sin seguimiento solar, como es el caso de las utilizadas en este estudio, un valor medio de ocupación es 1.4 hectáreas por cada MWh instalado. La superficie total necesaria para la realización de las instalaciones de este estudio será de 52 hectáreas.

Es imprescindible comprobar la existencia de zonas protegidas en las inmediaciones de las estaciones de bombeo para evitar la ocupación de zonas que no puedan ser ocupadas.

La obtención de los datos referentes a las zonas protegidas se obtienen de la base de datos Red Natura 2000, desarrollada a partir de la aplicación de directivas europeas (la directiva de aves 79/409/CEE y la directiva de hábitats 92/43/CEE) y traspuesta por el RD 1997/45, donde se encuentra la clasificación de zonas LIC y ZEPA. Las zonas LIC, son Lugares de Interés Comunitario y las ZEPA son Zonas de Especial Protección para Aves.

Red Natura 2000
 LIC
 ZEPA
 LIC y ZEPA





Se comprueba que en ninguna de las ubicaciones de las estaciones de bombeo ni por tanto las instalaciones fotovoltaicas dimensionadas interfieren con las zonas de protección de la Red Natura 2000.

Con los cálculos obtenidos sobre la disposición de los módulos se elaboran los planos donde se detalla la ubicación y configuración exacta propuesta para las 4 instalaciones fotovoltaicas.

8. ESTUDIOS ECONÓMICOS ADICIONALES

Ya se ha dicho que para la elección de la solución se ha considerado un trasvase de 20 hm³ anuales, ya que parece lo más próximo a acordarse en un convenio. No obstante, este caudal podría cambiar en futuros convenios, así que, para ampliar el estudio calculará a continuación la rentabilidad no sólo para el caudal de diseño de la solución adoptada, sino también para otros caudales, con el fin de encontrar cuál sería el bombeo que resultaría más rentable económicamente.

También se estudiará en los siguientes apartados hasta qué caudal límite puede obtenerse una instalación (Alternativa 4, aislada y con bombeo optimizado) en la que el coste energético sea 0, es decir, que toda la demanda energética pueda cubrirse únicamente con la producción solar.

Además, se obtendrá el coste de la energía por m³ de agua trasvasada para las distintas opciones.

Por último, y en previsión de posibles cambios en la legislación sobre el autoconsumo eléctrico, se pondrá de manifiesto cuál es el peso que tienen los peajes y cargos de autoconsumo.

8.1. OPTIMIZACIÓN DE LA RENTABILIDAD

Debido a que este bombeo puede variar en un futuro si se decide firmar un convenio por el que el caudal que se trasvase sea mayor, se ha realizado el cálculo de los indicadores de rentabilidad económica (VAN y TIR) para otros caudales de bombeo. Dimensionando las instalaciones para estos caudales, se puede obtener cuál sería la tendencia de rentabilidad según el caudal anual y la máxima rentabilidad obtenible.

Cabe destacar que a medida que aumenta el caudal de diseño lo hace también el terreno a ocupar por la planta solar que se necesita, y que la solución adoptada para el bombeo de 20 hm³/año conlleva una ocupación de alrededor de 50 hectáreas. Es importante, desde el punto de vista medioambiental y social, para potencias instaladas muy grandes, buscar soluciones que conlleven una menor ocupación de terreno como, por ejemplo, la producción eléctrica mediante energía eólica.

En el siguiente cuadro pueden verse los resultados de índices de rentabilidad (VAN, TIR y año de recuperación de la inversión) que se han calculado para distintos caudales.

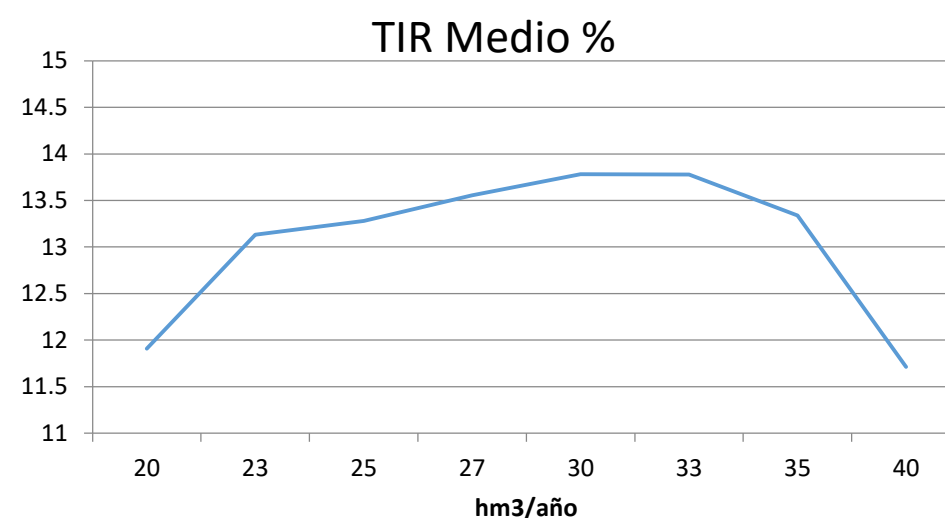
Entre 35 y 40 hm³/año, la rentabilidad comienza a empeorar notablemente, por lo que los cálculos se harán únicamente hasta un caudal de trasvase anual de 40 hm³.

