



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ETS INGENIEROS DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

# TRABAJO DE FIN DE MASTER

---

Estudio de alternativas para la optimización energética de  
una estación de bombeo de gran potencia (762 kW) con  
energía fotovoltaica en Picassent (Valencia)

---

*Presentado por*

López Forés, Daniel

---

*Para la obtención del*

Máster Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

*Curso: 2017/2018*

*Fecha: 11/06/2018*

*Tutor: Miguel Ángel Pérez Martín*





# Índice

|        |                                                                |    |
|--------|----------------------------------------------------------------|----|
| 1.     | Introducción .....                                             | 11 |
| 1.1.   | Infraestructura existente .....                                | 13 |
| 1.2.   | Modificación del trazado del proyecto .....                    | 14 |
| 2.     | Localización.....                                              | 17 |
| 3.     | Antecedentes.....                                              | 19 |
| 3.1.   | Visión estratégica global .....                                | 19 |
| 3.2.   | Energía solar fotovoltaica .....                               | 22 |
| 3.3.   | Disponibilidad agua EDAR Pinedo.....                           | 25 |
| 3.4.   | Instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja ..... | 27 |
| 4.     | Metodología .....                                              | 29 |
| 4.1.   | Alternativas de Demandas.....                                  | 30 |
| 4.1.1. | Disponibilidad actual .....                                    | 30 |
| 4.1.2. | Disponibilidad Pinedo II .....                                 | 31 |
| 4.1.3. | Disponibilidad constante .....                                 | 32 |
| 4.1.4. | Disponibilidad total.....                                      | 35 |
| 4.1.5. | Disponibilidad máxima constante .....                          | 36 |
| 4.1.6. | Disponibilidad total en verano .....                           | 36 |
| 5.     | Aplicación de la metodología .....                             | 39 |
| 5.1.   | Estudio de la radiación solar .....                            | 39 |
| 5.1.1. | Irradiancia diaria.....                                        | 40 |
| 5.1.2. | Irradiación mensual .....                                      | 46 |
| 6.     | Componentes instalación fotovoltaica.....                      | 49 |
| 6.1.   | Elección panel solar .....                                     | 50 |
| 6.2.   | Elección inversor .....                                        | 54 |
| 6.3.   | Precio inversión.....                                          | 56 |
| 6.4.   | Baterías .....                                                 | 57 |
| 6.4.1. | Integración baterías en el sistema.....                        | 61 |
| 7.     | Dimensionamiento de la instalación .....                       | 65 |
| 7.1.   | Limitación por tensión .....                                   | 65 |
| 7.1.1. | Limitación por máxima tensión (en condiciones de frío) .....   | 65 |

|        |                                                               |     |
|--------|---------------------------------------------------------------|-----|
| 7.1.2. | Limitación por mínima tensión (en condiciones de calor) ..... | 66  |
| 7.2.   | Limitación por intensidad. ....                               | 68  |
| 7.2.1. | Limitación por la máxima intensidad admisible .....           | 68  |
| 7.3.   | Producción de la instalación solar. ....                      | 70  |
| 7.3.1. | Método simplificado .....                                     | 70  |
| 7.3.2. | Método integración del cálculo eléctrico horario .....        | 71  |
| 7.4.   | Producción y demanda .....                                    | 78  |
| 8.     | Evaluación de alternativas.....                               | 85  |
| 8.1.   | Análisis mercado energético.....                              | 85  |
| 8.2.   | Análisis económico.....                                       | 88  |
| 8.2.1. | Valor Actual Neto.....                                        | 88  |
| 8.2.2. | Tasa interna de retorno .....                                 | 89  |
| 8.2.3. | Periodo de recuperación de la inversión .....                 | 89  |
| 8.3.   | Alternativa 0, sin instalación solar .....                    | 91  |
| 8.4.   | Alternativa con paneles solares .....                         | 93  |
| 8.4.1. | Alternativa x1 .....                                          | 93  |
| 8.4.2. | Alternativa x3 .....                                          | 96  |
| 8.5.   | Demanda elegida .....                                         | 101 |
| 8.6.   | Alternativa optimizada con paneles solares.....               | 104 |
| 8.6.1. | Alternativa x1.5.....                                         | 104 |
| 8.6.2. | Alternativa x2 .....                                          | 106 |
| 8.6.3. | Alternativa x2.5.....                                         | 108 |
| 8.6.4. | Alternativa x1.75.....                                        | 109 |
| 8.6.5. | Alternativa x1.25.....                                        | 112 |
| 8.6.6. | Comparación de alternativas.....                              | 113 |
| 8.7.   | Alternativa desconectarse de la red .....                     | 116 |
| 9.     | Resumen de resultados .....                                   | 121 |
| 10.    | Conclusiones.....                                             | 127 |
| 11.    | Líneas futuras .....                                          | 131 |
| 12.    | Referencias .....                                             | 135 |

Anexo N°1 Irradiancia diaria.

Anexo Nº2 Potencia instalación solar.

## Índice figuras

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 Proyecto de reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo (CHJ).....             | 13 |
| Figura 2 Alternativa al trazado inicial .....                                                        | 14 |
| Figura 3 Ubicación posición del bombeo .....                                                         | 17 |
| Figura 4 Balsa de regulación del Canal Júcar-Turia .....                                             | 18 |
| Figura 5 Evolución precios barril de petróleo (Expansión, precio del petróleo OPEP por barril) ..... | 20 |
| Figura 6 Potencia instalada mundial (Energías-renovables.com) .....                                  | 22 |
| Figura 7 Irradiación horizontal Europea del PVGIS .....                                              | 22 |
| Figura 8 Funcionamiento de una célula fotovoltaica (Perez, 2017) .....                               | 24 |
| Figura 9 Disponibilidad agua Pinedo II .....                                                         | 25 |
| Figura 10 Disponibilidad agua Pinedo I .....                                                         | 26 |
| Figura 11 Curva de demanda regantes .....                                                            | 27 |
| Figura 12 Disponibilidad actual .....                                                                | 30 |
| Figura 13 Disponibilidad agua: IA.PIId .....                                                         | 31 |
| Figura 14 Alternativa IA.PDIId+PI .....                                                              | 33 |
| Figura 15 Disponibilidad para Riego Acequia del Oro .....                                            | 33 |
| Figura 16 Disponibilidad constante para impulsión .....                                              | 34 |
| Figura 17 Alternativa futura: IF.PIId+PI .....                                                       | 35 |
| Figura 18 Alternativa futura: IF.PIId+PI .....                                                       | 36 |
| Figura 19 Alternativa futura: IF.PIId+PIv .....                                                      | 37 |
| Figura 20 Inclinación óptima mensual (°) obtenida del PVGIS .....                                    | 40 |
| Figura 21 Irradiancia diaria Enero .....                                                             | 41 |
| Figura 22 Irradiancia diaria Febrero .....                                                           | 41 |
| Figura 23 Irradiancia diaria Marzo.....                                                              | 41 |
| Figura 24 Irradiancia diaria Abril .....                                                             | 42 |
| Figura 25 Irradiancia diaria Mayo.....                                                               | 42 |
| Figura 26 Irradiancia diaria Junio .....                                                             | 42 |
| Figura 27 Irradiancia diaria Julio.....                                                              | 43 |
| Figura 28 Irradiancia diaria Agosto.....                                                             | 43 |
| Figura 29 Irradiancia diaria Septiembre .....                                                        | 43 |
| Figura 30 Irradiancia diaria Octubre.....                                                            | 44 |
| Figura 31 Irradiancia diaria Noviembre .....                                                         | 44 |
| Figura 32 Irradiancia diaria Diciembre .....                                                         | 44 |
| Figura 33 Comparación Irradiancia dependiendo de la inclinación.....                                 | 45 |
| Figura 34 Irradiación diaria mensual .....                                                           | 47 |
| Figura 35 Temperaturas máximas y mínimas diarias .....                                               | 47 |
| Figura 36 Componentes de una instalación solar fotovoltaica (Pérez, 2017) .....                      | 49 |

|                                                                                                            |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 37 Características Panel Solar (TPL SOLAR, 2018) .....                                              | 53 |
| Figura 38 Especificaciones Inversor (AEG POWER SOLUTIONS, 2018) .....                                      | 55 |
| Figura 39 Precio por componentes de una instalación solar fotovoltaica (The Quartz Corp, 2016) .....       | 56 |
| Figura 40 Evolución precios baterías de ion-litio (Curry, 2017) .....                                      | 59 |
| Figura 41 Sistema Distribuido (Hungría, 2016) .....                                                        | 61 |
| Figura 42 Sistema Integrado (Hungría, 2016) .....                                                          | 62 |
| Figura 43 Diseño inicial instalación .....                                                                 | 69 |
| Figura 44 Producción por metro cuadrado método simplificado .....                                          | 71 |
| Figura 45 Potencia horaria Enero .....                                                                     | 72 |
| Figura 46 Potencia horaria Febrero .....                                                                   | 73 |
| Figura 47 Potencia horaria Marzo .....                                                                     | 73 |
| Figura 48 Potencia horaria Abril .....                                                                     | 73 |
| Figura 49 Potencia horaria Mayo .....                                                                      | 74 |
| Figura 50 Potencia horaria Junio .....                                                                     | 74 |
| Figura 51 potencia horaria Julio .....                                                                     | 74 |
| Figura 52 Potencia horaria Agosto .....                                                                    | 75 |
| Figura 53 Potencia horaria Septiembre.....                                                                 | 75 |
| Figura 54 Potencia horaria Octubre .....                                                                   | 75 |
| Figura 55 Potencia horaria Noviembre .....                                                                 | 76 |
| Figura 56 Potencia horaria Diciembre .....                                                                 | 76 |
| Figura 57 Comparación método simplificado y horario.....                                                   | 77 |
| Figura 58 IA.PIID e IA.PIID+PI Enero. Auto consumo, toma y vertido .....                                   | 78 |
| Figura 59 IA.PIID e IA.PIID+PI Febrero. Auto consumo, toma y vertido .....                                 | 79 |
| Figura 60 IA.PIID e IA.PIID+PI Marzo. Auto consumo, toma y vertido .....                                   | 79 |
| Figura 61 IA.PIID e IA.PIID+PI Abril. Auto consumo, toma y vertido .....                                   | 79 |
| Figura 62 IA.PIID Mayo. Auto consumo, toma y vertido .....                                                 | 80 |
| Figura 63 IA.PIID +PI Mayo. Auto consumo, toma y vertido .....                                             | 80 |
| Figura 64 IA.PIID Junio. Auto consumo, toma y vertido .....                                                | 80 |
| Figura 65 IA.PIID +PI Junio. Auto consumo, toma y vertido .....                                            | 81 |
| Figura 66 IA.PIID Julio. Auto consumo, toma y vertido .....                                                | 81 |
| Figura 67 IA.PIID +PI Julio. Auto consumo, toma y vertido .....                                            | 81 |
| Figura 68 IA.PIID Agosto. Auto consumo, toma y vertido .....                                               | 82 |
| Figura 69 IA.PIID +PI Agosto. Auto consumo, toma y vertido .....                                           | 82 |
| Figura 70 IA.PIID e IA.PIID+PI Septiembre. Auto consumo, toma y vertido .....                              | 82 |
| Figura 71 IA.PIID e IA.PIID+PI Octubre. Auto consumo, toma y vertido.....                                  | 83 |
| Figura 72 IA.PIID e IA.PIID+PI Noviembre. Auto consumo, toma y vertido .....                               | 83 |
| Figura 73 IA.PIID e IA.PIID+PI Diciembre. Auto consumo, toma y vertido .....                               | 83 |
| Figura 74 Variación precio de compra de la energía a lo largo del día. (Red eléctrica española, 2018)..... | 86 |

|                                                                                      |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 75 Alt.x1 IA.PIId Flujo de caja .....                                         | 95  |
| Figura 76 Alt.x1 IA.PIId+PI Flujo de caja .....                                      | 95  |
| Figura 77 Alt.x3 IA.PIId Energía comprada, auto consumida y vertida mensual .        | 97  |
| Figura 78 Alt.x3 IA.PIId+PI Energía comprada, auto consumida y vertida mensual ..... | 98  |
| Figura 79 Alt.x3 IA.PIId Flujo de caja .....                                         | 99  |
| Figura 80 Alt.x3 IA.PIId+PI Flujo de caja .....                                      | 100 |
| Figura 81 Disponibilidad coincidiendo con la demanda .....                           | 101 |
| Figura 82 Disponibilidad total Pinedo II .....                                       | 102 |
| Figura 83 Disponibilidad constante .....                                             | 102 |
| Figura 84 Demanda elegida .....                                                      | 103 |
| Figura 85 Alt.x1.5 Compra, autoconsumo y vertido mensual .....                       | 104 |
| Figura 86 Alt.x1.5 Flujo de caja.....                                                | 105 |
| Figura 87 Alt.x2 Compra, autoconsumo y vertido mensual.....                          | 106 |
| Figura 88 Alt.x2 Flujo de caja.....                                                  | 107 |
| Figura 89 Alt.x2.5 Compra, autoconsumo y vertido mensual.....                        | 108 |
| Figura 90 Alt.x2.5 Flujo de caja.....                                                | 109 |
| Figura 91 Alt.x1.75 Compra, autoconsumo y vertido mensual.....                       | 110 |
| Figura 92 Alt.x1.75 Flujo de caja.....                                               | 111 |
| Figura 93 Alt.x1.25 Compra, autoconsumo y vertido mensual.....                       | 112 |
| Figura 94 Alt.x1.25 Flujo de caja.....                                               | 113 |
| Figura 95 Tendencia del autoconsumo y del vertido .....                              | 114 |
| Figura 96 Tendencia TIR .....                                                        | 114 |
| Figura 97 Tendencia VAN .....                                                        | 115 |
| Figura 98 Compra, autoconsumo y vertido mensual alternativa desconexión .            | 117 |
| Figura 99 Flujo de caja alternativa desconexión .....                                | 118 |
| Figura 100 Comparativa flujo de caja con baterías de ion-litio y vanidium-flow ..... | 118 |
| Figura 101 Disponibilidad agua EDAR Pinedo .....                                     | 122 |
| Figura 102 Irradiancia diaria mensual .....                                          | 122 |
| Figura 103 Esquema diseño instalación óptima.....                                    | 125 |
| Figura 104 Área necesaria para la instalación solar .....                            | 126 |



## Índice de tablas

|                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1 Indicadores económicos TFM Instalación solar puerto Catarroja (Gil, 2018)..... | 28  |
| Tabla 2 Disponibilidad, caudal y horas diarias funcionando del bombeo. ....            | 32  |
| Tabla 3 Disponibilidad, caudal y horas diarias funcionando del bombeo constante. ....  | 34  |
| Tabla 4 Irradiación mensual datos obtenidos del PVGIS .....                            | 46  |
| Tabla 5 Paneles Solares y sus principales características (ENFsolar 2018) .....        | 52  |
| Tabla 6 Inversores de diferentes potencias de salida (ENFsolar, 2018) .....            | 54  |
| Tabla 7 Diferentes tipo de baterías con sus ventajas y desventajas.....                | 58  |
| Tabla 8 Parámetros máxima tensión (condiciones pésimas) .....                          | 66  |
| Tabla 9 Parámetros para máxima tensión (optimo frío).....                              | 66  |
| Tabla 10 Resultados limitación por tensión en condiciones de calor .....               | 67  |
| Tabla 11 Intensidad máxima cortocircuito inversor.....                                 | 68  |
| Tabla 12 Resultados limitación por máxima intensidad admisible .....                   | 68  |
| Tabla 13 Perdidas eficiencia paneles solares .....                                     | 70  |
| Tabla 14 Producción método simplificado .....                                          | 71  |
| Tabla 15 Comparación método simplificado y horario .....                               | 77  |
| Tabla 16 IA.PIId Autosumo, toma y vertido diario por mes .....                         | 84  |
| Tabla 17 IA.PIId+PI Autoconsumo, toma vertido diario por mes.....                      | 84  |
| Tabla 18 Cargos impuesto autoconsumo €/kWh publicado en el BOE .....                   | 87  |
| Tabla 19 Precio mensual bombeo IA.PIId.....                                            | 91  |
| Tabla 20 Precio mensual bombeo IA.PIId+PI.....                                         | 91  |
| Tabla 21 Alt.x1 IA.PIId Ingresos y gastos mensuales.....                               | 94  |
| Tabla 22 Alt.x1 IA.PIId+PI Ingresos y gastos mensuales.....                            | 94  |
| Tabla 23 Alt.x1 IA.PIId Indicadores económicos .....                                   | 95  |
| Tabla 24 Alt.x1 IA.PIId+PI Indicadores económicos .....                                | 96  |
| Tabla 25 Alt.x3 IA.PIId Energía comprada, auto consumida y vertida mensual ..          | 96  |
| Tabla 26 Alt.x3 IA.PIId+PI Energía comprada, auto consumida y vertida mensual .....    | 97  |
| Tabla 27 Alt.x3 IA.PIId Ingresos y gastos mensuales.....                               | 98  |
| Tabla 28 Alt.x3 IA.PIId+PI Ingresos y gastos mensuales.....                            | 99  |
| Tabla 29 Alt.x3 IA.PIId Indicadores económicos .....                                   | 100 |
| Tabla 30 Alt.x3 IA.PIId+PI Indicadores económicos .....                                | 100 |
| Tabla 31 Alt.x1.5 Compra, autoconsumo y vertido anual.....                             | 105 |
| Tabla 32 Alt.x1.5 Indicadores económicos.....                                          | 105 |
| Tabla 33 Alt.x2 Compra, autoconsumo y vertido anual.....                               | 106 |
| Tabla 34 Alt.x2 Indicadores económicos.....                                            | 107 |
| Tabla 35 Alt.x2.5 Compra, autoconsumo y vertido anual.....                             | 108 |

|                                                                            |     |
|----------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 36 Alt.x2.5 Indicadores económicos.....                              | 109 |
| Tabla 37 Alt.x1.75 Compra, autoconsumo y vertido anual.....                | 110 |
| Tabla 38 Alt.x1.75 Indicadores económicos.....                             | 111 |
| Tabla 39 Alt.x1.25 Compra, autoconsumo y vertido anual.....                | 112 |
| Tabla 40 Alt.x1.25 Indicadores económicos.....                             | 113 |
| Tabla 41 Indicadores económicos óptimos.....                               | 115 |
| Tabla 42 Compra, autoconsumo y vertido mensual alternativa desconexión ..  | 117 |
| Tabla 43 Compra, autoconsumo y vertido anual alternativa desconexión ..... | 117 |
| Tabla 44 Indicadores económicos alternativa desconexión .....              | 118 |
| Tabla 45 Indicadores económicos solución óptima .....                      | 124 |
| Tabla 46 Compra, autoconsumo y vertido alternativa óptima .....            | 124 |
| Tabla 47 Disponibilidad elegida.....                                       | 125 |

# 1. Introducción

El objetivo de este estudio es aprovechar el máximo de agua posible de la EDAR de Pinedo mediante una instalación solar fotovoltaica teniendo en cuenta la infraestructura existente.

Este nuevo bombeo estará ubicado en Picassent (Valencia) y surge a raíz de la modificación de un proyecto ya existente de la Confederación Hidrográfica del Júcar, el cual nunca se llegó a poner en funcionamiento, entre otros motivos, por sus elevados costes de operación.

En la actualidad el uso de energías limpias y renovables está en auge, el precio de las tecnologías se ha reducido y su implantación a aumentado, mientras que por otro lado los precios de los recursos fósiles crecen paulatinamente año a año, haciendo que la factura eléctrica aumente de igual manera.

Otro de los retos ambientales a los que se enfrenta la humanidad es la desertización de muchas áreas del planeta, en este caso en España, haciendo del agua un recurso escaso y valioso. Muchas EDAR costeras vierten el agua tratada al mar, pudiéndose reaprovechar esta agua para el riego u otros usos.

El propósito de la modificación del proyecto es el de aprovechar el máximo de agua tratada en la EDAR de Pinedo para proporcionar agua a las diversas comunidades de regantes del Canal Júcar-Turia el cual tiene una longitud total de 60Km., atravesando un total de 14 términos municipales y con capacidad para transportar hasta 30m<sup>3</sup>/s. Este canal da suministro de agua para el abastecimiento de Valencia y su área metropolitana y da suministro de agua para riegos a un total de 25.000 hectáreas, repartidas entre 20 comunidades de regantes con más de 35.000 usuarios.

El plan inicial contemplaba reutilizar 24,7 hm<sup>3</sup>-año de agua tratada en la EDAR de Pinedo para el riego de estas comunidades de regantes, lo que suponía aprovechar la infraestructura en un 36,6%, en el estudio se verá si se puede aumentar el aprovechamiento sin que los costes de explotación se resientan. Para ello se hará uso de una instalación solar fotovoltaica. Se propone utilizar este tipo de energía renovable por su versatilidad, siendo válida para pequeñas instalaciones domésticas como para grandes instalaciones industriales.

La nueva impulsión sin hacer uso de una instalación fotovoltaica supondrá un coste de explotación anual entre 623.024€ o 757.346€, con este estudio se

buscará el reducir este coste anual optimizando una instalación de energía solar fotovoltaica mediante la propuesta de distintas alternativas en el tamaño de la instalación, así como ajustando la disponibilidad de agua para aprovechar al máximo la infraestructura.

A fin de poder comparar alternativas se obtendrá el coste de instalación por Vatio de la instalación solar, para ello se hará un estudio de mercado, donde se obtendrán los precios de los diferentes componentes de la instalación, para así poder comparar los diferentes tamaños de instalación propuestos en términos monetarios.