BOMBEO OPTIMIZADO A LA IRRADIACIÓN SOLAR				
Aislada				
23Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	984.251,52 €	1.760.758,81 €	13,02	7
Panser	9.504.572,16 €	16.886.563,54 €	12,94	7
Llanera de Ranes	12.738.086,40 €	23.284.615,32 €	13,27	7
Moixent	14.834.971,39 €	27.195.595,90 €	13,3	7
MEDIA/TOTAL	38.061.881,47	69.127.533,57	13,1325	7
25Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	1.062.366,72 €	1.923.674,69 €	13,16	7
Panser	10.229.663,23 €	18.472.193,60 €	13,13	7
Llanera de Ranes	13.852.024,32 €	25.302.105,45 €	13,26	7
Moixent	15.903.526,66 €	29.816.466,46 €	13,57	7
MEDIA/TOTAL	41.047.580,93	75.514.440,20	13,28	7
27Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	1.142.044,22 €	2.084.540,13 €	13,25	7
Panser	10.758.783,74 €	20.284.408,89 €	13,64	7
Llanera de Ranes	14.697.792,00 €	27.629.659,60 €	13,61	7
Moixent	17.049.438,72 €	32.347.895,48 €	13,72	7
MEDIA/TOTAL	43.648.058,68	82.346.504,11	13,56	7
30Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	1.261.560,48 €	2.325.838,30 €	13,37	7
Panser	11.954.204,16 €	22.538.232,11 €	13,64	7
Llanera de Ranes	16.030.391,81 €	31.047.052,47 €	13,97	7
Moixent	18.538.814,98 €	36.410.382,25 €	14,15	7
MEDIA/TOTAL	47.784.971,43	92.321.505,13	13,78	7
33Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	1.460.754,24 €	2.462.564,40 €	12,35	7
Panser	12.875.265,79 €	25.109.274,65 €	14,06	7
Llanera de Ranes	17.206.215,17 €	34.645.713,54 €	14,46	6
Moixent	20.298.424,32 €	40.160.419,90 €	14,24	6
MEDIA/TOTAL	51.840.659,52	102.377.972,49	13,78	7
35Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	1.726.345,92 €	2.379.428,35 €	10,32	8
Panser	13.659.148,03 €	26.626.929,14 €	14,05	7
Llanera de Ranes	18.244.859,14 €	36.750.260,10 €	14,47	6
Moixent	21.247.334,40 €	42.919.626,71 €	14,51	6
MEDIA/TOTAL	54.877.687,49	108.676.244,30	13,34	7
40Hm3/año				
	Inversión (€)	VAN (€)	TIR %	Año de recuperación
La Marquesa	2.722.314,72 €	1.735.871,26 €	5,16	13
Panser	16.265.556,48 €	29.673.334,08 €	13,25	7
Llanera de Ranes	21.304.062,72 €	41.476.766,11 €	14,04	7
Moixent	24.410.368,00 €	48.903.352,42 €	14,40	6
MEDIA/TOTAL	64.702.301,92	121.789.323,87	11,71	8

En resumen:

TIR %					
Caudal [hm3/año]	La Marquesa	Panser	Llanera	Moixent	Media
20	11,41	12,15	11,63	12,44	11,9075
23	13,02	12,94	13,27	13,3	13,1325
25	13,16	13,13	13,26	13,57	13,28
27	13,25	13,64	13,61	13,72	13,555
30	13,37	13,64	13,97	14,15	13,7825
33	12,35	14,06	14,46	14,24	13,7775
35	10,32	14,05	14,47	14,51	13,3375
40	5,16	13,25	14,04	14,40	11,7125

Se ha representado gráficamente los valores de la Tasa Interna de Retorno para los diferentes caudales:



En el gráfico anterior se aprecia como el valor del TIR medio va en aumento hasta alcanzar un valor de 13.7825 para un caudal de 30 hm³/año, por lo que este sería el caudal más rentable a trasvasar para el tipo de instalación que se propone, que es aislada.

8.2. CAUDAL LÍMITE CON INSTALACIÓN AISLADA

Para trasvasar 20 hm³/año se ha podido realizar el dimensionamiento de una instalación completamente aislada, por lo que no es necesaria la compra de energía a la red eléctrica. A continuación se calculará cuál es el caudal límite que podría trasvasarse en estas mismas condiciones ya que, llegado un punto, por mucho mayor que sea la instalación fotovoltaica, debido a la potencia de las bombas y las horas de luz solar disponibles, no será posible realizar el bombeo usando puramente energía solar.

Como se ha mencionado, las bombas tienen una capacidad máxima de trasvase de unos 112 hm³/año en la estación de La Marquesa y 140 hm³/año para el resto de estaciones de bombeo. Estos caudales serían los obtenidos bombeando 24 horas al día, siete días por semana, sin interrupción.

Para el caso de 20 hm³/año, esto supone aproximadamente un 15% de la capacidad máxima de las bombas, por lo que el bombeo se concentra en tan solo 3.5-4 horas al día. Por esta razón es posible bombear esta cantidad obteniendo la electricidad de una planta fotovoltaica aislada, sin necesidad de comprar energía a la red.

Realizando el cálculo para 40 y 50 hm³/año; en el caso de querer bombear 40 hm³/año sigue siendo posible hacerlo mediante una instalación aislada, mientras que para bombear 50 hm³ anuales, ya es necesaria la conexión a red y compra de energía para la estación de bombeo de La Marquesa, ya que estos 50 hm³ suponen un 44% de su capacidad, lo que implica un bombeo a potencia nominal de unas 11 horas. A pesar de que en invierno, la estación más desfavorable en términos de luz solar, el número de horas de luz son como media 10, la producción en las primeras y las últimas horas es muy baja, por lo que no se puede alcanzar la energía necesaria para bombear estos 50 hm³/año únicamente con energía solar fotovoltaica y las estaciones de bombeo existentes. Es decir, a partir de este caudal ya no se puede realizar el bombeo con una instalación completamente aislada.

Las siguientes tablas se muestra los resultados económicos obtenidos para los caudales citados con energía proveniente de instalación aislada:

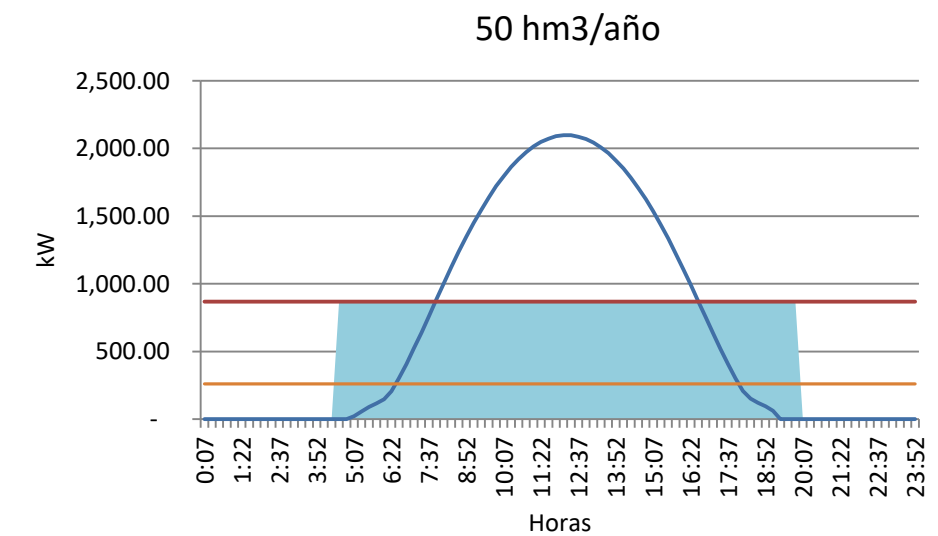
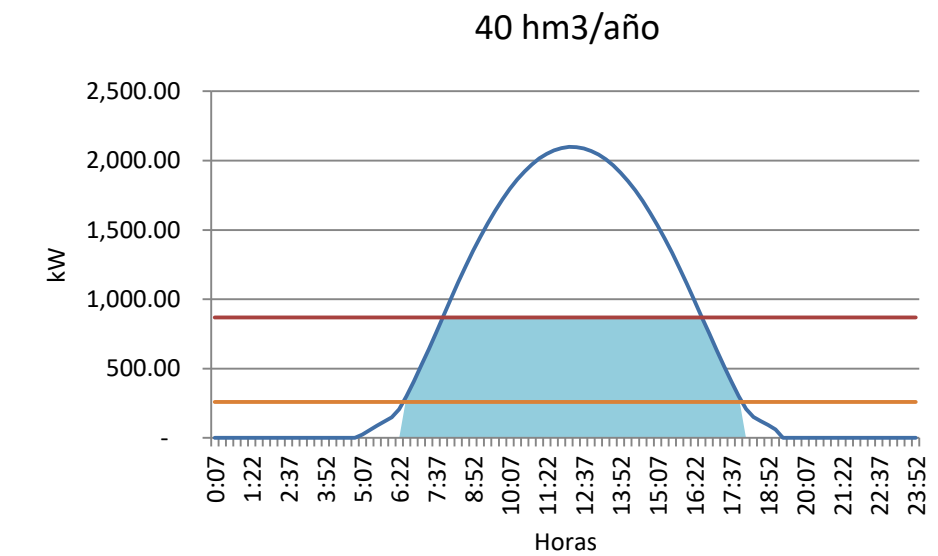
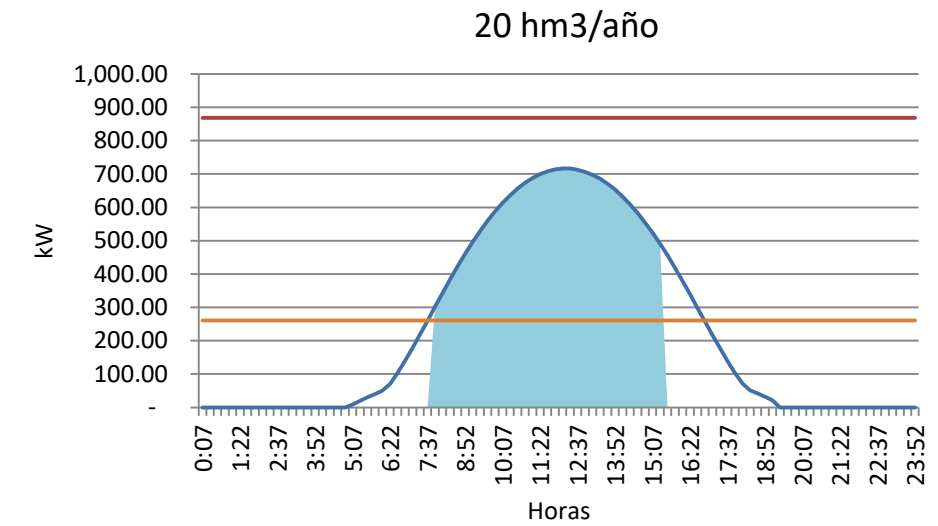
40 hm ³ /año				
	Inversión	TIR	VAN	Año
La Marquesa	2.722.314,72 €	5,16	1.735.871,26	13
Panser	16.265.556,48 €	13,25	29.673.334,08 €	7
Llanera de Ranes	21.304.062,72 €	14,04	41.476.766,11 €	6
Moixent	24.410.368,00 €	14,40	48.903.352,42 €	6

50 hm ³ /año				
	Inversión	TIR	VAN	Año
La Marquesa	NO	NO	NO	NO
Panser	33.314.995,20 €	5,34	22.080.395,61 €	13
Llanera de Ranes	41.205.388,80 €	6,69	34.993.680,59 €	11
Moixent	51.571.200,00 €	5,71	36.781.215,44 €	12

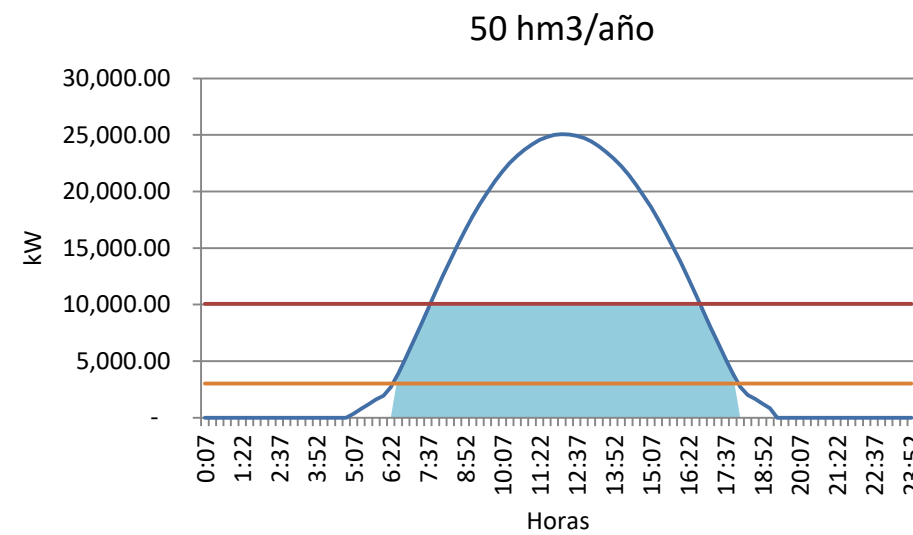
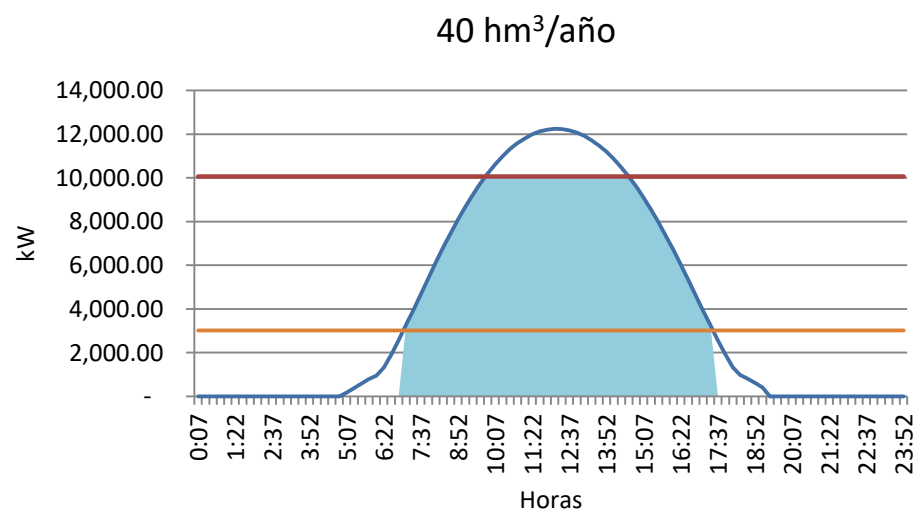
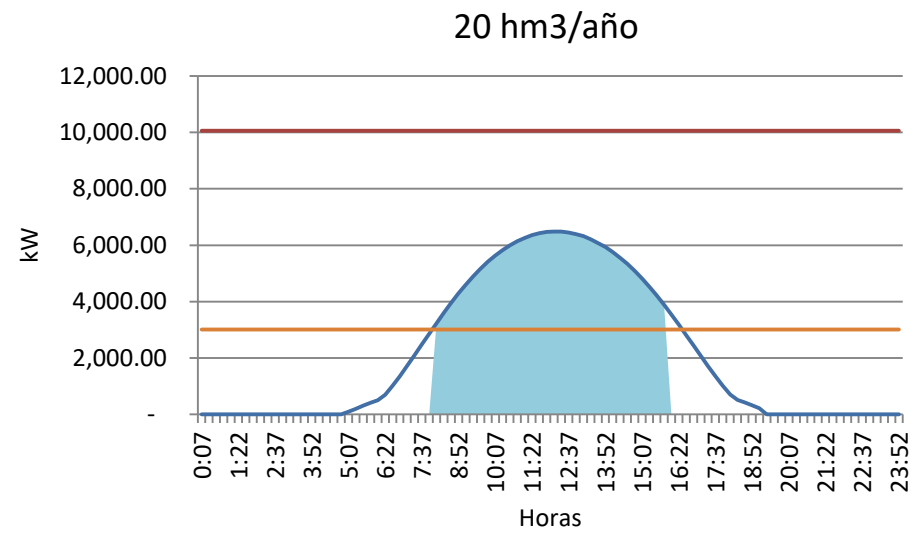
60 hm ³ /año				
	Inversión	TIR	VAN	Año
La Marquesa	NO	NO	NO	NO
Panser	NO	NO	NO	NO
Llanera de Ranes	NO	NO	NO	NO
Moixent	NO	NO	NO	NO

A continuación se muestran las gráficas de producción y demanda para los diferentes caudales de diseño. Se han representado el mes más desfavorable (julio). Estas gráficas muestran de manera visual cuándo deja de ser posible bombear únicamente con energía solar.

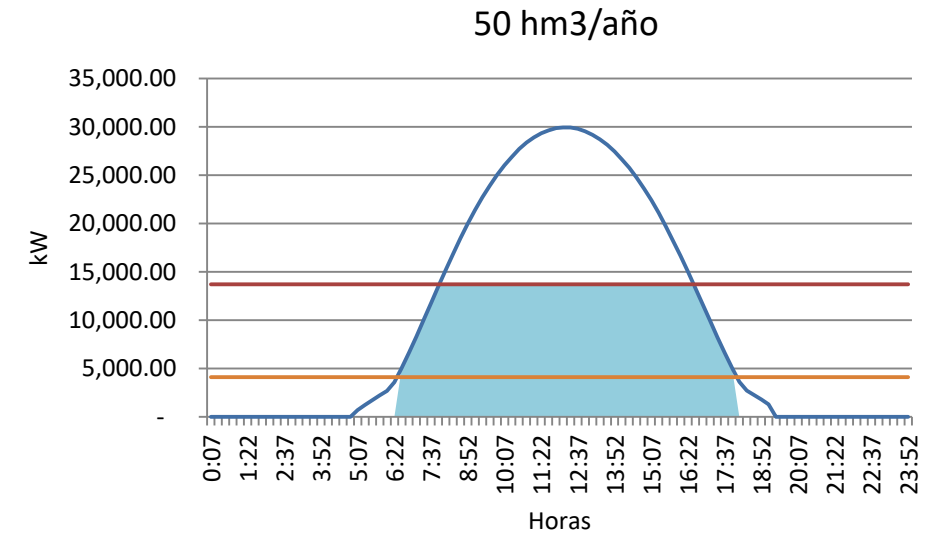
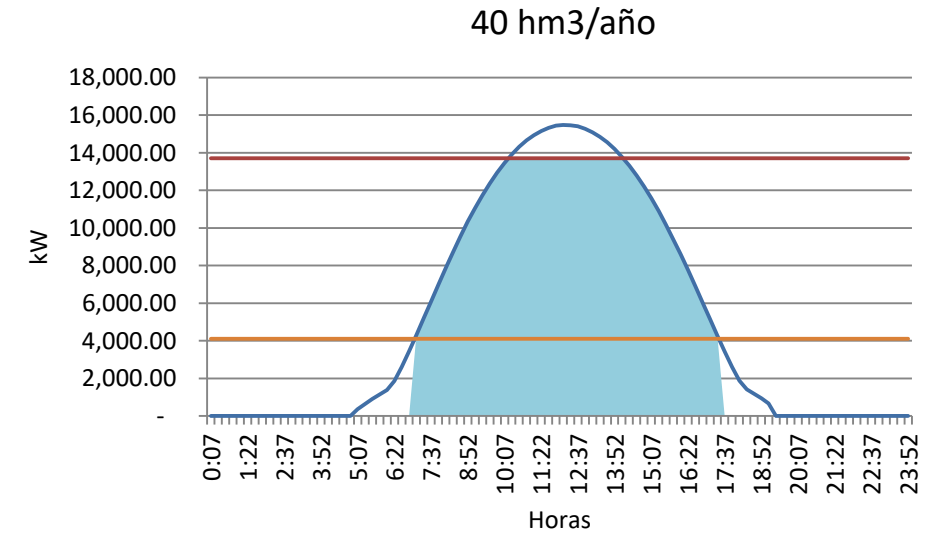
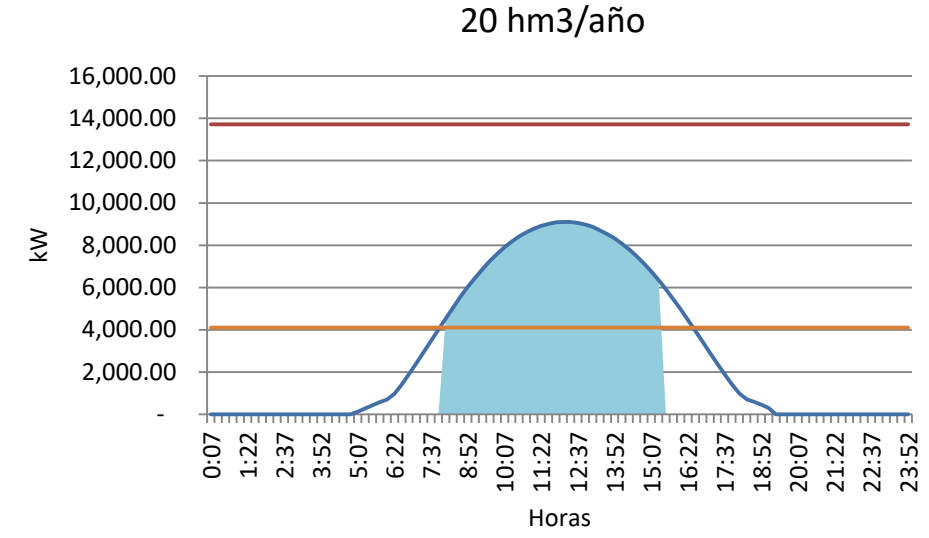
LA MARQUESA:



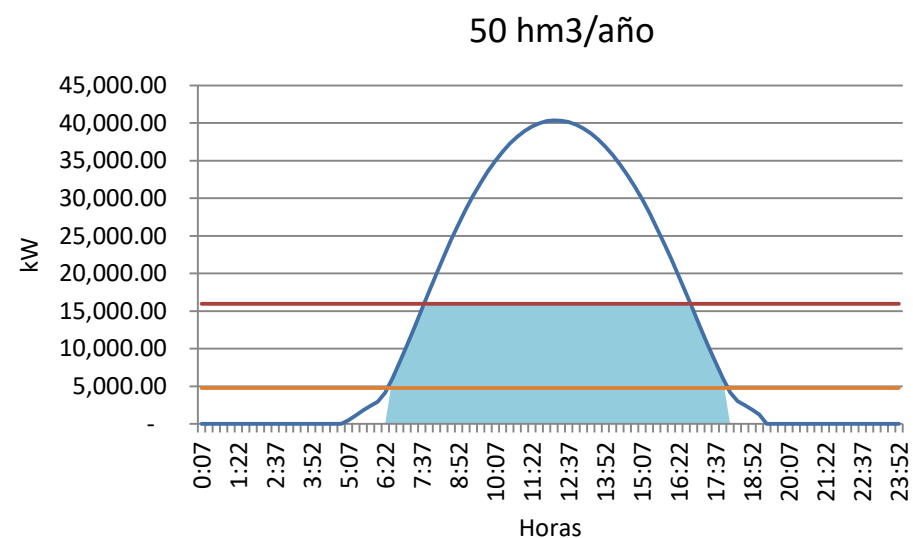
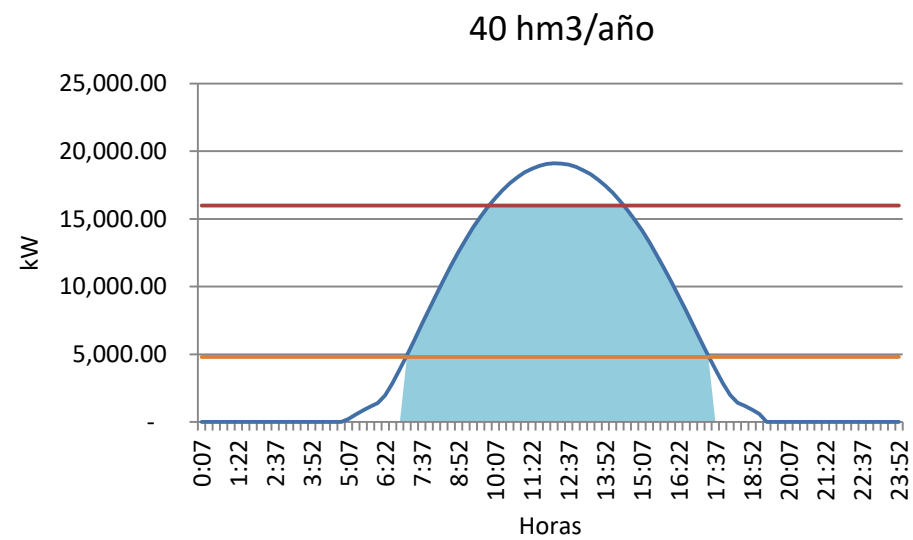
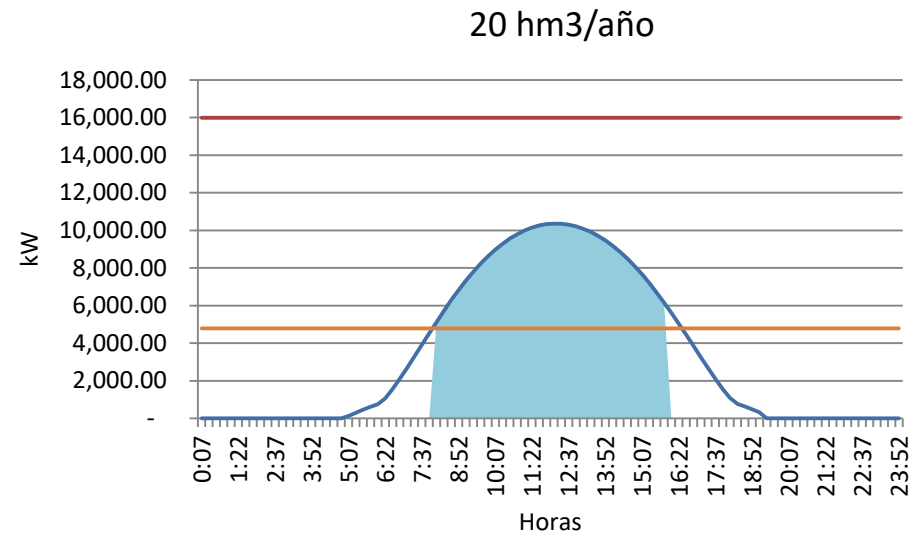
PANSER:



LLANERA DE RANES:



MOIXENT:



Se comprueba como para un caudal de 40 hm³/año se puede dimensionar la instalación fotovoltaica de modo que la producción de energía solar cubra toda la demanda.

Para trasvasar 50 hm³/año en la estación de La Marquesa, en el mes es necesario bombear a potencia máxima durante 16 horas. A la vista de los gráficos de producción se concluye que no se puede producir suficiente energía solar para cubrir esta demanda.

8.3. COSTE UNITARIO DE LA ENERGÍA PARA EL TRASVASE

En este apartado se analiza el coste de la energía por m³ bombeado para 20 hm³/año con la Alternativa 0, para la alternativa elegida (Alternativa 4: 20 hm³/año con instalación aislada y bombeo optimizado) y para esta última alternativa pero con un caudal de trasvase de 40 hm³/año.