También se estudiará si es viable económicamente desconectar la instalación de la red, es decir se estudiará el mercado actual de las baterías para discernir si estas resultan óptimas para almacenar la energía producida en exceso por el día para aprovecharla en las horas nocturnas.

A raíz de este estudio se comprobará la viabilidad de la estación fotovoltaica y si esta reduciría el coste económico del funcionamiento del bombeo buscando el aprovechar el máximo el agua tratada en la EDAR de Pinedo adaptando la disponibilidad a la infraestructura existente y pensando en una futura ampliación de esta.

## 1.1. Infraestructura existente

Como se ha comentado en la introducción, el estudio parte una modificación del proyecto de reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo, desarrollado por AcuaMed para la Confederación Hidrográfica del Júcar e incluido en el Plan Hidrológico en la “Actuación 3.2.c Ordenación y Terminación de la reutilización de Aguas Residuales de la Planta de Pinedo”. Es un proyecto ya realizado que data del 2010, en el cual se pretendía reutilizar el efluente de la planta depuradora de Pinedo para el riego de cultivos agrícolas y aportar agua adicional a la Albufera de Valencia. Para ello se construyó un primer tramo que conectaba la planta de Pinedo con el puerto de Catarroja, este tramo tiene una capacidad de 4 m<sup>3</sup>/s. Desde el puerto de Catarroja parte una segunda conducción de agua que conecta Catarroja con Benifaió la cual desemboca en la Acequia Real del Júcar-Turía, esta segunda conducción tiene una capacidad de 1.5 m<sup>3</sup>. El proyecto se lo adjudicó FCC Construcción S.A. y tuvo un coste final de 60.69M€. (CHJ, 2010)



Figura 1 Proyecto de reutilización de aguas residuales de la planta de Pinedo (CHJ)

## 1.2. Modificación del trazado del proyecto

Sobre el proyecto se ha propuesto una alternativa al trazado de la conducción Catarroja- Benifaió, este nuevo trazado pretende conectar la conducción Catarroja – Benifaió con la Acequia Real del Júcar a la altura de Picassent y no en Benifaió como está ahora, esto reduciría a la mitad este tramo de la conducción.

Desde el nuevo punto de conexión en Picassent se pretende conectar la Acequia Real del Júcar con el Canal del Transvase Júcar-Turia en un punto donde ya existe un tanque de regulación. Esta nueva conducción es la que requiere de una nueva impulsión de agua la cual es objeto de este estudio y se pretende abastecer de energía con una instalación fotovoltaica.



Figura 2 Alternativa al trazado inicial

El bombeo tiene que dar energía suficiente para salvar una distancia de 4.7 KM entre el punto inicial en la Acequia Real del Júcar y su punto final en el Canal del transvase Júcar-Turía. El desnivel a superar entre ambos puntos es de 40 metros y a lo largo de esta conducción se tienen 4 metros de pérdidas.





## 2. Localización

A la vista de lo comentado anteriormente, la localización del bombeo solamente puede estar en el paso de la Acequia Real del Júcar por Picassent. El punto de conexión final pasa cerca de un polígono industrial, el cual se muestra en la siguiente figura:

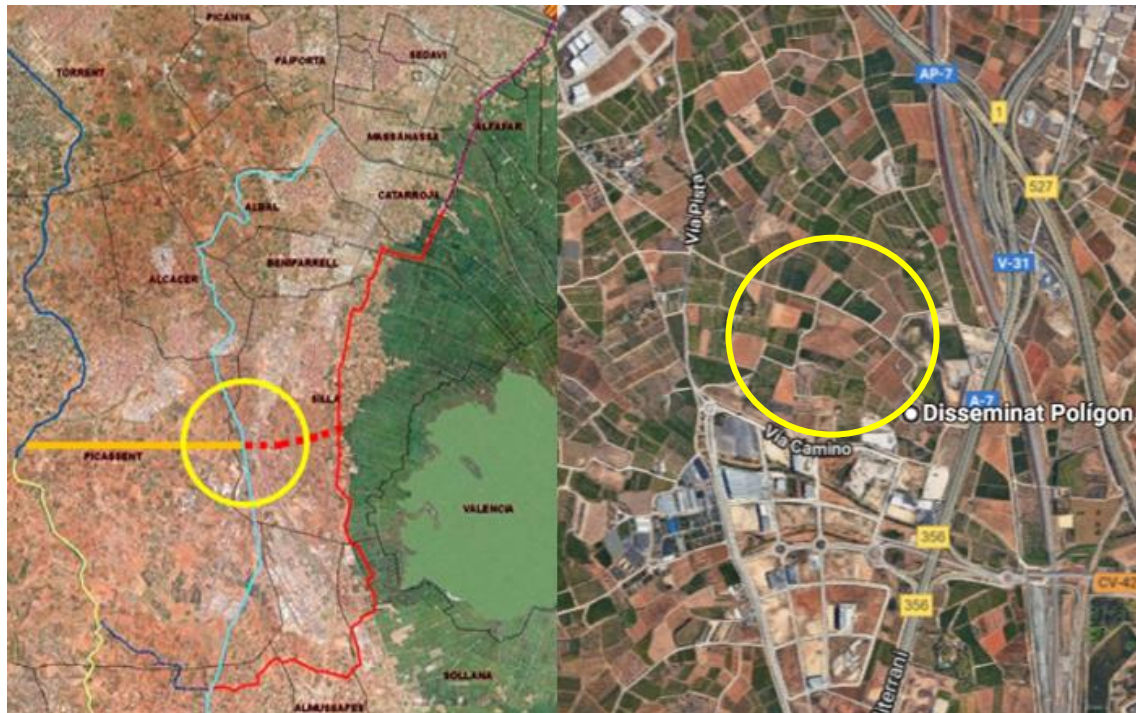


Figura 3 Ubicación posición del bombeo

Las coordenadas GMS, en grados minutos y segundos, de este punto son las siguientes: N39°20'22.157" O 0° 26' 3,947"

Es por ello por lo que se decide ubicar la impulsión en el terreno no urbanizable al lado del polígono industrial. El uso del suelo en terreno no urbanizable es compatible para la infraestructura propuesta y el precio de este terreno es bastante inferior al del urbanizable del polígono industrial: precio suelo no urbanizable huerta 12€/m<sup>2</sup> (dato recogido en los apuntes de la asignatura *Urbanismo y Ordenación del Territorio* y correspondientes al año 2002). mientras que el precio suelo urbanizable industrial en el polígono de La Coma de Picassent está sobre los 100€/m<sup>2</sup> (Miralles, 2016) (Idealista, 2018)

Adicionalmente en este punto, al no haberse urbanizado, no hay limitaciones físicas de espacio, por lo que no hay construcciones cercanas que puedan obstaculizar la luz solar en algunos momentos del día.

El punto de conexión de la nueva canalización estará en las coordenadas N39°18'43,704"; O 0° 28' 8,544", ya que en dicho punto existe una balsa de regulación tal y como se muestra la siguiente figura:



**Figura 4 Balsa de regulación del Canal Júcar-Turia**

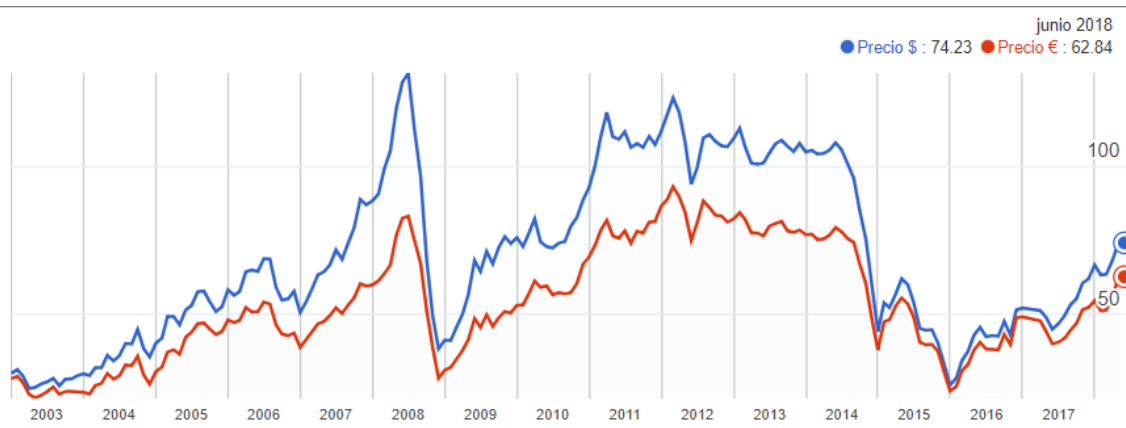
## 3. Antecedentes

### 3.1. Visión estratégica global

El uso de energías renovables siempre está de actualidad, ya desde 1997 en el famoso protocolo de Kioto se habla de reducir la emisión de gases de efecto invernadero, es decir promover el uso de energías renovables. Aunque en la Unión Europea o Norte América el consumo se ha estabilizado, en países en vías de desarrollo como China o India el consumo está creciendo a una media de un 2% y para poder suplir esta demanda se está haciendo un consumo excesivo de materiales fósiles.

Durante los últimos años se ha es extraño no leído o escuchado algo sobre el llamado mix energético, el cual es la combinación de las diferentes fuentes de energía que cubren el suministro eléctrico de un país. El objetivo ideal en España es el no depender de materiales fósiles, como el gas o el petróleo, ya que España es un país que no dispone de reservas de estos y por tanto debe de comprar estos productos en el exterior.

El principal problema de tener que comprar los materiales fósiles en el extranjero, es que estos son compartidos a nivel mundial y como se ha comentado anteriormente la demanda global cada año aumenta, pero los recursos fósiles cada vez son menos, por lo que los precios de estos irán en aumento. Aunque actualmente el precio del petróleo se ha estabilizado, esto es debido al fracking, pero la tendencia de los precios hasta ese momento era al alza y se espera que en algún momento vuelvan a subir los precios, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura:



**Figura 5 Evolución precios barril de petróleo (Expansión, precio del petróleo OPEP por barril)**

Aparte de lo comentado desde el punto de vista global también hay que destacar los principales efectos que produce el vertido de estos gases de efecto invernadero a la atmosfera es el incremento de la temperatura global, reducción de la visibilidad con las famosas nieblas producidas por estos gases y la acidificación del medio ambiente, ya que estos gases impregnan la tierra en forma de ácidos que afectan a la flora y la fauna local.

Así que tanto medioambientalmente como económicamente no hay razón para no apostar por las energías renovables, el uso de las mismas es beneficioso para nuestra salud, para nuestro clima y para nuestra economía.

Por otro lado la escasez de agua en España de la que tanto se oye hablar en los últimos años, con campañas para un uso responsable, transvases de ríos y restricciones de uso son fruto de una sequía debida al calentamiento global, a la acelerada industrialización de las economías durante el siglo XX, al desmedido crecimiento poblacional, a la expansión no planificada de las ciudades, a la percepción errónea de que el agua es un recurso infinito, por lo tanto sin precio, y a la ineficacia en el suministro y en la asignación del agua entre los usuarios.

El agua es un recurso natural escaso, indispensable para la vida y para el ejercicio de la mayoría de las actividades económicas; irremplazable, no ampliable por la mera voluntad del hombre, irregular en su forma de presentarse en el tiempo y en el espacio, fácilmente vulnerable y susceptible de usos sucesivos. Asimismo, el agua constituye un recurso unitario, que se renueva a través del ciclo hidrológico y que conserva, a efectos prácticos, una magnitud casi constante dentro de cada una de las cuencas hidrográficas (Ley de Aguas, 1985).



## 3.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar como fuente de generación de energía está dentro del llamado grupos de las energías renovables, ya que el Sol es una fuente inagotable y gratuita. De hecho, la cantidad de energía que incide diariamente en el planeta es tres a cien veces la demanda mundial. Esta energía es un recurso universal y por ello las grandes potencias económicas mundiales están apostando por instalar mucha potencia, mientras que, en los últimos años, en España su instalación se ha paralizado por el llamado impuesto al Sol. En las siguientes figuras se puede observar la potencia instalada que tiene cada país así como la cantidad de irradiación horizontal solar que reciben los países Europeos.

|    |                                                                                     |           |         |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|---------|
| 1  |    | China     | 78,1 GW |
| 2  |    | Japan     | 42,8 GW |
| 3  |    | Germany   | 41,2 GW |
| 4  |    | USA       | 40,3 GW |
| 5  |    | Italy     | 19,3 GW |
| 6  |    | UK        | 11,6 GW |
| 7  |   | India     | 9 GW    |
| 8  |  | France    | 7,1 GW  |
| 9  |  | Australia | 5,9 GW  |
| 10 |  | Spain     | 5,5 GW  |

Figura 6 Potencia instalada mundial (Energías-renovables.com)

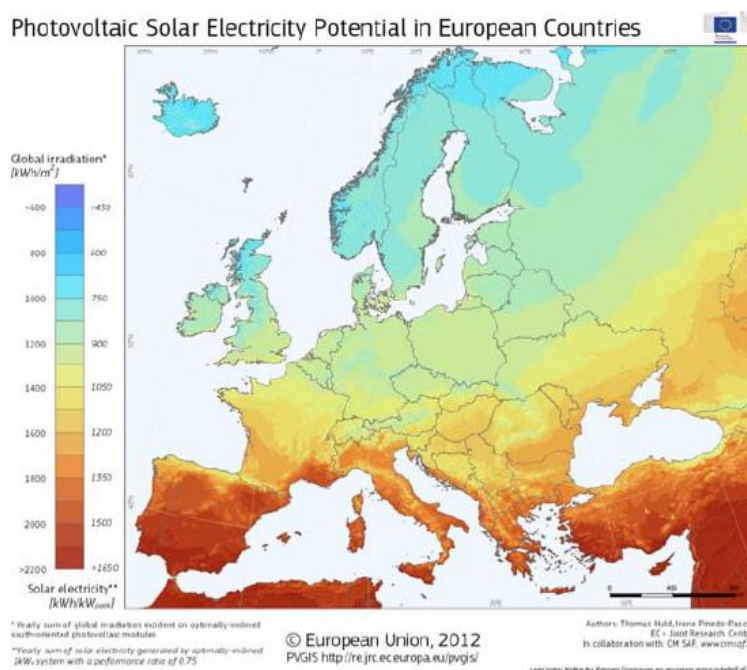


Figura 7 Irradiación horizontal Europea del PVGIS

La irradiación es la energía que alcanza en un día en kWh/m<sup>2</sup>/día. La producción anual depende de la distribución de las horas de Sol durante el año y de la irradiancia en esas horas. La irradiancia (potencia) sobre una superficie depende de los siguientes factores: el ángulo desde el que inciden los rayos solares y la orientación de la superficie sobre la que inciden estos rayos, así como la cantidad de nubes, es decir las condiciones meteorológicas. Por ello la irradiación diaria global es la suma de la radiación directa, la radiación difusa (es decir la que es dispersada por la atmosfera y las nubes) y la radiación reflejada o de albedo (que es la reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor, esta suele ser despreciable o está integrada en la difusa). Para aclarar un poco los conceptos de irradiancia e irradiación, la Irradiancia equivale a potencia, es decir la energía que llega en cada instante de tiempo mientras que la Irradiación es energía o lo que viene a ser la cantidad total de energía que llega en una cantidad de tiempo determinada.

Si se comparan las dos figuras anteriores, resulta extraño que países como Alemania que reciben menos irradiación solar tengan instalada casi 10 veces más potencia que España. Quedando a la vista que se está desaprovechando un recurso muy valioso a la hora de producir energía.

Una de las peculiaridades de la energía solar fotovoltaica es su versatilidad, ya que puede dar servicio desde a una calculadora, como a un particular para su vivienda o incluso dar energía a una industria. Es decir, abarca un gran rango que permite cubrir desde pequeñas necesidades energéticas hasta grandes. Otra particularidad es que puede cubrir las necesidades energéticas en lugares donde no existe la posibilidad de conectarse a la red eléctrica.

La transformación de la irradiación solar en energía eléctrica se lleva a cabo mediante las células fotovoltaicas. Estas células están compuestas de un material que presenta efecto fotoeléctrico, es decir, absorben fotones de luz y emiten electrones. Los Fotones de la luz solar inciden en la célula solar (un semiconductor, Sílice –Si-). Dentro de la célula el fotón golpea a un electrón (le entrega la energía) sacándolo de su órbita. Se genera un electrón libre (carga negativa) y un hueco libre “hole” (carga positiva).

Dentro del semiconductor (Si) hay formado previamente un campo eléctrico direccional. De esta forma: el electrón libre viaja en un sentido y el hueco viaja en el otro, (el hueco no viaja, se produce un desplazamiento de electrones en cadena para rellenar el hueco, lo que equivale a que viaje el hueco). Preparación del campo eléctrico en la célula solar: Diodo, “Unión pn” y Dopaje. La acumulación de electrones en un lado genera una diferencia de potencial y por tanto una corriente eléctrica.

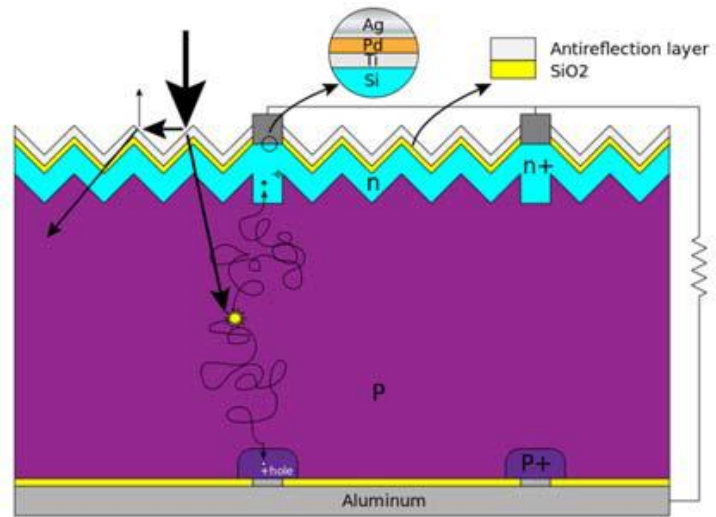
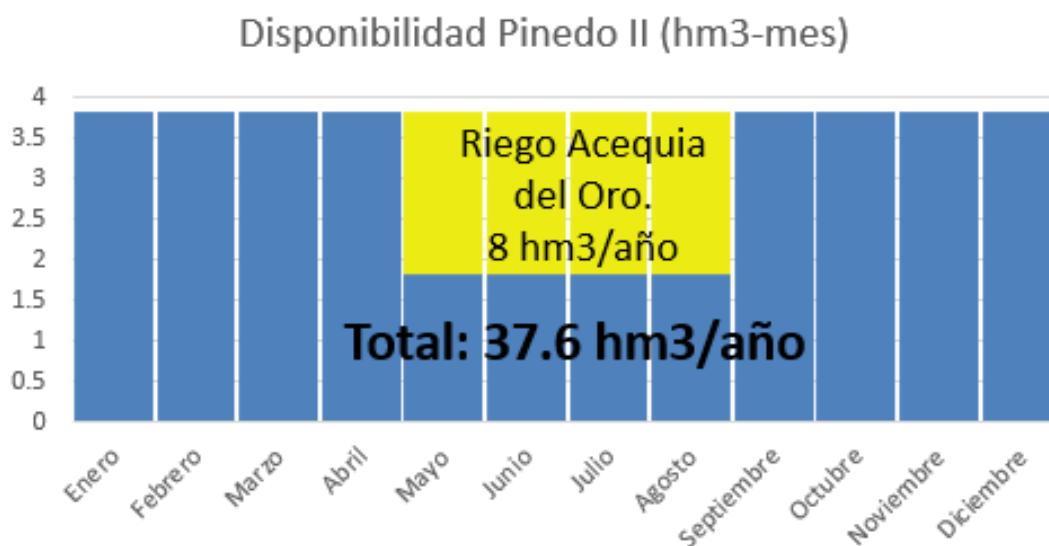


Figura 8 Funcionamiento de una célula fotovoltaica (Perez, 2017)



### 3.3. Disponibilidad agua EDAR Pinedo

Tal y como se ha comentado en la introducción toda la conducción parte del agua tratada en la Estación Depuradora de Aguas Residuales de Pinedo (EDAR Pinedo), la cual está compuesta por Pinedo I y Pinedo II. La infraestructura existente vista anteriormente correspondiente al proyecto de AcuaMed para la Confederación Hidrográfica del Júcar está diseñada para aprovechar el agua tratada en la planta Pinedo II. Esta disponibilidad se ve reducida en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto, ya que se utiliza parte del agua para el riego de los campos de arroz de la Acequia del Oro. Por ello la disponibilidad de agua actual, es decir la de Pinedo II es de 37,6 hm<sup>3</sup> año para la impulsión y 8 hm<sup>3</sup>-año para la acequia del Oro, quedando representada en la siguiente figura:



**Figura 9 Disponibilidad agua Pinedo II**

El desvío de agua para el riego de la Acequia del Oro se produce en el punto del Puerto de Catarroja y hasta ese punto la conducción existente tiene una capacidad de 3 m<sup>3</sup>/s mientras que desde el puerto de Catarroja la conducción solamente tiene una capacidad de 1.5 m<sup>3</sup>/s.

Por otro lado, el agua tratada en Pinedo I, actualmente es vertida al mar, siendo tratados cada día 3.5 hm<sup>3</sup> de agua. Esta disponibilidad queda reflejada en la siguiente figura:

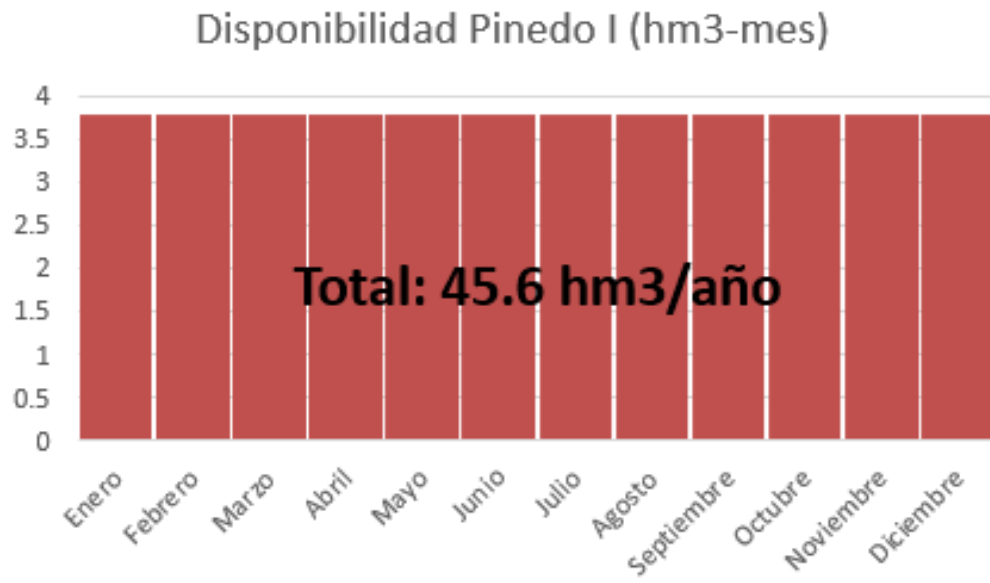


Figura 10 Disponibilidad agua Pinedo I

### 3.4. Instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja

Actualmente ya existe un estudio sobre la integración de una instalación solar fotovoltaica en este sistema. Alberto Gil Tomas en su Trabajo Final de Master realizó uno para la infraestructura actual existente, con el fin de reducir los gastos de explotación en: *Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia)*.

En este estudio parte de la curva de demanda de los regantes de la zona, incluyendo la acequia del oro, 24,92hm<sup>3</sup>-año, con un caudal máximo de 1.5 m<sup>3</sup>/s, precisando de un bombeo de 640 kW de potencia instalada. El coste de funcionamiento de esta impulsión era de 517.300€-año. Con la instalación se pretendía reducir el coste de explotación anual, el mismo caso estudiado en el presente documento.

Para la realización de dicho estudio se partía de la misma metodología de trabajo, pero en el caso de ese estudio no se podía modificar la disponibilidad de agua, por lo que la única variable la cual se podía modificar era el tamaño de la instalación solar.

Al final, después de hacerle un análisis de sensibilidad se concluye que serían necesarios unos 3340 módulos conectados a un solo inversor de potencia igual a la instalada, con lo que se reduciría el coste de explotación del bombeo a la mitad. (Gil, 2018)

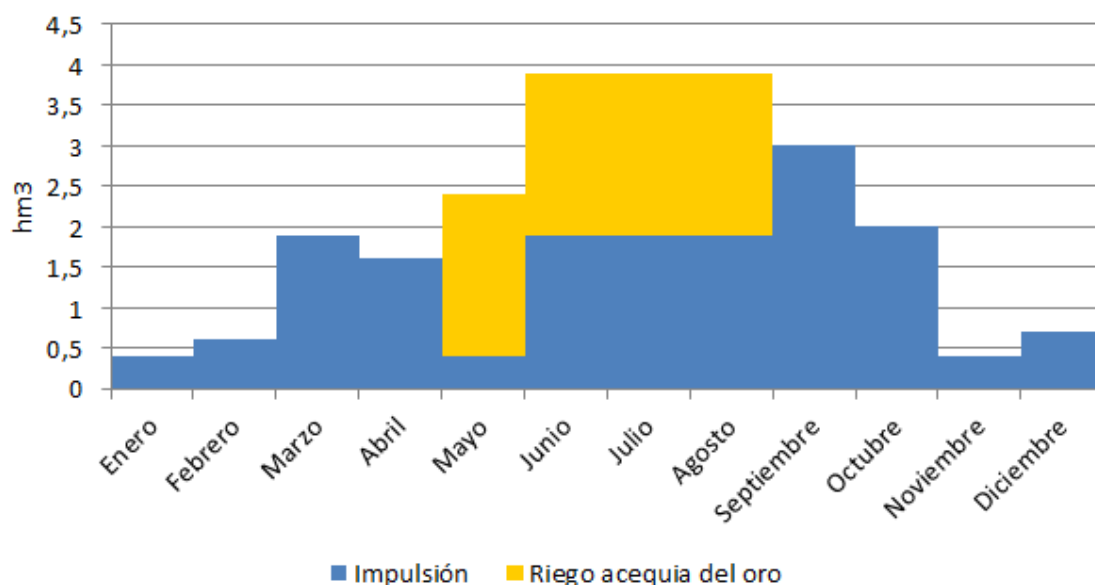


Figura 11 Curva de demanda regantes

|                                                     |        |
|-----------------------------------------------------|--------|
| <b>VAN</b>                                          | 1.85M€ |
| <b>TIR</b>                                          | 15.4%  |
| <b>Periodo<br/>recuperación<br/>de la inversión</b> | 4 años |

**Tabla 1 Indicadores económicos TFM Instalación solar puerto Catarroja (Gil, 2018)**

Con este precedente ya se sabe que este tipo de instalaciones solares resultan viables, pero este proyecto seguía sin hacer uso del máximo de agua tratada en Pinedo, y solamente se usaba la totalidad de la infraestructura existente durante 3 meses al año. Por lo que la mayoría del año se tendría una infraestructura sobredimensionada. Por ello en este estudio se propondrá hacer un uso más eficiente de la infraestructura, así como aprovechar al máximo los recursos hídricos disponibles.

## 4. Metodología

A continuación, se expondrá la metodología aplicada para la realización de este estudio. Esta metodología ha sido extraída de diversos estudios de India, país que está apostando fuerte por la instalación de energía fotovoltaica. Se parte de dos variables, la radiación solar y la demanda de agua. La primera, la radiación es la del punto donde se situará la instalación, mientras que la segunda en este proyecto se puede modificar hasta cierto punto. Como se ha visto en el apartado de antecedentes, actualmente no se está empleando el agua tratada en Pinedo I, así que se propondrá utilizar esta agua, por lo que se estudiarán diferentes alternativas en la disponibilidad de agua para que esta se adapte mejor, tanto para la demanda para riego, al aprovechamiento de la infraestructura y la producción de energía. Esta demanda podrá amoldarse durante las horas del día para ajustarse a las máximas horas de producción de energía.

Con el estudio de la radiación solar se obtendrá la producción diaria y anual de energía mediante el uso de paneles fotovoltaicos. Esta producción se obtendrá por metro cuadrado ya que a raíz de la demanda ajustada comentada anteriormente se obtendrá el tamaño de la instalación. El tamaño final se elegirá comparando distintas alternativas, ya que la inversión inicial cambiará dependiendo de la misma, así como la cantidad de energía para autoabastecer la instalación. El tamaño máximo de la instalación será la necesaria para autoabastecerse, para esta opción como se verá más adelante será necesario el uso de baterías. La alternativa desde la que se empezará a trabajar será con la instalación mínima, es decir que la potencia máxima instalada sea igual a la requerida para alimentar el bombeo. Con las diferentes alternativas propuestas se verá cuanta energía se producirá para el autoconsumo, cuanta habrá que comprar a la red y si fuera el caso cuanta se vertería a la red como energía sobrante.

Con estos datos y haciendo un estudio a los precios de mercado, se obtendrían distintos indicadores económicos como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Periodo de recuperación de la inversión. Estos indicadores ayudarán a la hora de determinar qué tamaño de instalación es la idónea para abastecer el bombeo. (Shiva, Sudhakar, 2015) (Sharma, Chandel, 2012) (Pérez, 2017)

## 4.1. Alternativas de Demandas

Como se ha visto, actualmente el agua de Pinedo I es vertida al mar, con el fin de aprovechar al máximo la nueva inversión, se propone aprovechar el agua de Pinedo I para estudiar distintas alternativas en la disponibilidad de agua. Por ello se proponen un total de 5 alternativas, las dos primeras serán sin necesidad de ampliar la infraestructura existente y las otras 3 ampliando la capacidad de la infraestructura existente para poder canalizar más agua.

### 4.1.1. Disponibilidad actual

La primera de las disponibilidades posibles es la actual, denominada IA.Act, esta consiste en disponer únicamente del agua demandada. Por ello se dispondría únicamente de 16.7 hm<sup>3</sup> de agua al año sin contar los 8hm<sup>3</sup> de agua para el riego de la acequia del oro:

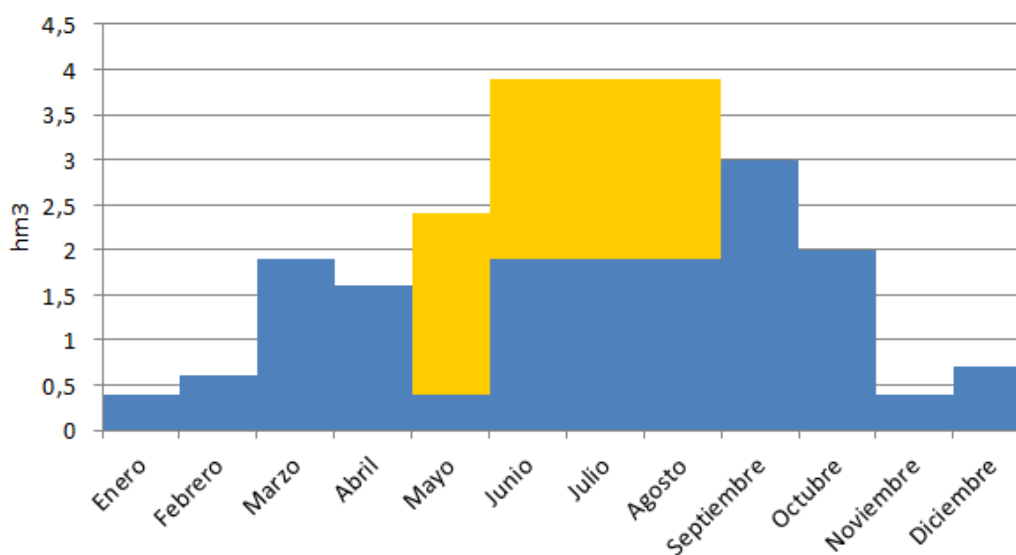


Figura 12 Disponibilidad actual

Esta disponibilidad queda descartada para el estudio, ya que solamente se consigue un 36.6% de aprovechamiento de la infraestructura y los recursos hídricos. Esta alternativa se comenta para ver como en las siguientes se buscará un mayor aprovechamiento.

#### 4.1.2. Disponibilidad Pinedo II

La segunda de las alternativas, la cual se denominará IA.PIIId, consiste en aprovechar solamente el agua de Pinedo II, es decir, seguir con la disponibilidad actual. Tal y como se ha explicado anteriormente, en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto, hay una reducción en la disponibilidad del agua por el riego de la Acequia del Oro. Por eso el agua disponible para bombear anualmente es de 37.6 hm<sup>3</sup>-año. quedando reflejada en la siguiente figura:

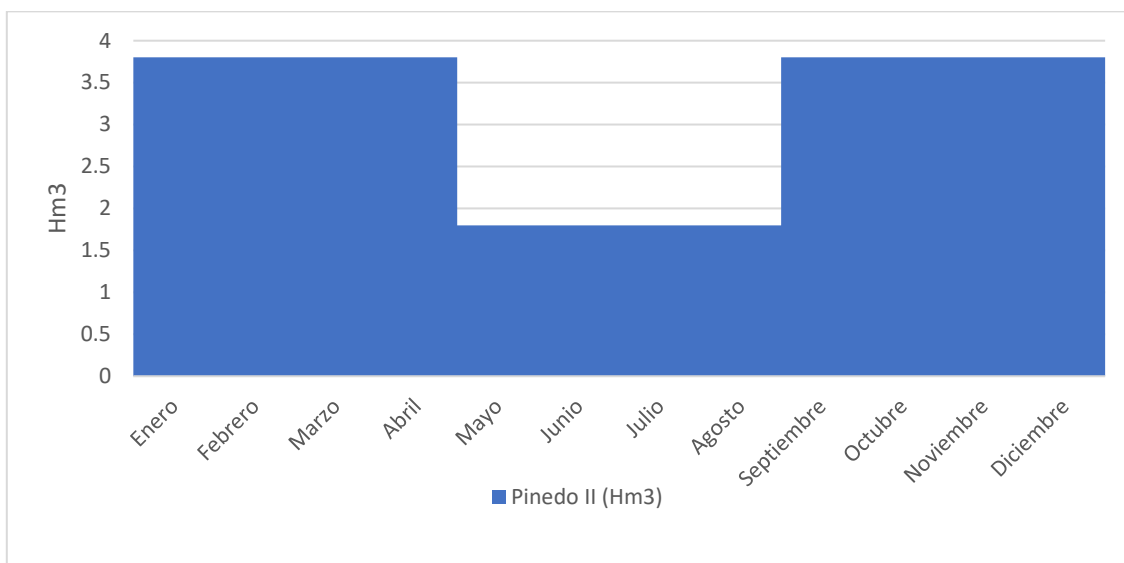


Figura 13 Disponibilidad agua: IA.PIIId

Con la disponibilidad de agua y sabiendo que la conducción hasta el punto de la impulsión tiene una capacidad de 1.5 m<sup>3</sup>/s, lo que quiere decir que habrá que bombear la misma cantidad de agua por segundo, sabiendo que en los meses de verano se puede reducir la cantidad de agua bombeada por segundo al reducirse la disponibilidad, se obtienen las horas que tendrá que bombear al día para suplir la demanda, estas horas diarias quedan reflejadas en la siguiente tabla:

| Mes        | Disponibilidad (Hm3) | m3/s | Horas diarias |
|------------|----------------------|------|---------------|
| Enero      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Febrero    | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Marzo      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Abril      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Mayo       | 1.8                  | 0.7  | 23            |
| Junio      | 1.8                  | 0.7  | 23            |
| Julio      | 1.8                  | 0.7  | 23            |
| Agosto     | 1.8                  | 0.7  | 23.           |
| Septiembre | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Octubre    | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Noviembre  | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Diciembre  | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |

**Tabla 2 Disponibilidad, caudal y horas diarias funcionando del bombeo.**

Con estos datos se puede obtener la potencia necesaria para alimentar el bombeo, la expresión para conocer dicha energía es la siguiente:

$$P(\text{bombeo}) = \frac{9.81 * Q * H_{\text{total}}}{0.85}$$

En la que Q es el caudal diario en m<sup>3</sup>/s y H<sub>total</sub> es el desnivel a superar incluyendo las pérdidas.

Con ello se obtiene que la potencia máxima necesaria para bombear dicho caudal superando un desnivel de 40 metros es de 761.7 kW. La energía diaria cada mes queda representada en la siguiente Figura:

#### 4.1.3. Disponibilidad constante

La tercera de las alternativas, la cual se denominará IA.PIId+PI consiste en mantener la disponibilidad constante, para ello se propone desviar parte del agua de Pinedo I, que actualmente es vertida al mar, durante los meses de riego de la Acequia del Oro para mantener la disponibilidad constante tal y como se muestra en la siguiente figura:



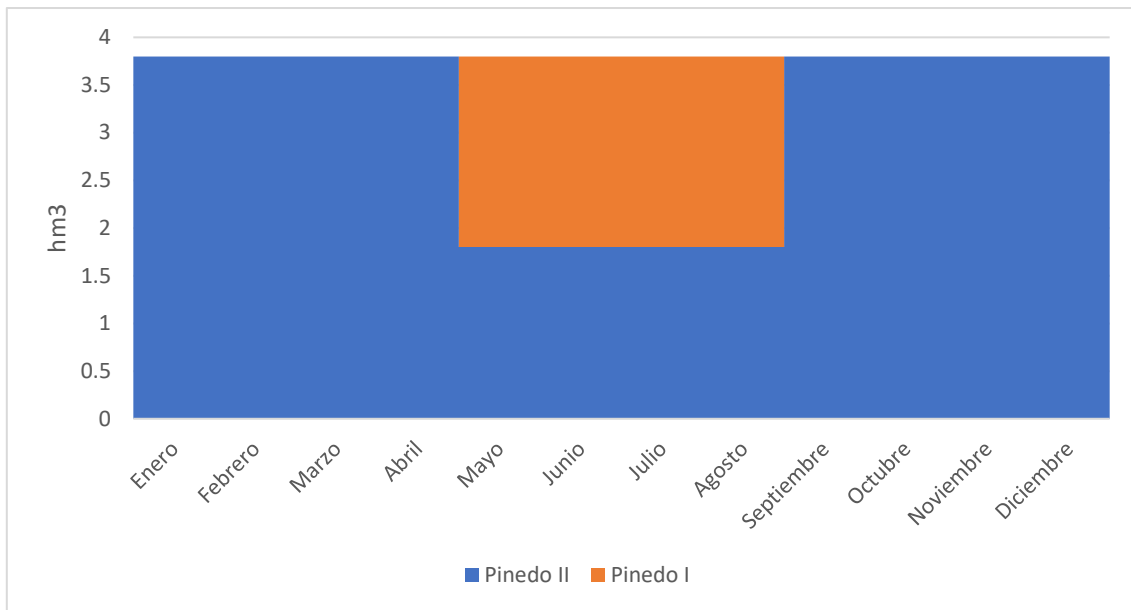


Figura 14 Alternativa IA.PDIId+PI

Actualmente existe otra propuesta para la redistribución del agua de ambas plantas, en la cual el agua para el riego de la Acequia del Oro se tomaría de Pinedo II en los meses que correspondiera, tal y como se ve en la figura 12 mientras que el agua para la nueva infraestructura se tomaría íntegramente de Pinedo I, lo cual queda representado en la figura 13

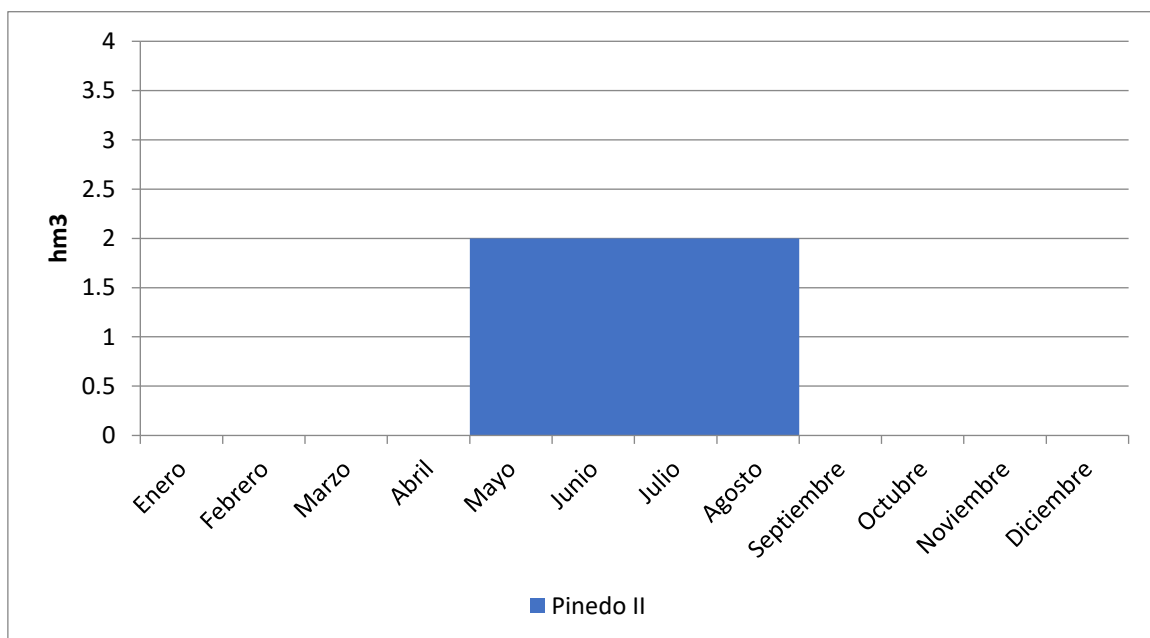
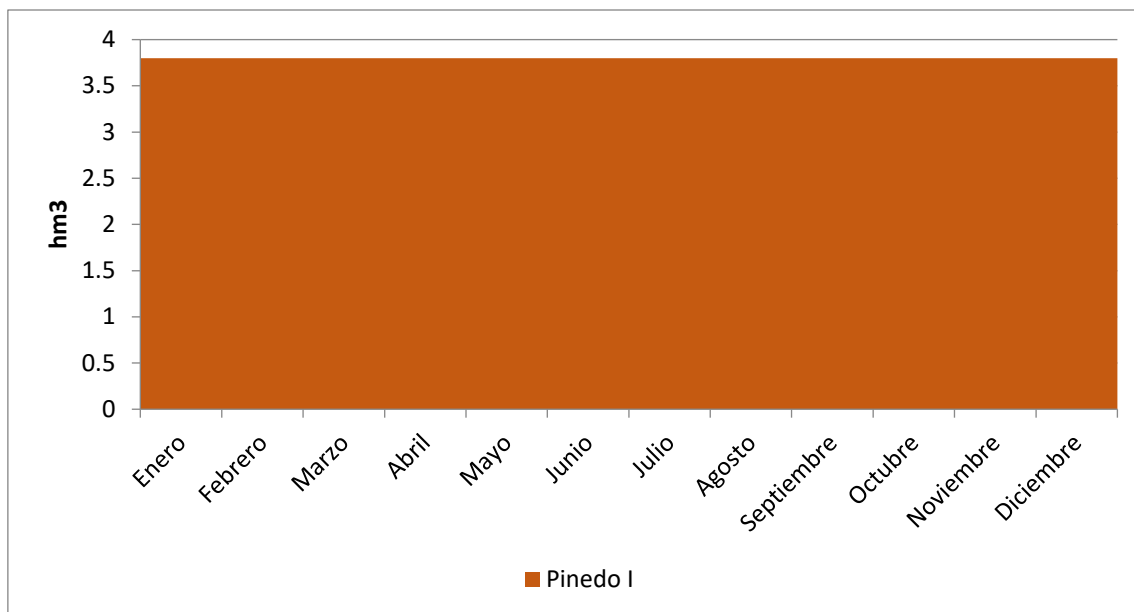