Para la alternativa 0 se ha calculado el precio que se paga por metro cúbico bombeado, teniendo en cuenta el coste energético anual del bombeo y un caudal de 20 hm³/año:

Alternativa 0 – 20hm ³ /año			
Energía necesaria MWh/año	Precio unitario €/MWh	Coste anual €	Coste ct/m ³
50.447,76	125	6.305.970,59 €	31,53

Se obtiene un resultado de 31,53 céntimos de euro, resultando de realizar el siguiente cálculo:

$$\text{Coste por m}^3 = \frac{6.305.970.59 \cdot 100}{20 \cdot 10^6} = 31.53 \text{ ct/m}^3$$

Para instalación aislada y bombes de 20 y 40 hm³/año la tabla resumen de los valores obtenidos es la siguiente:

	20 hm ³	40 hm ³
Inversión total	35.152.219,20 €	64.702.301,92 €
TIR	11,91%	11,71%
VAN	57.723.431,36 €	121.789.323,87 €
Recuperación año	7-8	6-13
Coste energético	0 ct/m ³	0 ct/m ³
Coste amortización	7,03 ct/m ³	6,47 ct/m ³
Potencia instalada	43,6128 MWp	80,8688 MWp

La tabla anterior recoge los valores de la inversión a realizar, el TIR, el VAN a 25 años, el año de recuperación de la inversión, coste energético, coste de amortización de la inversión y la potencia instalada.

El coste energético es 0 debido a que toda la energía se produce en la instalación fotovoltaica y no tiene coste como tal. El coste de amortización, por otro lado, refleja lo que se estaría pagando por cada metro cúbico para recuperar la inversión inicial en los 25 años de vida útil

de la instalación, ese sería el coste energético por m³ de agua trasvasada. Para 20 hm³/año este coste es de 7,03 céntimos de euro por metro cúbico y para un trasvase de 40 hm³/año este coste baja hasta los 6,47 ct€/m³

Como puede verse, comparando los costes por metro cúbico bombeado de la alternativa 0 y los costes de amortización obtenidos tanto para 20 como para 40 hm³/año, resulta mucho más favorable el precio de bombear agua utilizando energía solar fotovoltaica. Se consigue reducir este coste hasta menos de una cuarta parte del obtenido en caso de no utilizar este tipo de generación energética.

8.4. INFLUENCIA DE LOS CARGOS POR AUTOCONSUMO

Como se ha explicado en el epígrafe 4.2.3 Régimen económico, los cargos aplicados por estar la instalación conectada al sistema eléctrico se desglosan en 3 grupos:

- Peajes de acceso por potencia y energía
- Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico
- Cargos asociados a otros servicios del sistema

Dentro de los cargos asociados a un sistema de autoconsumo eléctrico se encuentran los denominados cargos variables por autoconsumo, comúnmente conocidos como “impuesto al sol”.

Este “impuesto al sol” ha generado no pocas protestas y según las últimas noticias hasta la fecha de redacción de este estudio podría ser derogado para algunos supuestos.

A mitad de junio de 2018 se llega a un acuerdo entre los países miembros de la Comunidad Europea para la nueva Directiva de Energías Renovables. Uno de los puntos de esta directiva hace referencia explícita al autoconsumo prohibiendo la aplicación de cargos que graven el autoconsumo si bien con limitaciones que deben comentarse:

Aplica a instalaciones con potencia instalada inferior a 25 kW (por lo tanto no sería de aplicación a las instalaciones previstas en el presente estudio).

Esta normativa será de aplicación a partir de 2021.

La eliminación de cargos al autoconsumo estará vigente hasta 2026, año en el que esta circunstancia podrá ser revisada por cada país previa justificación.

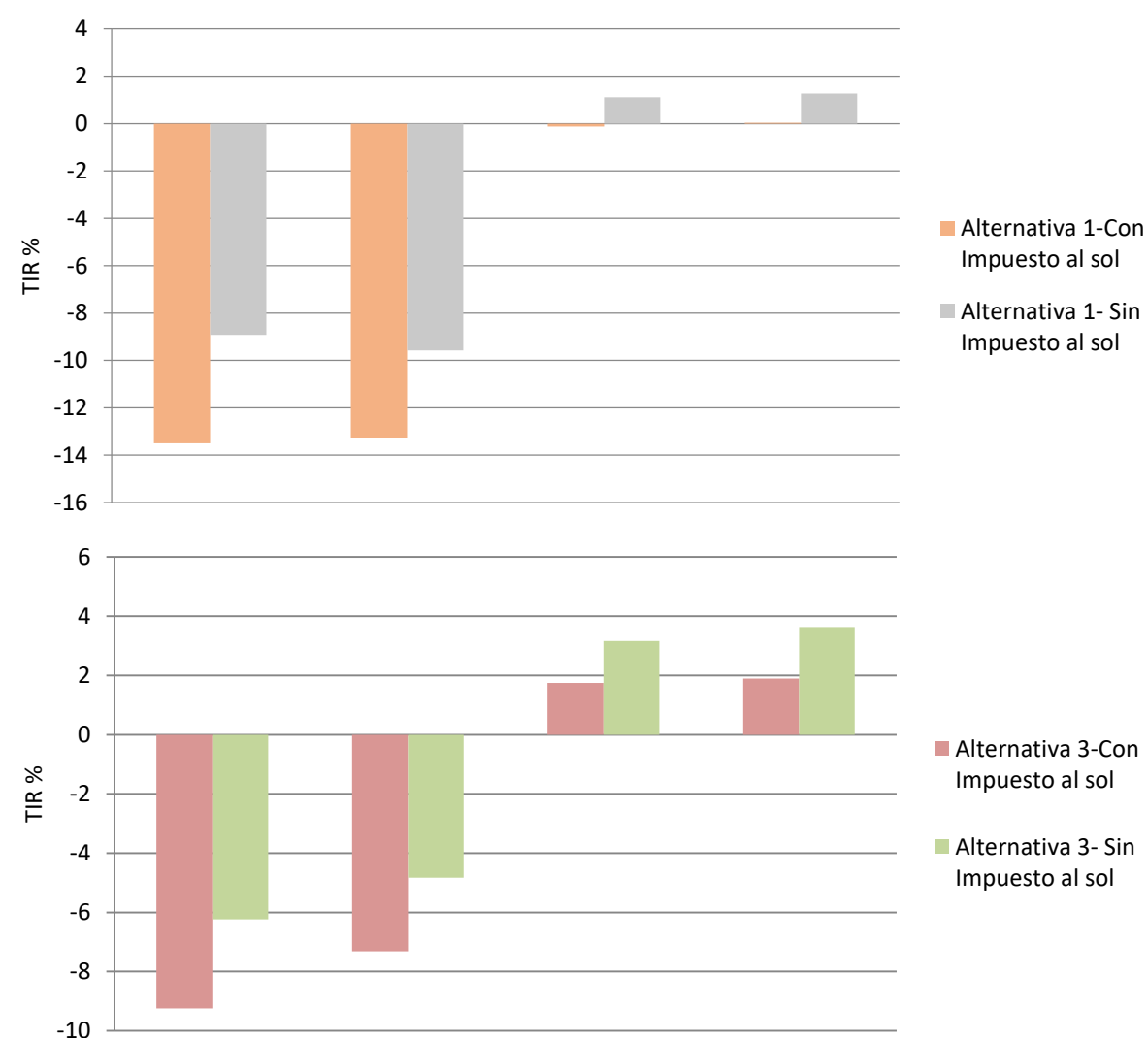
No obstante, y previendo que la sensibilidad política pudiera cambiar y se eliminasen estos cargos para instalaciones como las que ocupa este estudio, en este epígrafe se pretende mostrar la influencia de este cargo sobre el coste total de conectar la instalación a la red eléctrica.