Figura 15 Disponibilidad para Riego Acequia del Oro



**Figura 16 Disponibilidad constante para impulsión**

Esta alternativa es interesante, ya que, en los meses con más horas de Sol, y en consecuencia cuando más energía se podrá obtener del Sol, es cuando menos energía se requiere en la alternativa donde solamente se aprovecha la disponibilidad actual, y no se desaprovecharían las bombas durante los meses de verano. Igual que en el caso anterior, sabiendo que el caudal y la disponibilidad se obtienen las horas diarias que tendría que estar la impulsión funcionando:

| Mes        | Disponibilidad (Hm3) | m3/s | Horas diarias |
|------------|----------------------|------|---------------|
| Enero      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Febrero    | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Marzo      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Abril      | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Mayo       | 1.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Junio      | 1.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Julio      | 1.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Agosto     | 1.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Septiembre | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Octubre    | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Noviembre  | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |
| Diciembre  | 3.8                  | 1.5  | 22.7          |

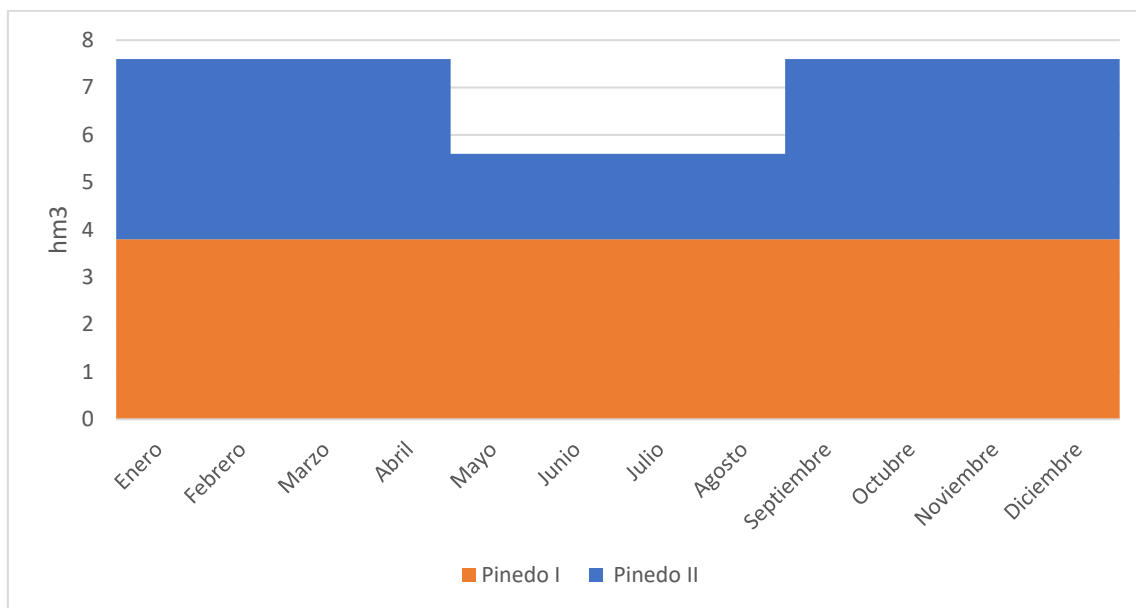
**Tabla 3 Disponibilidad, caudal y horas diarias funcionando del bombeo constante.**

Al igual que en el caso anterior se obtiene la potencia necesaria para alimentar el bombeo, que es de 761.718 kW como en la alternativa anterior. Como se ve en esta alternativa no se tendría parte de la potencia de las bombas desaprovechada durante unos meses del año, siendo los meses donde no se aprovechan en los cuales mas demanda de agua hay y más energía se puede obtener directamente del Sol.

#### 4.1.4. Disponibilidad total

Una vez vistas las tres alternativas posibles con la infraestructura existente, se pasará a proponer diferentes alternativas para las cuales habría que modificar la infraestructura existente para poder conducir un caudal mayor.

La primera de estas alternativas de futuro, la cual se denominará IF.PIId+PIId es disponer de toda el agua tratada en la EDAR de Pinedo, no verter nada de agua al mar. Esta disponibilidad queda representada en la siguiente figura:



**Figura 17 Alternativa futura: IF.PIId+PIId**

Como en las alternativas anteriores, mediante la expresión descrita anteriormente se obtiene la potencia máxima que requeriría el bombeo para funcionar, en este caso la potencia máxima es de 1523.4 kW. Esta alternativa sería como la primera de las comentadas, por lo que sus ventajas y desventajas serían las mismas, solamente que en este caso habría que ampliar la infraestructura existente hasta doblarle la capacidad.

#### 4.1.5. Disponibilidad máxima constante

Otra de las alternativas de futuro planteadas, la cual se denominará IF.PIId+PI, consiste en mantener la máxima disponibilidad constante a lo largo del año. La disponibilidad máxima en este caso viene marcada con la disponibilidad máxima disponible en los meses de verano de la alternativa Disponibilidad Tota. Así pues, se trata de mantener todo el año esta disponibilidad, siendo el sobrante de agua vertida al mar. La disponibilidad queda representada en la siguiente figura:

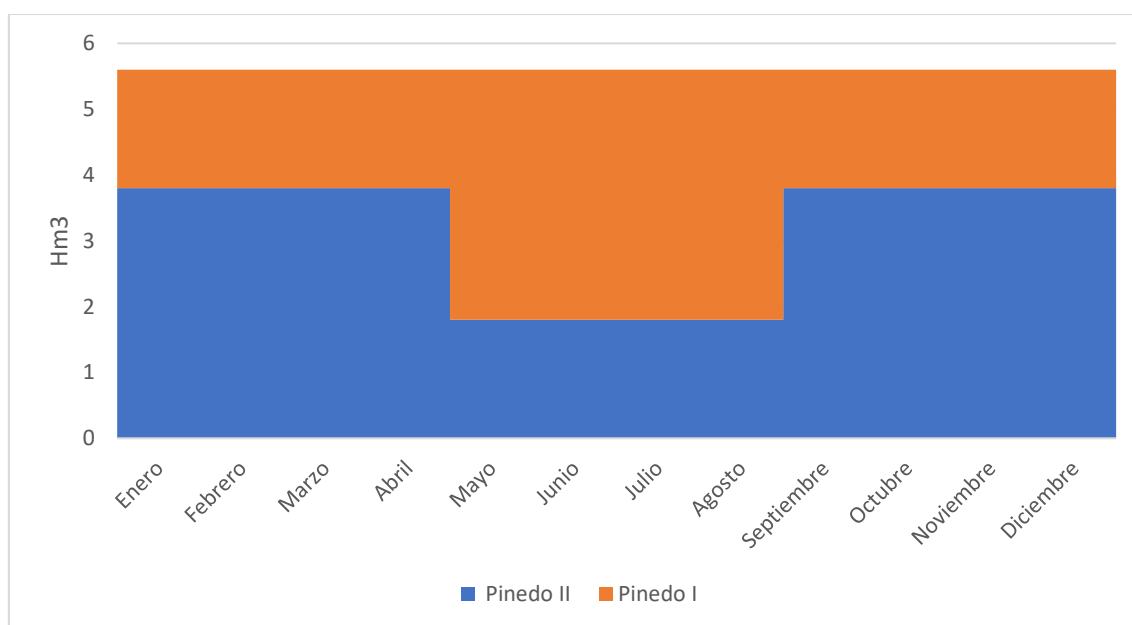
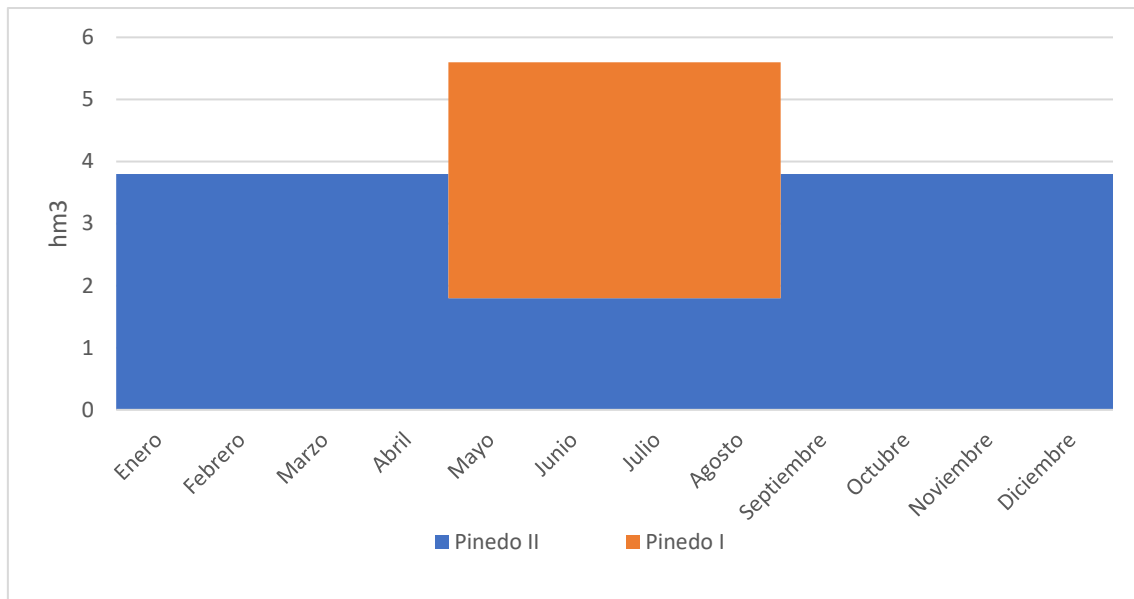


Figura 18 Alternativa futura: IF.PIId+PI

La potencia máxima que requerirá el bombeo para esta disponibilidad es de 1117.2 kW. Y sería análoga a la Alternativa disponibilidad constante, pero como en el caso anterior habría que aumentar la capacidad de la infraestructura existente.

#### 4.1.6. Disponibilidad total en verano

La última de las disponibilidades propuestas, denominada IF.PIId+PIv, consiste en canalizar todo el agua posible tanto de Pinedo II como de Pinedo I durante los meses de verano, en los meses de riego de la Acequia del Oro, y el resto de meses solamente disponer del agua de Pinedo II, vertiendo el agua de Pinedo I al mar como hasta ahora, quedando como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 19 Alternativa futura: IF.PIId+Plv**

Esta alternativa, como la anterior, requeriría una potencia máxima para el bombeo de 1117.2 kW. Esta alternativa se propone para ajustarse a la curva de producción de energía solar, ya que en verano que es cuando la época donde más energía se puede obtener mediante una instalación fotovoltaica se podría aprovechar esta para impulsar más agua. La principal desventaja sería que menos en los meses de verano se tendrían las bombas paradas y no se aprovecharía la capacidad de la infraestructura, la cual habría que ampliar para solamente darle uso 4 meses al año.



## 5. Aplicación de la metodología

### 5.1. Estudio de la radiación solar

El primer paso es estudiar la radiación solar en la ubicación donde se ubicará la impulsión y por ende la instalación fotovoltaica. Para la obtención de estos datos se hará uso de la herramienta PVGIS.

El PVGIS es un software online el cual dispone de una base de datos con la irradiación solar de toda Europa. Para generar estos datos utiliza mapas ráster. El primer paso es introducir las coordenadas de donde se quieren obtener los datos, como se ha visto anteriormente las coordenadas donde se ubicará la instalación son las siguientes: 39.339488, -0.43443

PVGIS tiene dentro 4 pestañas, la primera hace una estimación de una instalación fotovoltaica introduciendo una serie de características de la misma. Para obtener una primera aproximación podría servirnos, o a modo de comprobación, pero para este estudio se hará uso de las siguientes pestañas.

En la segunda pestaña se obtiene la irradiación mensual del punto seleccionado anteriormente. A la hora de obtener esta información habrá que decirle la orientación de las placas y entre la información que proporciona está: la inclinación óptima de cada mes de las placas para obtener el máximo de irradiación, la irradiación horizontal, la irradiación con el ángulo óptimo, la temperatura media, las temperaturas máximas y mínimas y otra serie de datos de menos utilidad para el asunto que nos atañe.

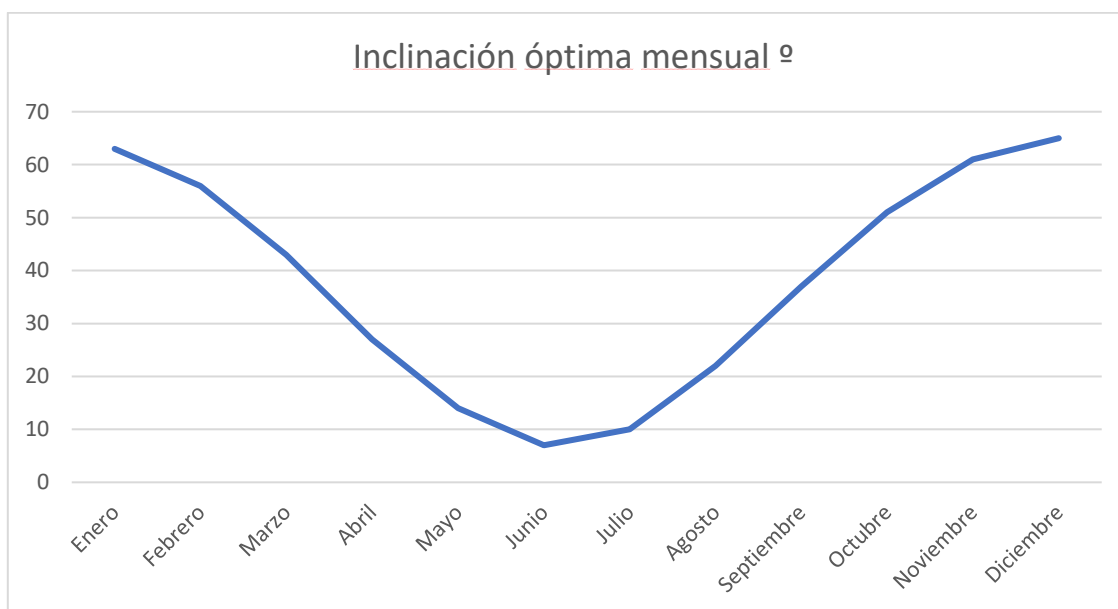
En la tercera de las pestañas del PVGIS se obtiene la irradiancia solar diaria. En este caso habrá que seleccionar el mes del cual se quiera obtener la información, el ángulo de inclinación de las placas y su orientación. Los datos que proporciona son la media de la irradiancia global, la irradiancia global un día despejado y la irradiancia directa normal. También se puede obtener la temperatura media de la zona por horas.

La última de las pestañas "Stand-alone PV Estimation" no se ha utilizado en este estudio, pero se obtenida una estimación de una instalación con baterías. (Müller, Gambardella, 2012)

### 5.1.1. Irradiancia diaria.

Antes de comenzar habrá que definir la orientación de las placas. Esta orientación será importante ya que por ejemplo si se pretendiera aprovechar al máximo las primeras horas de Sol, ya sea por tener un objeto haciendo sombra en el Oeste o tener mayor demanda de energía a esas horas, habría que orientar los paneles hacia el Este o en el caso contrario hacia el Oeste. En el hemisferio norte del planeta, lugar en el que se ubica Picassent, el Sol tiende a estar hacia el Sur, por lo que habría que inclinarlas Sureste o Suroeste. En este caso, al querer aprovechar al máximo todas las horas con luz solar, las placas quedarán orientadas hacia el Sur.

El primer dato obtenido desde el PVGIS es el de la inclinación óptima mensual, esta queda reflejada en la figura la cual se muestra a continuación:



**Figura 20 Inclinación óptima mensual (°) obtenida del PVGIS**

Como se puede observar en los meses de invierno esta inclinación es muchísimo mayor que en los de verano donde estarían prácticamente en horizontal. En la instalación que se va a diseñar los paneles estarán fijos, por lo que se elegirá instalarlos en la inclinación media, la cual es denominada inclinación óptima, en este caso la inclinación óptima es de 36°

A continuación, haciendo uso de la tercera pestaña del PVGIS se obtienen la irradiancia diaria de cada mes, con los paneles orientados hacia el sur y con una inclinación de 36°. Estas tablas se pueden consultar en el Anexo 1: Irradiancia diaria mensual, y los datos quedan representados en la siguiente figura:



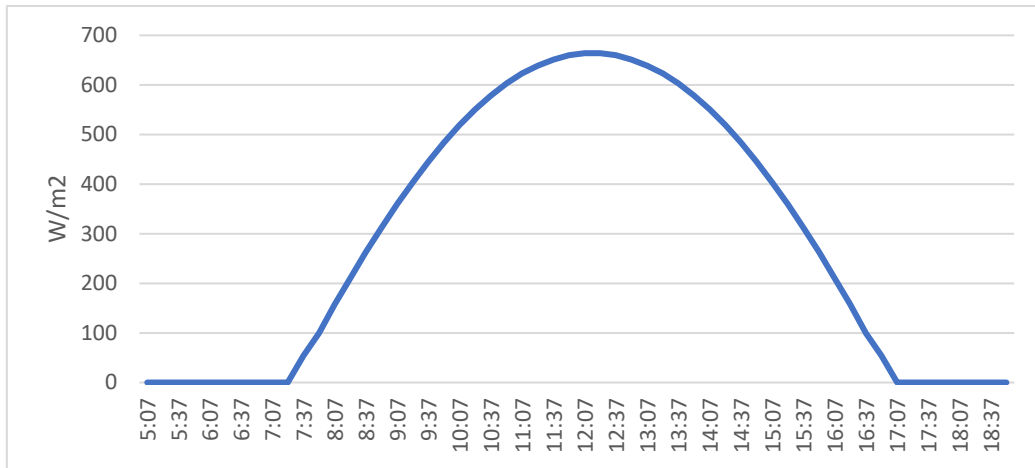


Figura 21 Irradiancia diaria Enero

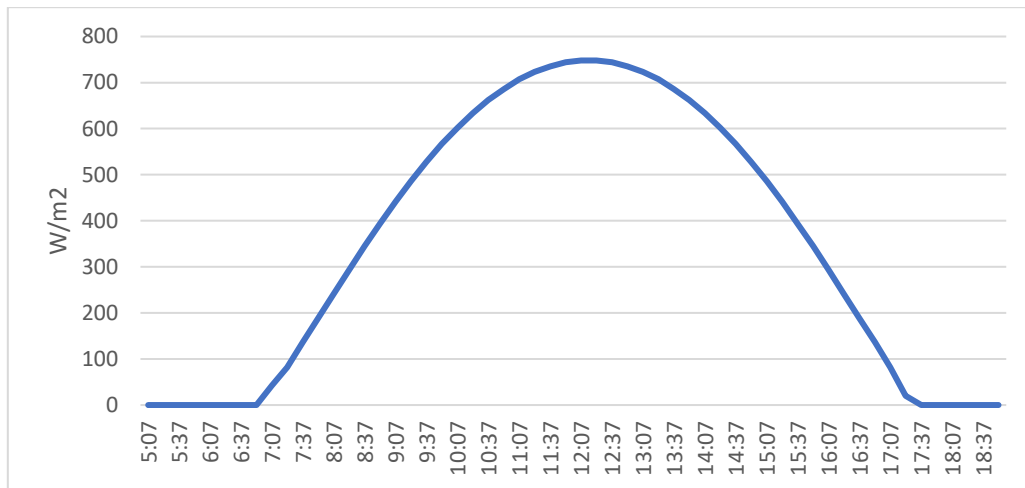


Figura 22 Irradiancia diaria Febrero

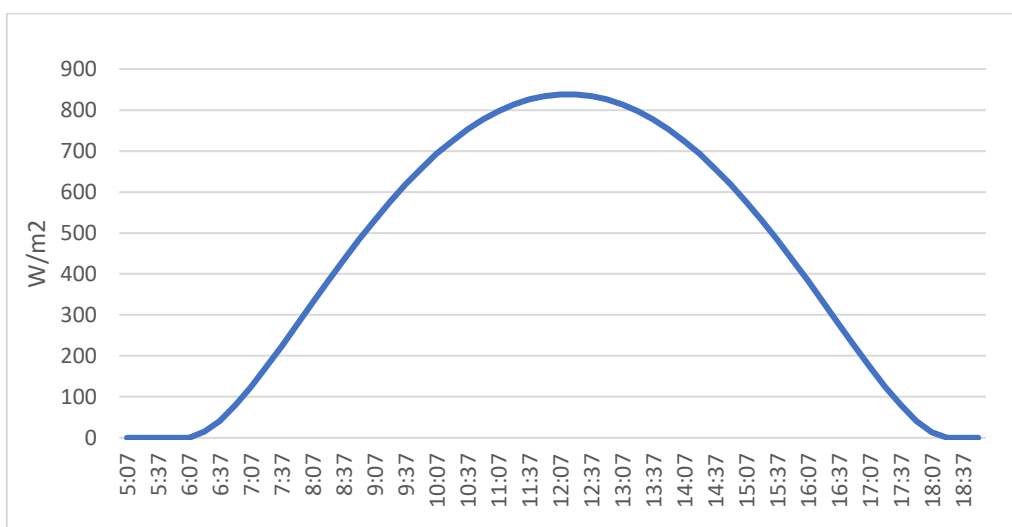


Figura 23 Irradiancia diaria Marzo

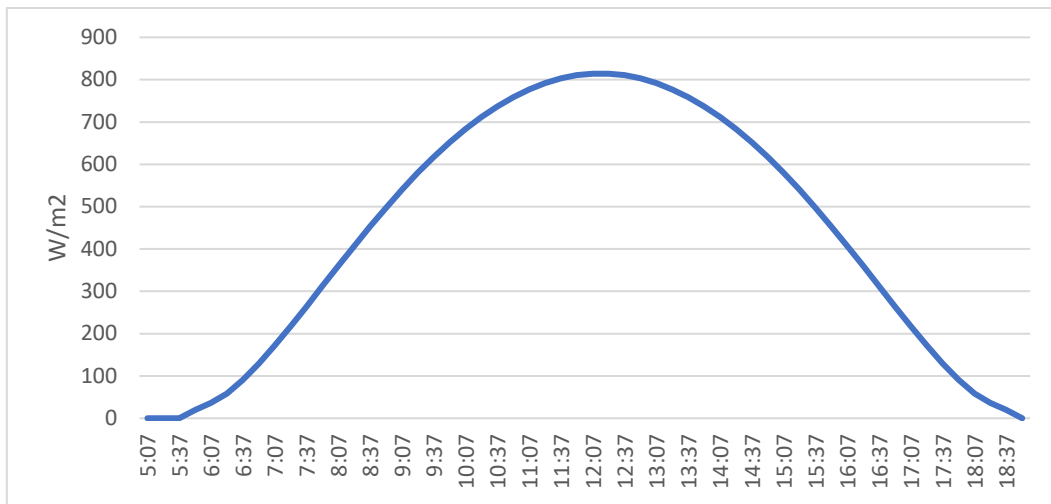


Figura 24 Irradiancia diaria Abril

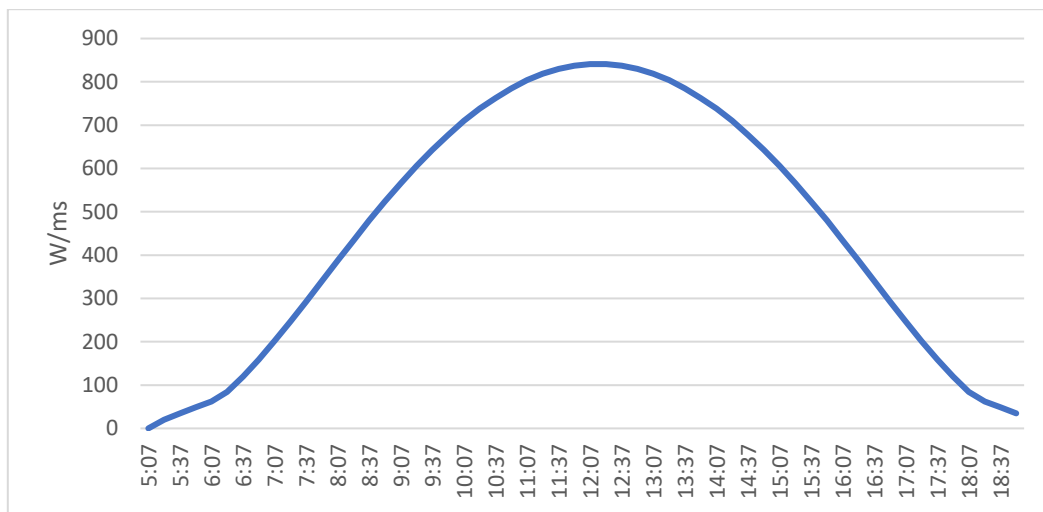


Figura 25 Irradiancia diaria Mayo

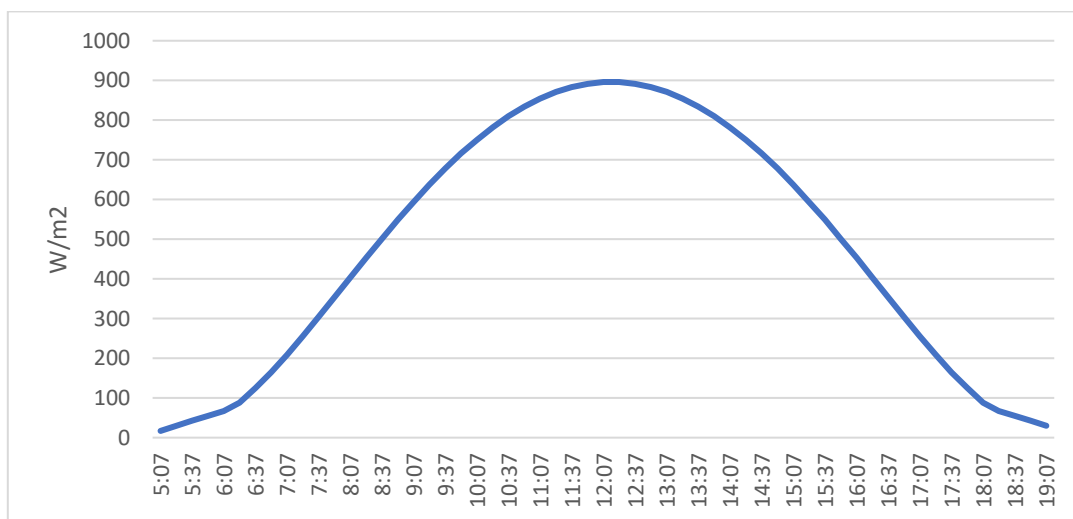


Figura 26 Irradiancia diaria Junio

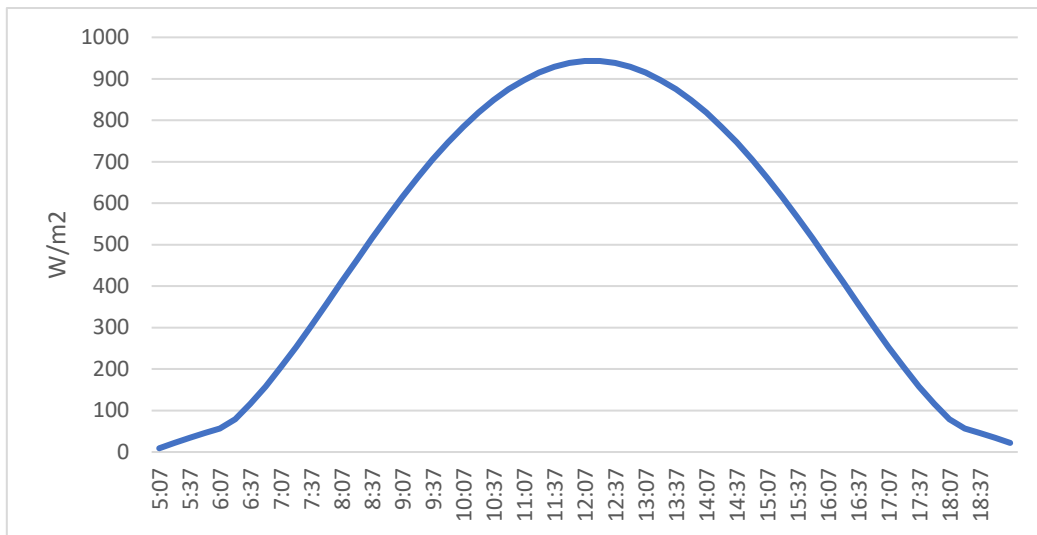


Figura 27 Irradiancia diaria Julio

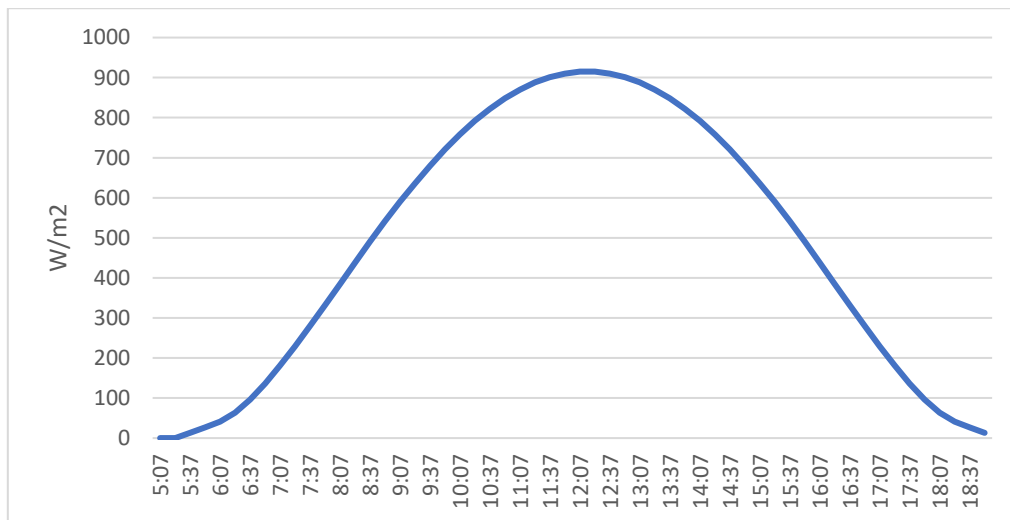


Figura 28 Irradiancia diaria Agosto

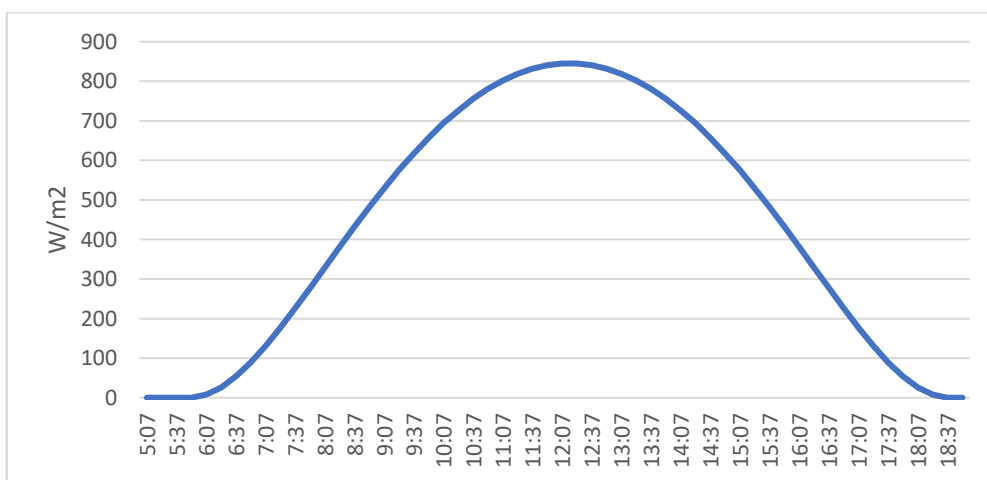


Figura 29 Irradiancia diaria Septiembre

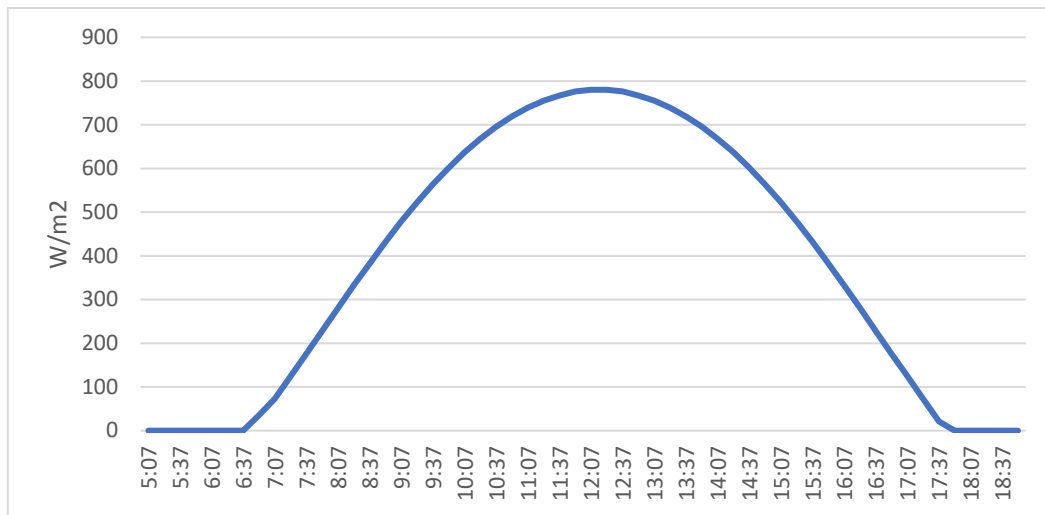


Figura 30 Irradiancia diaria Octubre

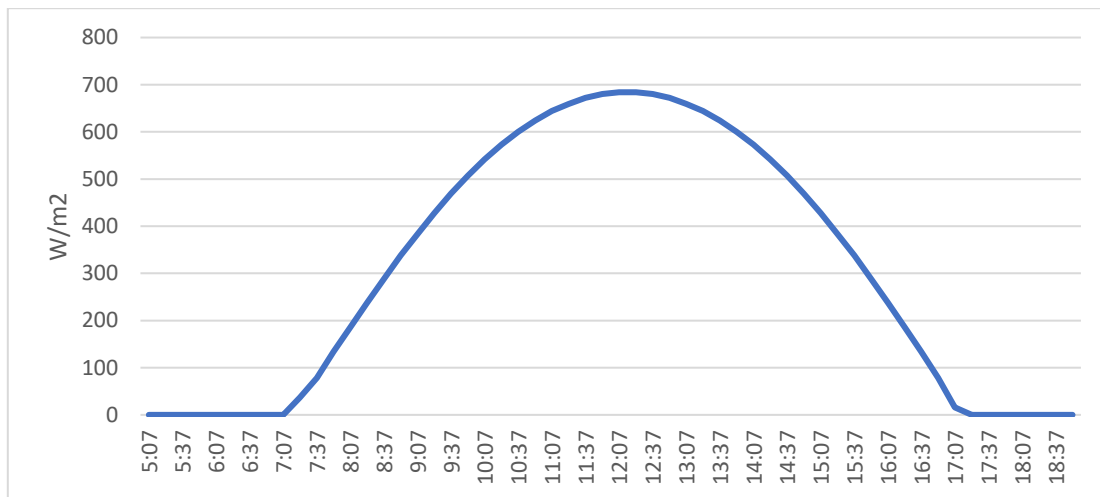


Figura 31 Irradiancia diaria Noviembre

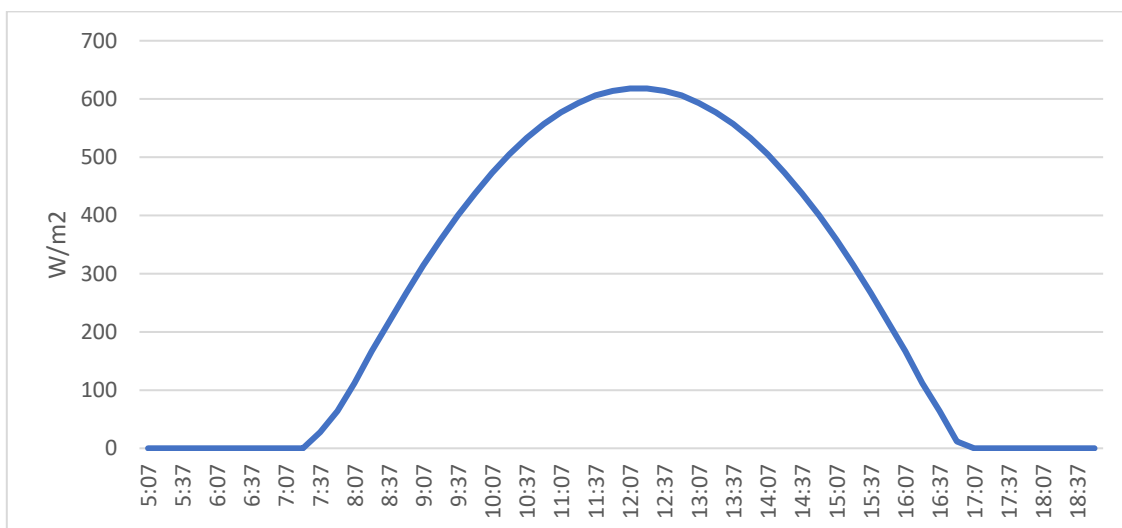


Figura 32 Irradiancia diaria Diciembre

A modo ilustrativo se compara en 2 meses el colocar los paneles solares horizontales o con la inclinación óptima de 36° para observar la diferencia, estos resultados quedan representados en las siguientes figuras:

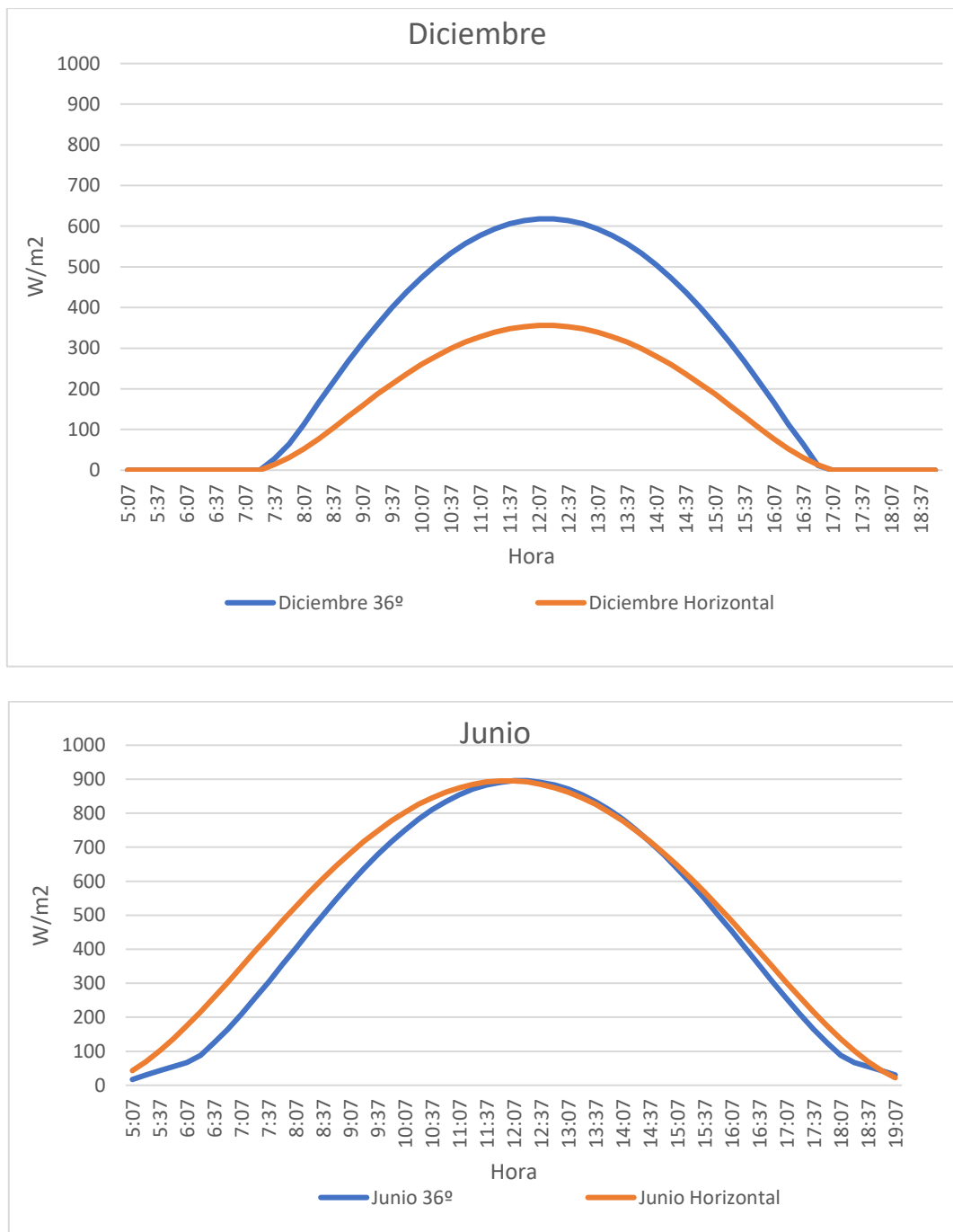


Figura 33 Comparación Irradiancia dependiendo de la inclinación

Se puede observar como en los meses de invierno, la diferencia entre disponer los paneles horizontales o con la inclinación óptima es bastante acusada. En los meses de verano se observa cierto desfase, pero la diferencia no es tan acusada.

### 5.1.2. Irradiación mensual

Una vez visto el desglose diario de cada mes de la irradiancia, se pasará a exponer la irradiancia diaria de cada mes. Para ello se hará uso de la segunda de las pestañas descritas anteriormente del PVGIS. Esta pestaña indica que mostrará los resultados con las placas en horizontal, con su inclinación óptima y con una inclinación a elegir por el usuario. En la siguiente tabla se muestra la cantidad de irradiación que incide cada mes al panel dependiendo de su inclinación, para ello se verá la diferencia en tener el panel horizontal, con su inclinación óptima de 36º o en una inclinación media de 20º.

| <b>Mes</b>        | <b>Hhorizontal<br/>(Wh/m2/dia)</b> | <b>Hopt(36º)<br/>(Wh/m2/dia)</b> | <b>H(20º)<br/>(Wh/m2/dia)</b> |
|-------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| <b>Enero</b>      | 2350                               | 4140                             | 3470                          |
| <b>Febrero</b>    | 3270                               | 4980                             | 4390                          |
| <b>Marzo</b>      | 4750                               | 6000                             | 5650                          |
| <b>Abril</b>      | 5690                               | 6150                             | 6170                          |
| <b>Mayo</b>       | 6780                               | 6530                             | 6880                          |
| <b>Junio</b>      | 7570                               | 6900                             | 7470                          |
| <b>Julio</b>      | 7620                               | 7130                             | 7630                          |
| <b>Agosto</b>     | 6560                               | 6790                             | 6950                          |
| <b>Septiembre</b> | 5040                               | 6040                             | 5810                          |
| <b>Octubre</b>    | 3800                               | 5380                             | 4860                          |
| <b>Noviembre</b>  | 2600                               | 4370                             | 3730                          |
| <b>Diciembre</b>  | 2040                               | 3710                             | 3080                          |
| <b>Año</b>        | <b>4850</b>                        | <b>5680</b>                      | <b>5510</b>                   |

**Tabla 4 Irradiación mensual datos obtenidos del PVGIS**

A la vista de los resultados expuestos se puede comprobar como la diferencia de producción de las placas con su inclinación óptima de 36º frente a las placas en

posición horizontal es de 830 Wh/m<sup>2</sup>/día. Esta diferencia se acorta colocando las placas con una inclinación de 20º, indicando que la inclinación óptima propuesta por el software PVGIS es la correcta. En la siguiente figura se muestran los resultados la tabla anterior:

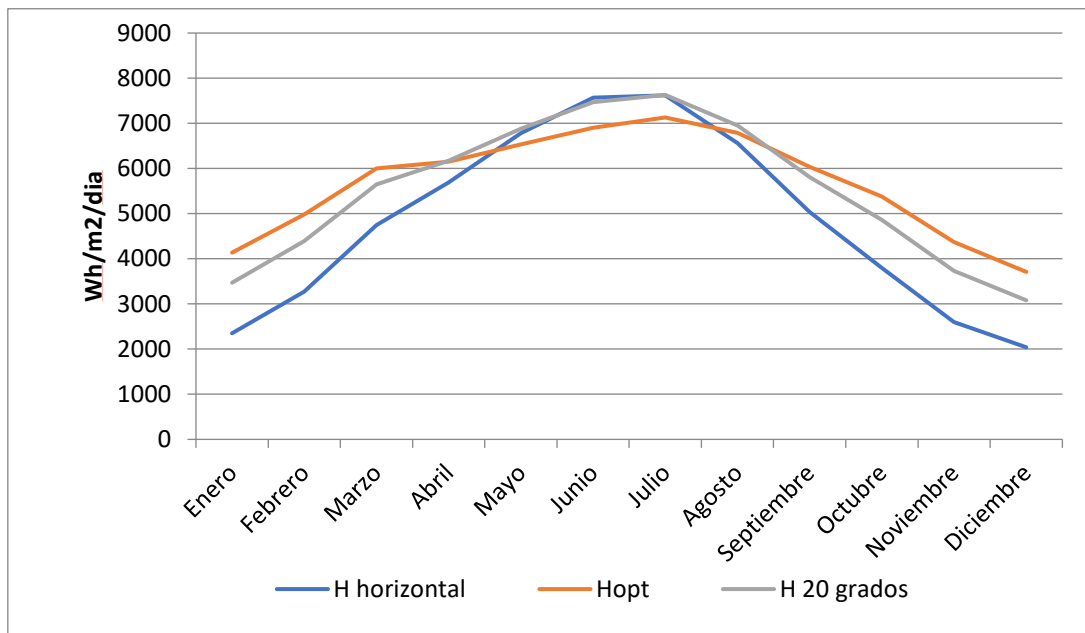


Figura 34 Irradiación diaria mensual

Otro dato que se ha obtenido combinando los datos de ambas pestañas es el de las temperaturas máximas y mínimas medias de cada mes. Estas quedan representadas en la siguiente figura:

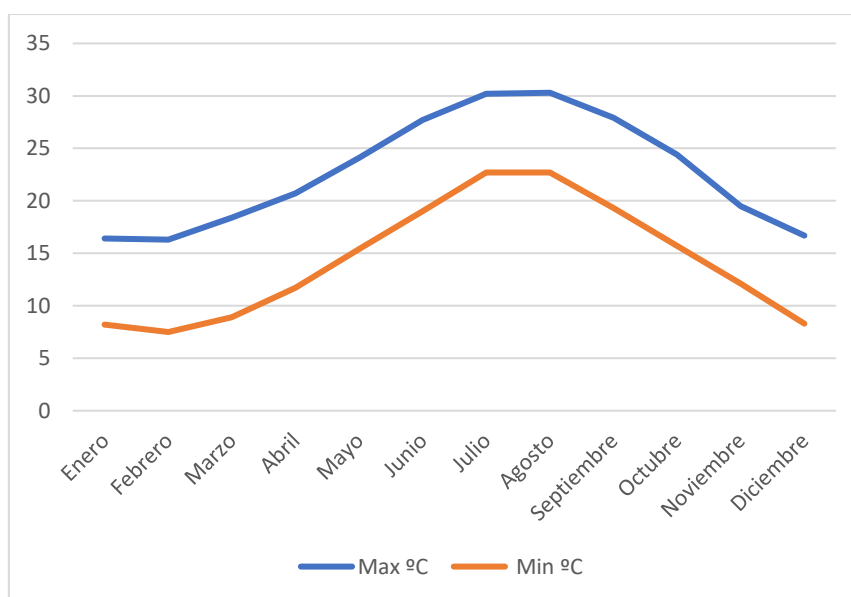


Figura 35 Temperaturas máximas y mínimas diarias





## 6. Componentes instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica se compone por los módulos fotovoltaicos o paneles solares, un inversor y un transformador, este último componente, el transformador, suele estar incluido en el inversor. Adicionalmente la instalación puede disponer de baterías para almacenar energía y utilizar esta las horas nocturnas donde la instalación no generaría energía. En la siguiente figura se puede observar una propuesta de instalación genérica:

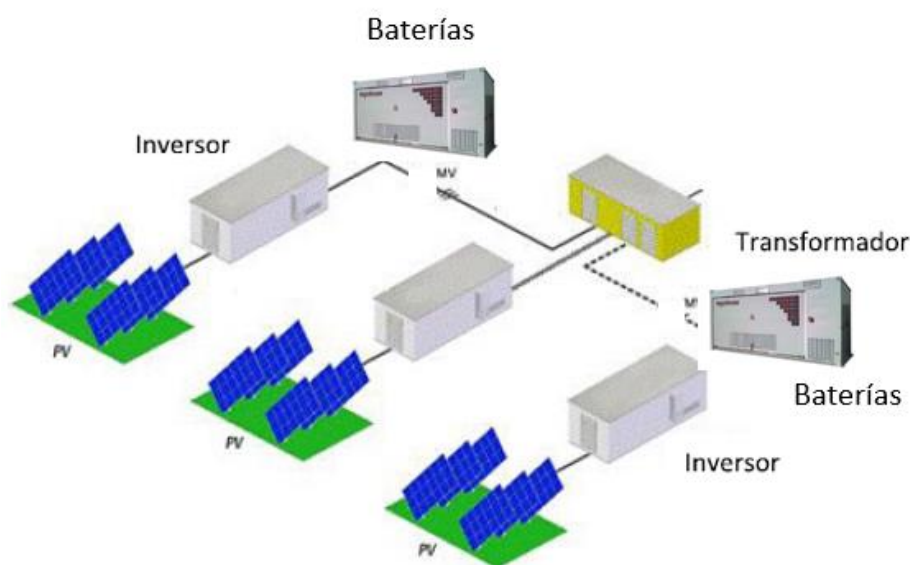


Figura 36 Componentes de una instalación solar fotovoltaica (Pérez, 2017)

A la hora de elegir los componentes se trabajará sobre la situación actual, es decir para generar la energía suficiente que pueda abastecer al bombeo de 762 kW de potencia. Esta situación coincide que es la alternativa donde el bombeo requiere de menor potencia, por lo que en caso de decantarse por otra de las alternativas propuestas de potencia mayor, habría solamente que aumentar la instalación en la misma proporción.

## 6.1. Elección panel solar

El primero de los componentes a elegir será el de que tipo de paneles solares se van a instalar. Dependiendo de la naturaleza y las características de los materiales utilizados, existen diferentes tipos de células.

El tipo más común es la célula de silicio cristalino (Si) aunque también se utilizan el germanio (Ge) y selenio (Se). El Silicio es un material que se corta en láminas muy finas en forma de disco, monocristalinas o policristalinas, en función del proceso de fabricación de la barra de silicio. La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye por debajo de un valor considerable.

Las células de silicio monocristalino se dan cuando el silicio fundido se solidifica formando un único cristal de grandes dimensiones. Este cristal, se corta en delgadas capas que dan lugar a las células. Estas células generalmente son de un azul uniforme. Las principales ventajas de usar este tipo de células son su buen rendimiento, en torno al 19% actualmente, la buena relación potencia-superficie y la gran oferta en el mercado de paneles monocristalinos. Su principal desventaja es el precio, que por el proceso de fabricación son más caros.

Las células de silicio policristalino se dan cuando durante el proceso de enfriamiento del silicio en un molde, se forman varios cristales. La fotocélula es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales. Las principales diferencias respecto a los cristales monocristalinos es que tienen una menor eficiencia, actualmente tienen una eficiencia del orden del 16% pero al tener un proceso de fabricación más sencillo, los precios suelen ser bastante inferiores que los monocristalinos, esto también ocurre porque hay una gran cantidad de oferta en el mercado de este tipo de paneles.

A la vista de la variedad de paneles se buscan en el mercado diferentes paneles de la misma potencia (305 W) para poder comparar sus características y precios. A la hora de obtener precios se ha utilizado como referencia los precios proporcionados por el vendedor enfsolar, cuya página web desde la que realizar los pedidos es la siguiente: <https://es.enfolar.com> (ENFSOLAR)

A continuación, se muestran diversos paneles con algunas características de los mismos, estos quedan representados en la siguiente tabla:

|                                       |                                                                                     |                                                                              |
|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b><u>Navitas Green</u></b></p>    |    | <p>Desde 0.317€/Wp<br/>Eficiencia 15.71%<br/>Policristalino<br/>India</p>    |
| <p><b><u>Tamesol</u></b></p>          |    | <p>Desde €0.308 / Wp<br/>Eficiencia 15.72%<br/>Policristalino<br/>España</p> |
| <p><b><u>Jiangsu Runda PV</u></b></p> |   | <p>Desde 0.390€/Wp<br/>Eficiencia 15.7%<br/>Policristalino<br/>China</p>     |
| <p><b><u>Axitec</u></b></p>           |  | <p>Desde 0.380€/Wp<br/>Eficiencia 18.75%<br/>Monoristalino<br/>Alemania</p>  |

|                                |                                                                                   |                                                                                      |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b><u>TPL Solar</u></b></p> |  | <p>Desde €0.260 / Wp</p> <p>Eficiencia 15.77%</p> <p>Monocrystalino</p> <p>China</p> |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|

**Tabla 5 Paneles Solares y sus principales características (ENFSolar 2018)**

A la vista de los paneles obtenidos rastreando el mercado se ve como los paneles policristalinos son más económicos, mientras que los monocristalinos son más caros más eficientes. Una mayor eficiencia repercute en que se necesita menos espacio físico para proporcionar la misma potencia. Por ello si el espacio del que se dispone es un limitante, habría que buscar soluciones más eficientes. En este caso, como no hay limitación de espacio se opta por la opción más económica encontrada en el mercado, es decir, los paneles policristalinos de TPL solar.

Los datos técnicos del panel, los cuales serán de utilidad más adelante a la hora de calcular la producción de la instalación son los recogidos en la siguiente figura:

| ELECTRICAL DATA       |          | TPL300P- | TPL305P- | TPL310P- | TPL315P-   | TPL320P- | TPL325P- |
|-----------------------|----------|----------|----------|----------|------------|----------|----------|
|                       |          | 72       | 72       | 72       | 72         | 72       | 72       |
| Nominal power         | Pm (Wp)  | 300      | 305      | 310      | 315        | 320      | 325      |
| Open circuit voltage  | Voc (V)  | 45.15    | 45.17    | 45.38    | 45.67      | 45.75    | 45.95    |
| Short-circuit current | Isc (A)  | 9.16     | 9.21     | 9.32     | 9.41       | 9.41     | 9.50     |
| Voltage at max power  | Vmp (V)  | 37.59    | 37.78    | 37.87    | 38.02      | 38.25    | 38.47    |
| Current at max power  | Imp (A)  | 7.98     | 8.07     | 8.19     | 8.29       | 8.37     | 8.45     |
| Module efficiency     | (%)      | 15.51    | 15.77    | 16.03    | 16.28      | 16.54    | 16.80    |
| Cells efficiency      | (%)      | 17.29    | 17.58    | 17.87    | 18.16      | 18.45    | 18.74    |
| System Voltage        | (V)      |          |          |          | 1000       |          |          |
| Temp. coefficient Voc | (% / °C) |          |          |          | -0.36      |          |          |
| Temp. coefficient Isc | (% / °C) |          |          |          | 0.06       |          |          |
| Temp. coefficient Pm  | (% / °C) |          |          |          | -0.36      |          |          |
| Operating temp.       | (°C)     |          |          |          | -40 to +85 |          |          |
| NOCT                  | (°C)     |          |          |          | 45±2       |          |          |



#### TECHNICAL DATA

|                                          |                                 |
|------------------------------------------|---------------------------------|
| Junction box                             | 3 bypass diodes, IP67           |
| Wire cross section (Ø, mm <sup>2</sup> ) | 4.0                             |
| Cable length (mm)                        | 900                             |
| Connector type                           | MC4/MC4 compatible              |
| Dimensions (L x W x H, mm)               | 1950 x 992 x 40                 |
| Weight (kg)                              | 23.0                            |
| Cell dimensions (mm)                     | 156 x 156                       |
| No of cells / assembly                   | 72 / 6x12                       |
| Type of cells                            | poly-crystalline                |
| Hail resistance                          | Max. Ø 28 mm at 23 m/s          |
| Wind load                                | 2400Pa / 244kg / m <sup>2</sup> |
| Mechanical load                          | 5400Pa / 550kg / m <sup>2</sup> |

#### DIMENSIONS

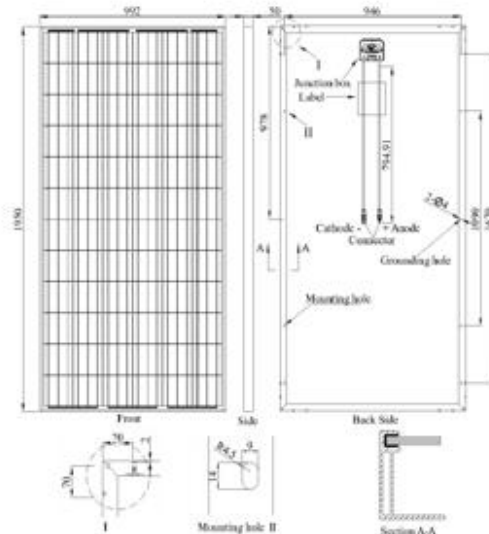


Figura 37 Características Panel Solar (TPL SOLAR, 2018)

## 6.2. Elección inversor

El siguiente de los componentes a elegir es el inversor. La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. Por lo que interesa que la corriente de salida sea la necesaria para alimentar la impulsión. Para mostrar la gran variedad de tamaños en inversores, a continuación, se muestran 3 en la siguiente tabla:

|                                                                                     |                                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
|   | <p><u>Sungrow</u></p> <p>2750 kW</p>            |
|  | <p><u>Power Electronics</u></p> <p>2000 kW</p>  |
|  | <p><u>AEG Power Solutions</u></p> <p>880 kW</p> |

Tabla 6 Inversores de diferentes potencias de salida (ENFsolar, 2018)

En este caso como el dato importante es la potencia máxima que pueden proporcionar de salida, se elige el inversor de AEG Power Solutions, el cual de los vistos anteriormente es el que proporciona una potencia de salida suficiente, pero no mucho mayor, para alimentar el bombeo de 761.72 kW cuyas especificaciones quedan recogidas en la siguiente figura:

|                                                   | Protect PV.250                                                       | Protect PV.560  | Protect PV.690                   | Protect PV.880  |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-----------------|----------------------------------|-----------------|
| <b>DC INPUT</b>                                   |                                                                      |                 |                                  |                 |
| Recom. PV power <sup>1</sup>                      | 250 - 320 kWp                                                        | 500 - 680 kWp   | 630 - 890 kWp                    | 800 - 1150 kWp  |
| DC voltage window                                 | 345 - 1000 V                                                         | 385 - 1000 V    | 465 - 1000 V                     | 486 - 1000 V    |
| Max. DC voltage                                   | 1000 V                                                               |                 |                                  |                 |
| Extended U <sub>MPP1</sub> voltage range          | 345 - 1000 V                                                         | 385 - 1000 V    | 465 - 1000 V                     | 486 - 1000 V    |
| U <sub>MPP1</sub> voltage range @ 50 °C (EN50530) | 450 - 820 V                                                          | 500 - 820 V     | 550 - 820 V                      | 573 - 820 V     |
| Max. DC current                                   | 600 A                                                                | 1060 A          | 1170 A                           | 1440 A          |
| Quantity DC inputs                                | 1 MCCB                                                               |                 |                                  |                 |
| Quantity DC fuses                                 | up to 6 pcs. (pos & neg)                                             |                 | up to 8 pcs. (pos & neg)         |                 |
| Over voltage protection                           | Grade 2                                                              |                 |                                  |                 |
| <b>AC OUTPUT</b>                                  |                                                                      |                 |                                  |                 |
| Nom. AC power at cos φ = 1 (@ 50 °C)              |                                                                      | 510 kVA         | 630 kVA                          | 800 kVA         |
| Nom. AC power at cos φ = 1 (@ 45 °C)              | 255 kVA                                                              |                 |                                  |                 |
| Nom. AC power at cos φ = 1 (@ 25 °C)              |                                                                      | 560 kVA         | 690 kVA                          | 880 kVA         |
| Power factor, adjustable                          | lag 0.9 – 1 – lead 0.9                                               |                 |                                  |                 |
| Output voltage without transformer                | 255 V                                                                | 283 V           | 345 V                            | 360 V           |
| Max. AC current                                   | 577 A                                                                | 1144 A          | 1159 A                           | 1411 A          |
| MV-connection <sup>2</sup>                        | 10, 20 kV and other, as required                                     |                 |                                  |                 |
| Mains frequency                                   | 50 / 60 Hz                                                           |                 |                                  |                 |
| Current distortion                                | < 3%                                                                 |                 |                                  |                 |
| Over voltage protection                           | Grade 2                                                              |                 |                                  |                 |
| <b>GENERAL DATA</b>                               |                                                                      |                 |                                  |                 |
| Efficiency <sup>3</sup> (Max. / Euro / CEC)       | 98.7 %/98.5 %/98.5 %                                                 |                 | 98.4 %/98.2 %/98.2 %             |                 |
| External power supply                             | TN-S, 230 V 50/60 Hz                                                 |                 |                                  |                 |
| Operating temperature                             | -10 °C to +45 °C                                                     |                 | -20 °C to +50 °C                 |                 |
| Rel. humidity                                     | 15 ... 95 % max, non condensing                                      |                 |                                  |                 |
| Protection grade, EN 60529                        | IP 20                                                                |                 |                                  |                 |
| Altitude above sea level                          | 1,500 m                                                              |                 | 1,500 m (3,000 m max. 40 °C)     |                 |
| Dimensions (W x H x D)                            | 2100 x 2000 x 600 mm                                                 |                 | 2700 x 1800 (+230 fans) x 600 mm |                 |
| Weight                                            | approx. 1130 kg                                                      | approx. 1650 kg | approx. 1800 kg                  | approx. 1850 kg |
| Equipment color                                   | RAL 7035                                                             |                 |                                  |                 |
| CE Certificate                                    | Yes                                                                  |                 |                                  |                 |
| Grid monitoring                                   | according to FNN (VDN, BDEW) and corresponding to local requirements |                 |                                  |                 |

Figura 38 Especificaciones Inversor (AEG POWER SOLUTIONS, 2018)

En el caso del inversor obtener el precio final es más complicado, la mayoría de casas comerciales no proporcionan el precio, habiendo que pedirles un presupuesto para obtenerlo. Aun así se han realizado diferentes estudios, como el publicado en thequartzcorp.com titulado: *“Average Price of Solar Falls, but What Impact will this Have on Mono LCOE?”* en el que se indica el precio de los diferentes componentes así como el montaje de la instalación fotovoltaica. En la siguiente Figura se puede ver la evolución de los precios a lo largo de los años y una predicción para los próximos años:

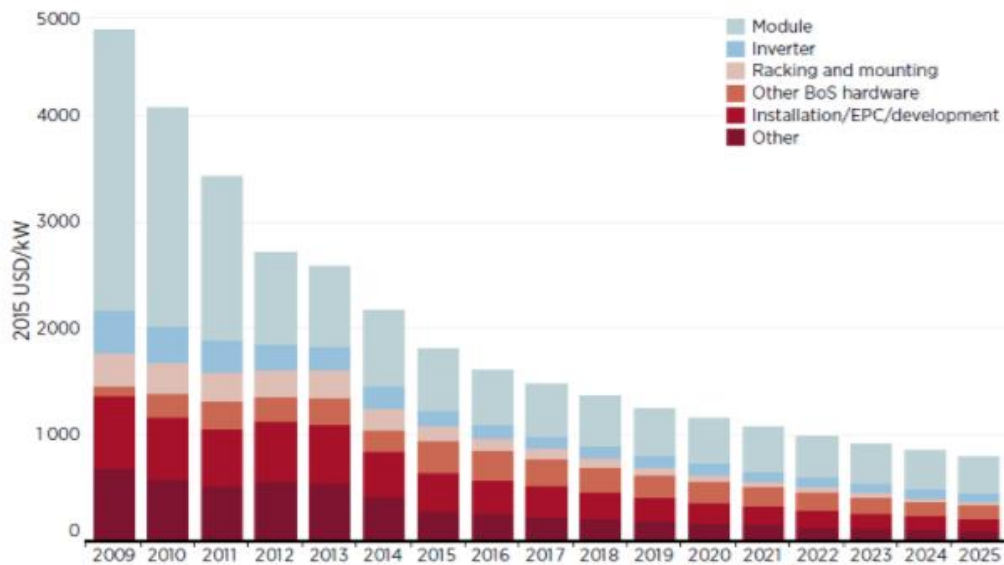


Figura 39 Precio por componentes de una instalación solar fotovoltaica (The Quartz Corp, 2016)

A la vista de los datos obtenidos, mirando la columna del 2018 se observa que el precio del inversor es el del orden del 25% del precio de los paneles, de los cuales se han obtenido su precio en el punto anterior. Con ello se obtiene que el precio del inversor sería de 0.047€/W.