Para ello se ha realizado el cálculo de las alternativas 1 y 3 (correspondientes a instalación conectada a red) sin incluir este “impuesto al sol”:

	ALTERNATIVA 1- BOMBEO CONSTANTE CADA MES					
	20Hm ³ /año					
	Con impuesto al sol			Sin impuesto al sol		
	VAN (€)	TIR %	Año de rec.	VAN (€)	TIR %	Año de rec.
La Marquesa	- 1.245.060,48 €	-13,5	-	- 1.009.330,73 €	-8,92	-
Panser	-12.366.414,98 €	-13,29	-	-10.523.299,19 €	-9,57	-
Llanera de Ranes	- 258.029,68 €	-0,12	-	2.399.875,81 €	1,11	21
Moixent	67.085,58 €	0,03	25	3.167.975,32 €	1,27	21

	ALTERNATIVA 3- BOMBEO MENSUAL OPTIMIZADO					
	20Hm ³ /año					
	Con impuesto al sol			Sin impuesto al sol		
	VAN (€)	TIR %	Año de rec.	VAN (€)	TIR %	Año de rec.
La Marquesa	- 849.388,55 €	-9,24	-	- 647.946,35 €	-6,23	-
Panser	- 6.757.126,67 €	-7,31	-	- 4.913.753,42 €	-4,83	-
Llanera de Ranes	3.055.485,22 €	1,75	19	5.692.754,10 €	3,16	16
Moixent	3.692.261,60 €	1,89	19	7.371.352,72 €	3,63	15

Para facilitar la interpretación de los resultados, se han representado gráficamente los TIR obtenidos con impuesto al sol y sin éste:

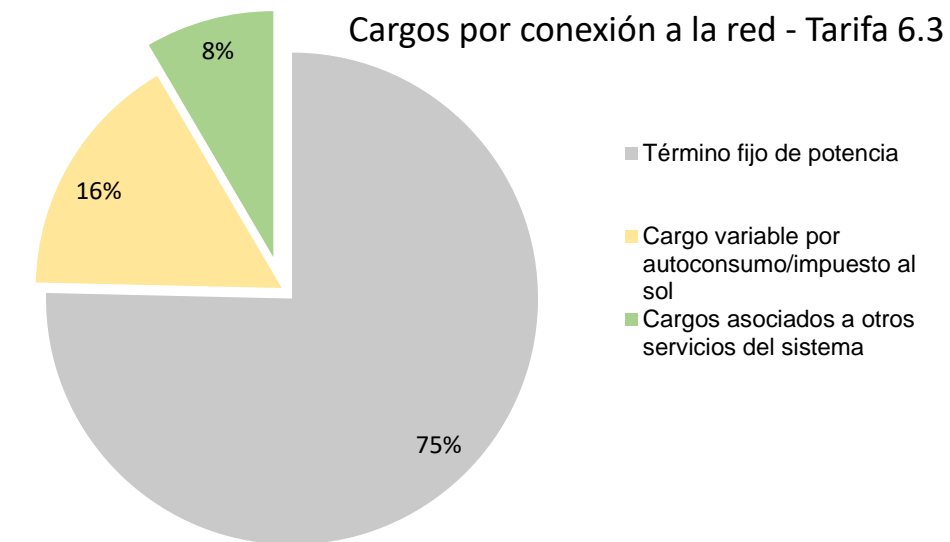
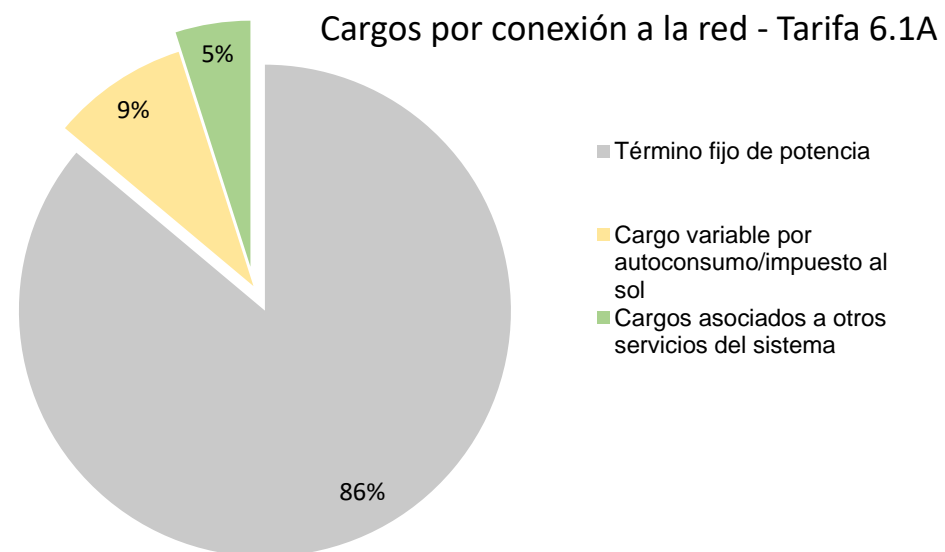


A la vista de los resultados obtenidos se comprueba que a pesar que suprimir este cargo, las alternativas no ven demasiado incremento en sus índices de rentabilidad, de modo que en algunos casos estas alternativas (1 y 3) siguen sin resultar económicamente rentables. Esto es debido a que el cargo con mayor peso en el conjunto de costes derivados de conectar la instalación a red, es el término fijo por potencia, dentro de los peajes de acceso.

Se ha calculado el porcentaje que tiene cada uno de los cargos en el total de los mismos, resultando:

	Marquesa	%	Panser	%	Llanera	%	Moixent	%
Término fijo de potencia	123.686,27	86%	1.158.562,69	86%	785.652,82	75%	876.743,00	72%
Cargo variable por autoconsumo/impuesto al sol	12.894,71	9%	117.997,94	9%	168.816,76	16%	235.505,84	19%
Cargos asociados a otros servicios del sistema	7.070,08	5%	64.564,53	5%	88.042,54	8%	102.716,30	8%
TOTAL	143.651,06	100%	1.341.125,16	100%	1.042.512,12	100%	1.214.965,14	100%

El término fijo de potencia tiene un peso mayor para tarifas de menor tensión que para las de mayor. En este caso, las estaciones de bombeo de La Marquesa y Panser operan a una tensión de 20 kV mientras que las estaciones de Llanera de Ranés y Moixent operan a 132 kV (tarifas 6.1A y 6.3 respectivamente).