### 6.3. Precio inversión

De esta misma Figura se puede obtener el precio total de la inversión, sin baterías. Partiendo del precio de los paneles solares instalados, el precio por vatio de la inversión será de 0.767€/W, quedando un precio total para una potencia necesaria de 710 650€.








## 6.4. Baterías

El último de los componentes de la instalación son las baterías. Aunque no sean necesarias como los paneles o el inversor se podrán instalar para almacenar la energía producida sobrante, es decir la que sin baterías sería vertida a la red. De este modo se reducirá la compra de red.

Las baterías son un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. Cada celda consta de un electrodo positivo, o cátodo, un electrodo negativo, o ánodo, y electrolitos que permiten que los iones se muevan entre los electrodos, permitiendo que la corriente fluya fuera de la batería para llevar a cabo su función, alimentar un circuito eléctrico.

Las baterías se presentan en muchas formas y tamaños, desde las celdas en miniatura que se utilizan en audífonos y relojes de pulsera, a los bancos de baterías del tamaño de las habitaciones que proporcionan energía de reserva a las centrales telefónicas y ordenadores de centros de datos. A continuación, se muestra una tabla con una selección de estas con sus ventajas y desventajas más importantes:

| Tipo Batería                             | Ventajas                                                                                                                                                                                                                                                 | Desventajas                                                                                                                                   |                                                                                       |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Baterías de plomo-ácido</b>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo coste.</li> </ul>                                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No admiten sobrecargas ni descargas profundas, viendo seriamente disminuida su vida útil.</li> </ul> |  |
| <b>Baterías de níquel-hierro (Ni-Fe)</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo coste.</li> <li>• Admite sobrecargas, repetidas descargas totales e incluso cortocircuitos sin pérdida significativa de capacidad.</li> <li>• Larga vida útil, 3 años o 1000 ciclos de descarga</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solo posee una eficiencia del 65 %</li> </ul>                                                        |  |
| <b>Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd)</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Admiten un gran rango de temperaturas de funcionamiento.</li> <li>• Admiten sobrecargas, se pueden seguir cargando cuando ya no admiten más carga, aunque no la almacena.</li> </ul>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Efecto memoria muy alto.</li> <li>• Densidad de energía baja.</li> </ul>                             |  |

|                                                   |                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                |                                                                                     |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>Baterías de iones de litio (Li-ion)</b></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apenas sufren el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de estar descargadas completamente, sin reducción de su vida útil.</li> <li>• Altas densidades de capacidad.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No admiten bien los cambios de temperatura.</li> <li>• No admiten descargas completas y sufren mucho cuando estas suceden.</li> </ul> |  |
| <p><b>Baterías de Vanadium-Flow</b></p>           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20.000-100.000 ciclos de descarga</li> <li>• No tóxicas</li> </ul>                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 400€/kwh</li> <li>• Requieren mucho espacio</li> </ul>                                                                                |  |

**Tabla 7 Diferentes tipo de baterías con sus ventajas y desventajas.**

En las últimas décadas se ha estado investigando y tratando de mejorar la capacidad y alargar la vida útil de las baterías, estas investigaciones se han centrado sobre todo en las baterías de ion-lítio, porque como se ve en la tabla anterior, admiten altas densidades de capacidad, no sufren efecto memoria, tienen una larga vida útil en ciclos de carga y descarga entre otras ventajas competitivas para el mercado de la electrónica de consumo.

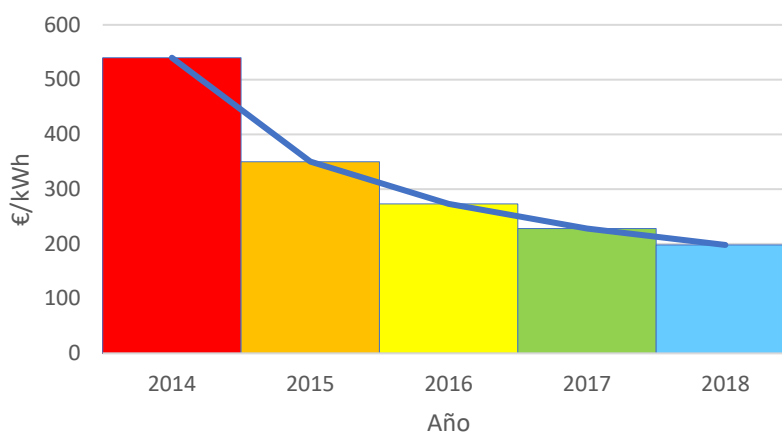
Las baterías de Ion-Litio son un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito una sal de litio que consigue los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, junto con el poco efecto memoria que sufren o su capacidad para funcionar con un elevado número de ciclos de regeneración, han permitido diseñar acumuladores ligeros, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados a las aplicaciones de la industria electrónica de gran consumo. Desde la primera comercialización de un acumulador basado en la tecnología Li-ion a principios de los años 1990, su uso se ha popularizado en aparatos como teléfonos móviles, agendas electrónicas, ordenadores portátiles y lectores de música.

Sin embargo, su rápida degradación y sensibilidad a las elevadas temperaturas, que pueden resultar en su destrucción por inflamación o incluso explosión, requieren, en su configuración como producto de consumo, la inclusión de

dispositivos adicionales de seguridad, resultando en un coste superior que ha limitado la extensión de su uso a otras aplicaciones.

Este tipo de baterías son las empleadas en todos los smartphones de la actualidad o las utilizadas por Tesla para sus vehículos. Es por ello que se produce una gran cantidad de oferta del mercado por lo que el precio de este tipo de baterías tiene una tendencia a la baja, donde se espera que para dentro de pocos años estén sobre los 150€/kWh. Esta tendencia se puede apreciar en la siguiente tabla, obtenida de Bloomberg New Energy Finance:



**Figura 40 Evolución precios baterías de ion-litio (Curry, 2017)**

Actualmente el precio de las baterías de ion-litio está sobre los 200 €/kWh y tienen una vida útil de 4 años. (Curry, 2017)

Otro tipo de baterías interesante para grandes instalaciones, como la propuesta en este estudio, son las de Vanadium-Flow por su larga vida útil. Estas son un tipo de batería recargable de flujo que emplea iones de vanadio en diferentes estados de oxidación, para almacenar energía potencial química. La forma actual (con electrolitos de ácido sulfúrico) fue patentada por la Universidad de Nueva Gales del Sur en Australia en 1986.

Las principales ventajas de la batería redox de vanadio son que puede ofrecer capacidad casi ilimitada simplemente mediante el uso de tanques de almacenamiento más y más grandes, que se puede dejar completamente descargada durante largos períodos sin efectos nocivos, que se puede recargar simplemente sustituyendo el electrolito si no hay fuente de alimentación disponible para cargarla y que si los electrolitos se mezclan accidentalmente, la batería no sufre ningún daño permanente.

Las principales desventajas de la tecnología redox de vanadio son una proporción relativamente pobre de energía-volumen y la complejidad del sistema en comparación con las baterías de almacenamiento estándares.

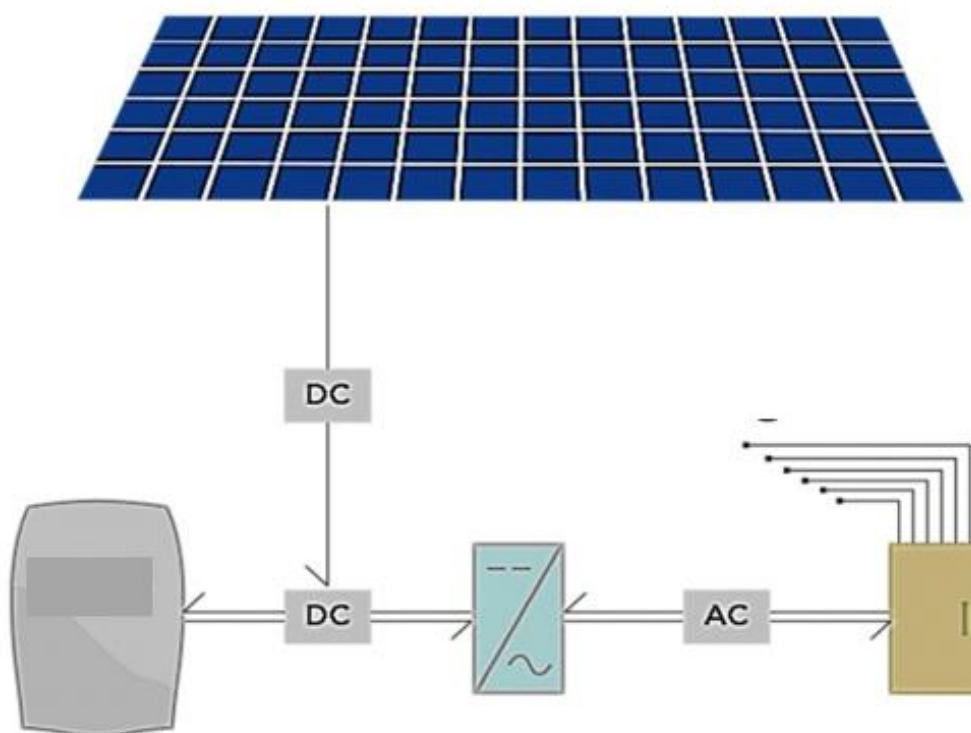
Actualmente el precio de este tipo de baterías está sobre 400€/kWh, el doble que el de las ion-litio. En este caso interesan este tipo de baterías por su larga vida útil, muchísimo mayor que la vida útil de las ion-litio e incluso mayor que la vida útil de la instalación fotovoltaica. (Conca, 2016)

#### 6.4.1. Integración baterías en el sistema

Existen varios modos de integrar las baterías en el sistema, los más significativos son los siguientes: Sistema distribuido y sistema integrado. A continuación, se pasa a comentar los rasgos más importantes de cada una:

##### *Sistema distribuido*

Este sistema es el más básico, donde la energía producida por los paneles solares pasa a cargar las baterías y de ellas al inversor, en la siguiente figura se puede ver un esquema de este sistema:



**Figura 41 Sistema Distribuido (Hungría, 2016)**

La principal ventaja de este sistema de integración es su simplicidad, no requiriendo equipos adicionales. Su principal desventaja es el tener las baterías trabajando continuamente en ciclo de carga/descarga. Por ello la vida útil de las baterías es la estándar, en el caso de las de ion-litio algo más de tres años.

### Sistema integrado

Este sistema es más complejo que el anterior, requiere de dos inversores y un controlador de distribuidor de energía, por lo que este sistema es más costoso de instalar, en la siguiente figura se puede ver un esquema del sistema:

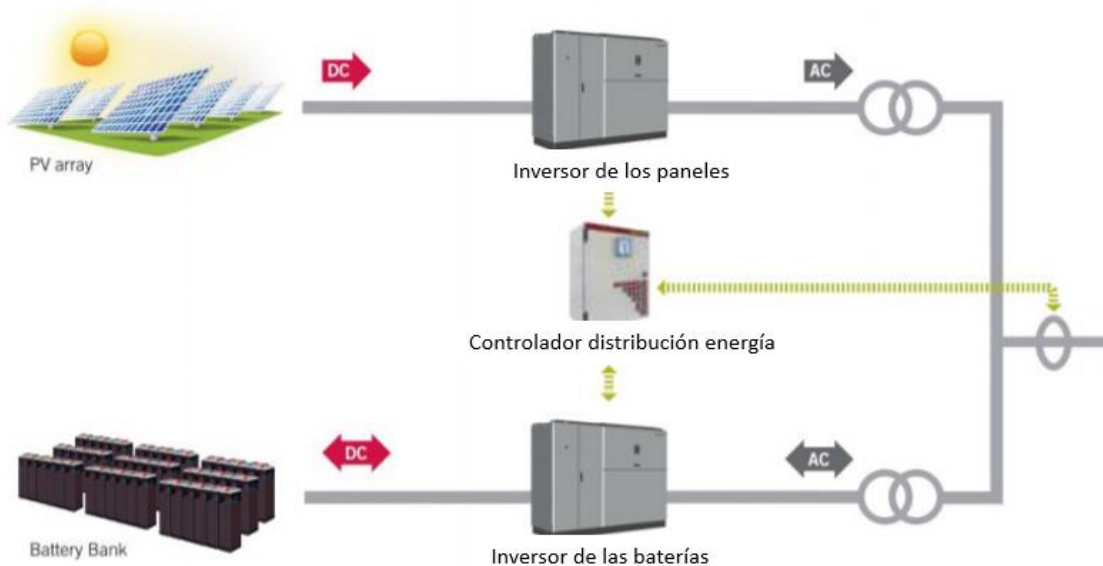


Figura 42 Sistema Integrado (Hungría, 2016)

Una ventaja de este sistema es que, a mayor superficie instalada de paneles solares, hay una menor variación en la potencia suministrada. En el caso de la instalación del estudio, es interesante esto ya que el bombeo será constante durante una larga cantidad de tiempo, por lo que interesa que la potencia suministrada se mantenga constante.

Otra ventaja es que a menor potencia/energía requerida en el almacenamiento el número de ciclos aumenta, es decir aumenta la vida útil de las baterías. Interesante por el elevado precio de estas, permitiendo alargar el periodo entre sustitución de las baterías. (Hungría, 2016)







## 7. Dimensionamiento de la instalación

Una vez se han elegido los componentes habrá que dimensionar la instalación solar fotovoltaica. El primer paso será el obtener la disposición de las células colocadas en serie y en paralelo. Con el número de células en serie se aumentará la tensión mientras que con el número de líneas en paralelo se aumentará la tensión. Habrá que obtener el número de módulos en serie para obtener la tensión mínima de funcionamiento del inversor y la tensión máxima del inversor. Para ello se hará uso de los parámetros eléctricos que definen el inversor y el módulo solar seleccionados anteriormente y representados en sus respectivas figuras.

Para los cálculos habrá que hacer uso de las temperaturas máximas y mínimas representadas anteriormente, las cuales habrá que corregir mediante la siguiente expresión:

$$T = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} * S$$

Siendo la  $T_{amb}$  la cual es la temperatura a convertir, el NOCT c definido también en la ficha técnica tiene un valor de 45°C y S irradiancia la cual es de 800W/m<sup>2</sup>

Las temperaturas corregidas con las que se realizarán los cálculos son las siguientes:  $T_{min}=7.5^{\circ}C$ ;  $T_{max}=58.63^{\circ}C$  y  $T_{stc}=25^{\circ}C$ .

### 7.1. Limitación por tensión

Calculando los límites tensionales del inversor, es decir la tensión mínima de funcionamiento y la tensión máxima que soportar el inversor elegido, se obtendrá el número de módulos en serie ( $N_s$ ), estas limitaciones son las siguientes:

#### 7.1.1. Limitación por máxima tensión (en condiciones de frío)

Máxima tensión admisible por frío en circuito abierto (condiciones pésimas) < Tensión máxima admisible ( $V_{maxDC} = 1000V$ ):

$$Voc(Tmin) = Voc^{STC} * Ns * (1 + (Tmin - T^{STC}) * \mu_v)$$

Siendo cada parámetro el representado en la siguiente tabla:

|                                                  |              |                |
|--------------------------------------------------|--------------|----------------|
| <b>VocSTC (Voltios)=</b>                         | <b>45.17</b> | <b>Voltios</b> |
| <b>Tmin=</b>                                     | 7.5          | °C             |
| <b>Tstc=</b>                                     | 25           | °C             |
| <b><math>\mu_v = -0,36/100 * VocSTC =</math></b> | -0.16261     |                |

**Tabla 8 Parámetros máxima tensión (condiciones pésimas)**

Y obteniendo que el máximo número de módulos en serie de 20, quedando con ello un Voc = 960.3142V < 1.000V.

Máxima tensión en funcionamiento óptimo por frío < Tensión máxima de funcionamiento óptimo (VmaxDC(MPP) = 820V):

$$Vmax(Tmin) = V_{mpp}^{STC} * Ns * (1 + (Tmin - T^{STC}) * \mu_v)$$

Siendo cada parámetro el representado en la siguiente tabla:

|                                                  |              |                |
|--------------------------------------------------|--------------|----------------|
| <b>VmppSTC=</b>                                  | <b>37.78</b> | <b>Voltios</b> |
| <b>Tmin=</b>                                     | 7.5          | °C             |
| <b>Tstc=</b>                                     | 25           | °C             |
| <b><math>\mu_v = -0,36/100 * VocSTC =</math></b> | -0.16261     |                |

**Tabla 9 Parámetros para máxima tensión (óptimo frío)**

Como en el caso anterior se vuelve a obtener que el máximo de número de módulos en serie es de 20, quedando Vmax(Tmin)=812V < 820V.

#### 7.1.2. Limitación por mínima tensión (en condiciones de calor)

Mínima tensión en funcionamiento óptimo por calor > Tensión mínima de funcionamiento óptimo VminDC (MPP) = 486V. En este caso se hará la comprobación con la intensidad máxima, con la tensión máxima o con ambas al mismo tiempo. Los resultados y parámetros quedan representados en la siguiente tabla:

|                                             |      |       |      |                                  |          |
|---------------------------------------------|------|-------|------|----------------------------------|----------|
| Limitación mínima por tensión (tmax)        | Vmin | 709.8 | >486 | VmppSTC                          | 37.78 V  |
|                                             | Ns   | 20    |      | Tmax                             | 39.09 °C |
|                                             |      |       |      | Tstc                             | 25 °C    |
|                                             |      |       |      | $\mu v = -0,36/100 * V_{oSTC} =$ | -0.16    |
| Limitación mínima por tensión (Imax)        | Vmin | 646.2 | >486 | VmppSTC                          | 37.78 V  |
|                                             | Ns   | 20    |      | Tmax                             | 58.64 °C |
|                                             |      |       |      | Tstc                             | 25 °C    |
|                                             |      |       |      | $\mu v = -0,36/100 * V_{oSTC} =$ | -0.16    |
| Limitación mínima por tensión (tmax + Imax) | Vmin | 646.2 | >486 | VmppSTC                          | 37.78 V  |
|                                             | Ns   | 20    |      | Tmax                             | 58.64 °C |
|                                             |      |       |      | Tstc                             | 25 °C    |
|                                             |      |       |      | $\mu v = -0,36/100 * V_{oSTC} =$ | -0.16    |

**Tabla 10 Resultados limitación por tensión en condiciones de calor**

Como se ve en la tabla anterior, con 20 módulos en serie se cumple en todos los casos la limitación en los casos más desfavorables. Así que al ser 20 módulos el mayor número con el que se cumplen todas las limitaciones se concluye que este es el número de módulos en serie a instalar. A continuación, se pasará a determinar cuántos módulos en paralelo se deberán instalar.

## 7.2. Limitación por intensidad.

Con la limitación por la máxima intensidad que puede soportar el inversor en las peores condiciones (cuando se produzca el cortocircuito o por calor) se obtendrá el número de módulos en paralelo (Np).