Después de ver estos cálculos podría deducirse que el "impuesto al sol" no tiene tanta repercusión sobre los resultados económicos como a priori podría parecer, entonces ¿cuál es la razón de que las instalaciones de autoconsumo conectadas a red resulten menos rentables?

La explicación a esto está en el artículo 5 del 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 producción con autoconsumo.

El artículo 5 *Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo*, dice, en su punto 2, apartado a) (que aplica a las instalaciones de tipo 2, en el que están incluidas las planteadas en el presente estudio) que *la suma de potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor*. Este requerimiento obliga a las instalaciones de este estudio a tener una potencia contratada que es superior a la que realmente se necesitaría para mantener un funcionamiento mínimo en caso de fallo temporal de la instalación fotovoltaica (por averías o causas climatológicas de ausencia de sol). Esta estipulación obliga realmente a contratar toda la potencia que necesitarían los bombeos si no existiera la instalación fotovoltaica.

A esta potencia contratada es a la que se aplica el término fijo de potencia, que es el que más peso tiene.

Si no existiera esta estipulación del artículo 5 del RD 900/2015, en los bombeos objeto del presente estudio podrían contratarse potencias inferiores con lo que este término fijo de la tarifa eléctrica disminuiría, aumentando, por tanto, la rentabilidad.

Realmente, tanto el RD 900/2015 como la nueva Directiva de Energías Renovables de la Comunidad Europea no promueven el autoconsumo conectado a red en instalaciones grandes, eliminando únicamente las trabas para instalaciones de potencias inferiores a 10 kW (caso del RD 900/2015) o 25 kW (nueva Directiva CE), que corresponden a consumidores domésticos y PYMES.

9. **CONCLUSIONES**

La energía solar fotovoltaica es útil para conseguir ahorro en el coste energético de proyectos, en particular, es idónea en bombeos donde la energía se conserva en forma de energía potencial almacenando en balsas el agua elevada, así el funcionamiento de los bombeos puede adaptarse a las horas de luz solar.

Tras ver los resultados en los bombeos del trasvase Júcar-Vinalopó con las soluciones planteadas en este estudio, se observa que la legislación sobre autoconsumo existente en España en este momento no favorece a las instalaciones conectadas a red y que no es previsible que esto cambie en un futuro cercano para las instalaciones de potencias superiores a 25 kW.

Debido a la característica de la modularidad de la tecnología fotovoltaica, resulta sencillo ampliar una instalación para adecuarla a nuevas necesidades. Así, en los casos de este estudio, sería fácil ampliar las plantas solares construidas para un caudal de trasvase de 20 hm³/año ante la posible firma de convenios que impliquen caudales mayores.

La utilización de variadores de frecuencia permite adaptar la demanda a la producción, lo que facilita las instalaciones aisladas, que, como se ha visto, resultan ser las más rentables.

Además, 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.

Con la alternativa elegida en el presente estudio, se dejarían de emitir 19.600 toneladas de CO₂ al año respecto al uso de electricidad proveniente de fuentes no renovables.

Valencia, a 2 de julio de 2018

La autora del estudio



Marta Muñoz Riera

BLIBIOGRAFÍA

IDAE, 2018.- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía IDAE (2018). *Informe de Precios Energéticos Regulados. Datos abril de 2018*, nº33, p.6

LÓPEZ y MELGAREJO, 2010.- LÓPEZ ORTIZ, M.I. y MELGAREJO MORENO, J. (2010). El trasvase Júcar-Vinalopó. Una respuesta a la sobreexplotación de acuíferos. *Investigaciones Geográficas*, 51, 203-233

MELGAREJO, 2016.- MELGAREJO MORENO, J. (2016). El déficit estructural del agua en la provincia. *Diario Información* 26/10/2016

PÉREZ, 2018.- PÉREZ MARTÍN, M.A. (2018) Apuntes de clase de la asignatura Centrales y Sistemas Energéticos. Departamento de Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente. Universidad Politécnica de Valencia

REE, 2017a.- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE), (2017). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2016*.

REE, 2017b.- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE), (2017). *Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2017*.

RIERA, 2015.- RIERA RUPÉREZ, M. J. (2015). Actores que intervienen en el sector eléctrico. Un apunte sobre las energías renovables y el autoconsumo. En ORTUÑO PADILLA, A. (ED.) *Cómo se gestiona una ciudad*. Alicante: Publicacions de la Universitat D'Alacant, 95-113.

RIERA, 2016.- RIERA RUPÉREZ, M.J. (2016). Autoconsumo: Estado de la cuestión. *Jornada: Autoconsumo. Oportunidades y Gobernanza*. 21/10/2016. Instituto Universitario del Agua y de las Ciencias Ambientales. Universidad de Alicante.

WEBS:

ACUAMED, 2018.- ACUAMED. Nueva conducción Júcar-Vinalopó. Recuperado junio de 2018 de <http://www.acuamed.es/es/actuacion/nueva-conduccion-jucar-vinalopo>

CCEEA, 2017.- GONZÁLEZ VÁSQUEZ, E. (2017) *Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno*. Centro de Capacitación Eléctrica y Energías Alternas (CCEEA) Recuperado junio de 2018 de <https://cceeax.com/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>

EACCEL, 2018.- GOBIERNO DE ARAGÓN (2018) *Estrategia aragonesa de cambio climático y energías Limpias (EACCEL)*. Recuperado junio 2018 de http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Departamentos/DesarrolloRuralSostenibilidad/AreasTematicas/MA_CambioClimatico/ARAGON_CAMBIO_CLIMATICO/EACCEL

GENCAT, 2018.- GENERALITAT DE CATALUNYA (2018). *Factor de emisión asociado a la energía eléctrica: el mix eléctrico*. 22/02/2018, de http://canviclimatic.gencat.cat/es/reduix_emissions/com-calculer-emissions-de-geh/factors-demissio-associats-a-lenergia/

IPSOM, 2017.- IPSOM (2017). *Resumen 2017: Comparativa de precios y estado de la energía en Europa*. 20/12/2017, de <https://www.ipsom.com/2017/12/resumen-2017-comparativa-de-precios-y-estado-de-la-energia-en-europa/>

JUNTA, 2018.- JUNTA CENTRAL DE USUARIOS DEL VINALOPÓ, L'ALACANTÍ Y CONSORCIO DE AGUAS DE LA MARINA BAJA *Historia*. Recuperado junio 2018 de <http://juntacentral.es/historia/>

OMIE, 2018.- *Informes anuales OMI-Polo Español*, S.A. (OMIE) Recuperado junio de 2018 de <http://www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual>