### 7.2.1. Limitación por la máxima intensidad admisible

La máxima intensidad admisible con la máxima irradiancia y la máxima temperatura en corto circuito debe ser menor a la máxima intensidad en funcionamiento denominada I<sub>maxDC</sub>. Para ello habrá que usar la siguiente expresión:

$$I_{sc}^{max}(Tmax) = Np * (I_{sc}^{max} + (Tmax - T^{stc}) * \mu_A)$$

Donde:

$$I_{sc}^{max} = \frac{S^{max}}{S^{stc}} * I_{sc}^{stc}$$

Siendo S<sub>max</sub> la máxima irradiancia horaria que se produce en el año en un día despejado e I<sub>sc</sub><sup>stc</sup> la intensidad máxima de cortocircuito. Estos valores quedan representados en la siguiente tabla:

|                |                             |
|----------------|-----------------------------|
| <b>Smax</b>    | <b>938 W/m<sup>2</sup></b>  |
| <b>Sstc</b>    | <b>1000 W/m<sup>2</sup></b> |
| <b>Istc sc</b> | <b>9.21 A</b>               |
| <b>Isc max</b> | <b>8.64 A</b>               |

**Tabla 11 Intensidad máxima cortocircuito inversor**

Con estos datos se puede resolver la expresión anterior quedando los resultados reflejados en la siguiente tabla:

|                             |         |              |         |            |
|-----------------------------|---------|--------------|---------|------------|
| Máxima intensidad admisible | Isc max | 1412.0 <1440 | Isc max | 8.64 A     |
|                             | Np      | 160          | Tmax    | 58.6375 °C |
|                             |         |              | Tstc    | 25 °C      |
|                             |         |              | μa      | 0.005526   |

**Tabla 12 Resultados limitación por máxima intensidad admisible**

Tal y como puede observarse el máximo de módulos en paralelo que admite el inversor es de 160. Para comprobar que no se supere la potencia máxima del inversor se hará la siguiente comprobación:

$$P_{mas\ inversor} \geq Np * (Ns * P_{max\ módulo})$$

O expresado en función de Np:

$$Np = \frac{P_{max\ inversor}}{Ns * P_{max\ módulo}}$$

Obteniendo que el número máximo de módulos en paralelo debería ser de 393, por lo que con la configuración elegida de 20 módulos en serie y 160 módulos en serie se lograría obtener la máxima producción de la instalación. Con ello se obtiene un diseño inicial para la instalación representado en la siguiente figura:

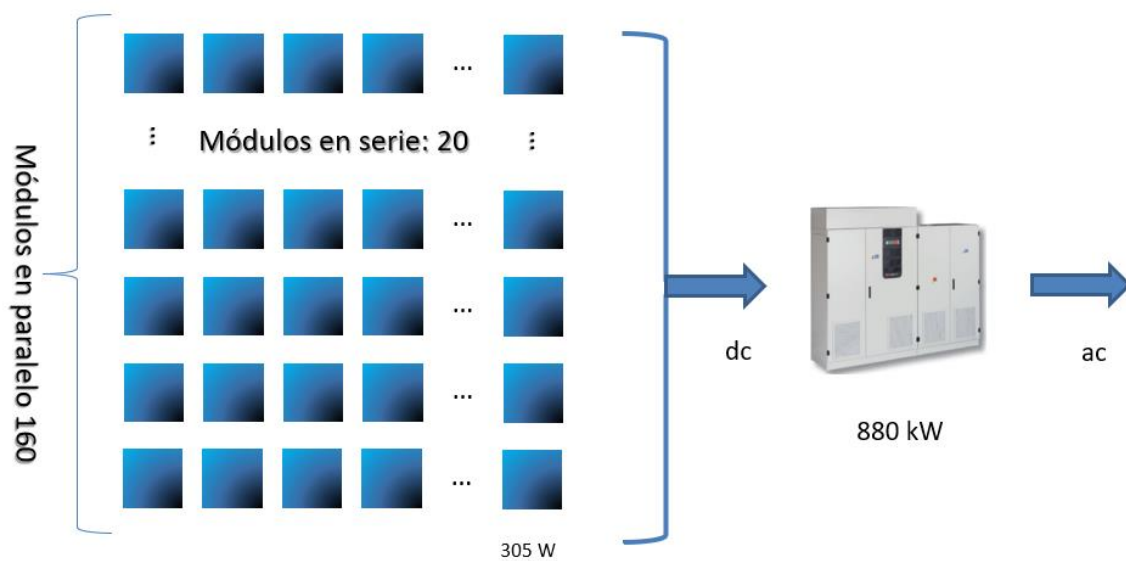


Figura 43 Diseño inicial instalación

Con lo que en total se conectaría un total de 3200 paneles de 305W. de potencia, lo cual entregaría un total de 976 kW de potencia, la cual queda reducida del orden de un 25% por coeficientes de eficiencia eléctrica, a un inversor de 880kW de potencia. Es decir, se aprovecha al máximo el inversor.

### 7.3. Producción de la instalación solar.

El siguiente paso será el de obtener la producción anual de la instalación solar diseñada. Para ello se puede usar tanto el método simplificado como el método de integración del cálculo eléctrico horario. Para este estudio se ha hecho uso del segundo, al ser mas preciso, usando el simplificado simplemente como comprobación.

#### 7.3.1. Método simplificado

Este método parte de los valores mensuales de irradiación  $S_i(W/m^2)$  los cuales se han obtenido anteriormente mediante el PVGIS y están recogidos en la tabla 3. Con estos valores y la eficiencia del módulo y la eficiencia eléctrica se obtiene la Potencia del módulo en vatio por metro cuadrado con la siguiente expresión:

$$P (\text{módulo } W/m^2) = \sum_{i=1}^{12} S_i * \eta_{\text{módulo}} * \text{Eficiencia\_eléctrica}$$

Siendo:

$$\eta_{\text{módulo}} = 0.1577$$

Eficiencia eléctrica = Eficiencia del sistema fotovoltaico, la cual es diferente de la eficiencia de los módulos solares, se estima en el 15%. Las pérdidas desglosadas se pueden apreciar en la siguiente tabla:

| Tipo perdida                 |         | Perdidas | Rendimiento |                                                                        |
|------------------------------|---------|----------|-------------|------------------------------------------------------------------------|
| <b>Mismatch</b>              | LM      | 3%       | 0.97        | Pérdidas de conexión de las células solares. Conexión serie y paralelo |
| <b>Polvo y suciedad</b>      | LPS     | 5.10%    | 0.95        |                                                                        |
| <b>Angulares y espectral</b> | LAS     | 4.50%    | 0.96        | Diferencias en el espectro Solar, puede generar ganancias o pérdidas   |
| <b>Ohmicas DC</b>            | Lohm,DC | 1%       | 0.99        | Térmicas resistencia cables. Ley de Ohm                                |
| <b>Rendimiento SPMP</b>      | LSPMP   | 2%       | 0.98        | Pérdidas de seguimiento del punto de máxima potencia                   |
| <b>Rendimiento AC/DC</b>     | Linv    | 6.30%    | 0.94        | Rendimiento del inversor                                               |
| <b>Ohmicas AC</b>            | Lohm,AC | 0.20%    | 1           | Térmicas resistencia cables. Ley de Ohm                                |
| <b>Temperatura/otros</b>     | Lotros  | 6.40%    | 0.94        |                                                                        |
| <b>Global</b>                | PR      | 0.75     |             | Pérdidas globales                                                      |

**Tabla 13** Pérdidas eficiencia paneles solares

Quedando los resultados expresados en la siguiente tabla:

| Mes        | Producción W/m <sup>2</sup> | Producción total kW |
|------------|-----------------------------|---------------------|
| Enero      | 489.66                      | 3031.03             |
| Febrero    | 589.01                      | 3646.02             |
| Marzo      | 709.65                      | 4392.79             |
| Abril      | 727.39                      | 4502.61             |
| Mayo       | 772.34                      | 4780.82             |
| Junio      | 816.10                      | 5051.71             |
| Julio      | 843.30                      | 5220.10             |
| Agosto     | 803.09                      | 4971.17             |
| Septiembre | 714.38                      | 4422.08             |
| Octubre    | 636.32                      | 3938.87             |
| Noviembre  | 516.86                      | 3199.42             |
| Diciembre  | 438.80                      | 2716.21             |

Tabla 14 Producción método simplificado

La producción total se obtiene de multiplicar la producción por metro cuadrado por la superficie de cada módulo y por el número de módulos instalados. Estos resultados quedan representados gráficamente en la siguiente figura:

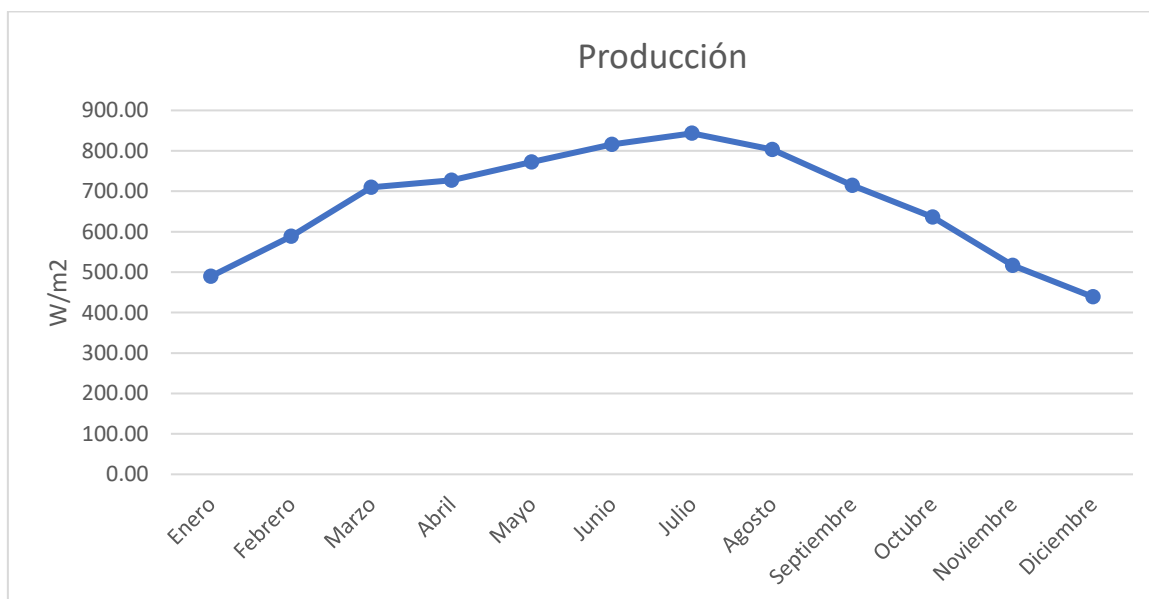


Figura 44 Producción por metro cuadrado método simplificado

### 7.3.2. Método integración del cálculo eléctrico horario

Este método se basa en aplicar la curva característica a cada hora del año. Con ello se obtendría la potencia cada 15 minutos, la frecuencia con la que entrega

los datos el PVGIS. Para ello habría que obtener el voltaje y la intensidad cada hora. Para obtener los mismos se debe aplicar las siguientes expresiones:

$$Vmpp = Sstc + (T - 25) * \mu_v$$

$$Impp = \left( \frac{G}{1000} \right) * I_{mpp}^{stc} + (G - 25) * \mu_a$$

Siendo:

$$T = Tamb + \frac{NOCT - 20}{800} * S$$

G = la irradiancia global en un plano fijo (W/m2)

Sstc =1000 V

Imppstc = 8.07 A

$\mu_a = 0.005526$

$\mu_v = -0.162612$

Siendo la potencia por metro cuadrado:

$P=Vmpp*Impp$

Quedando los datos para cada mes reflejados en el Anexo 2: potencia instalación solar. Los resultados mensuales se representan en las siguientes figuras:

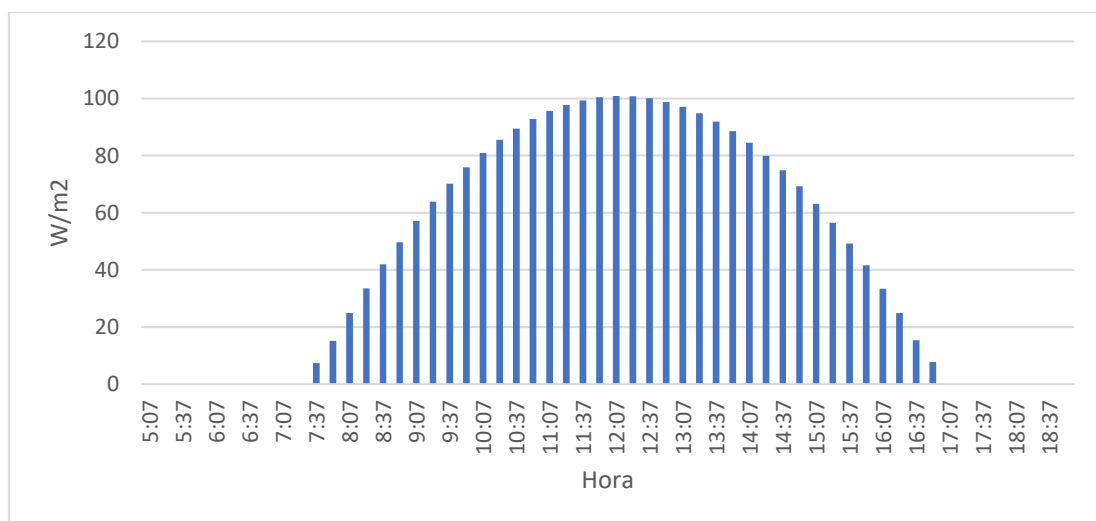


Figura 45 Potencia horaria Enero



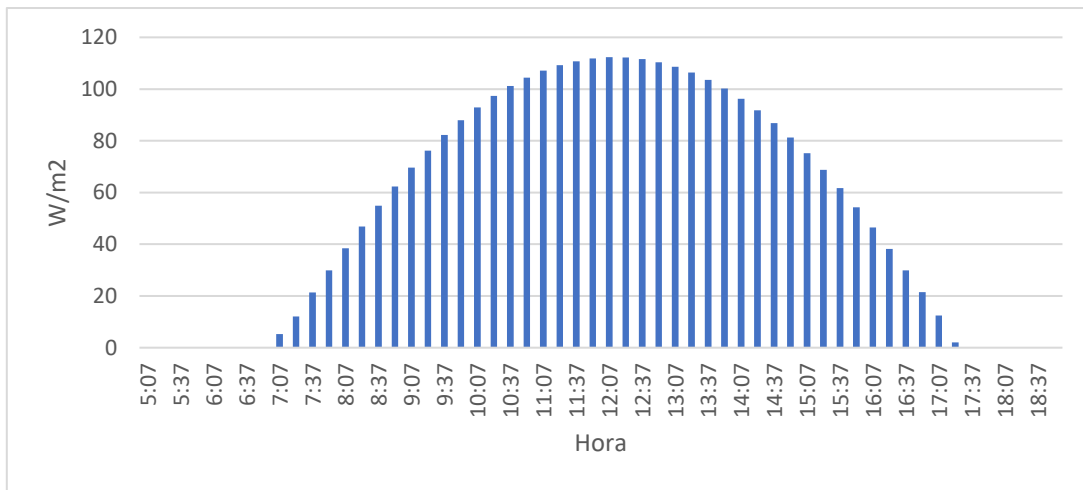


Figura 46 Potencia horaria Febrero

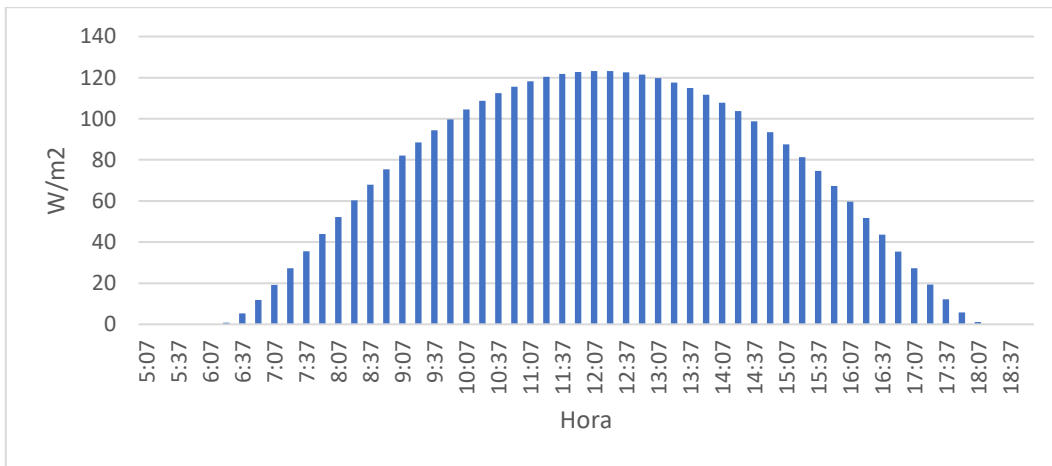


Figura 47 Potencia horaria Marzo

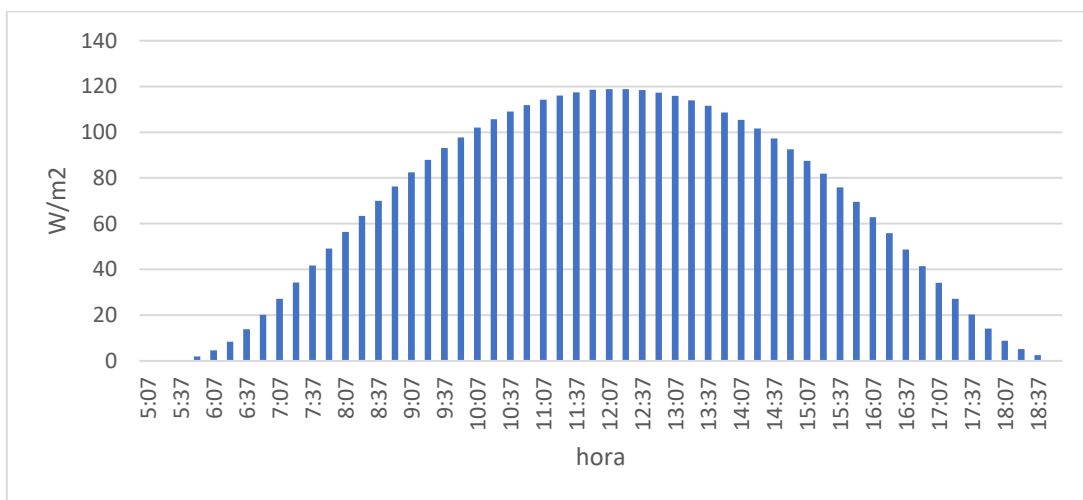


Figura 48 Potencia horaria Abril

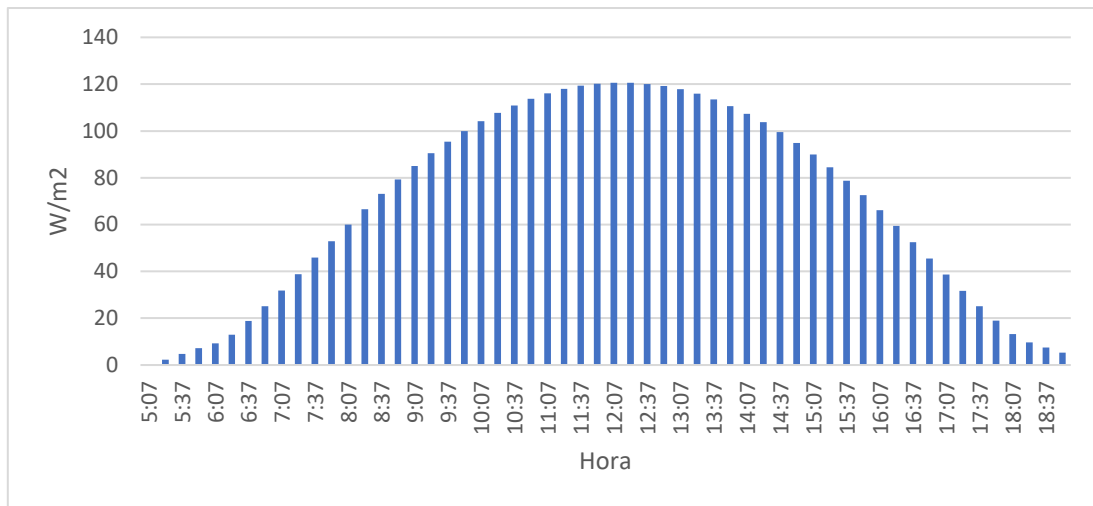


Figura 49 Potencia horaria Mayo

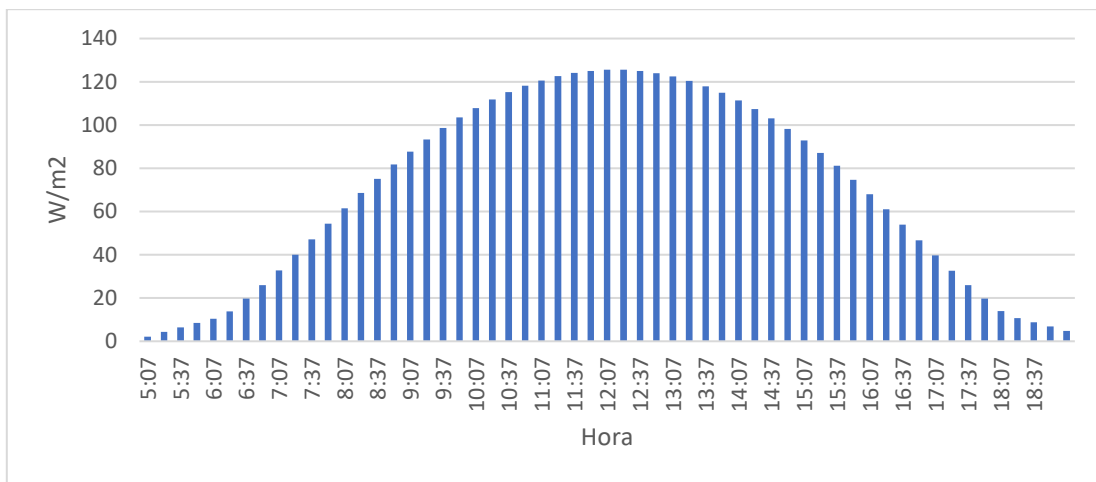


Figura 50 Potencia horaria Junio

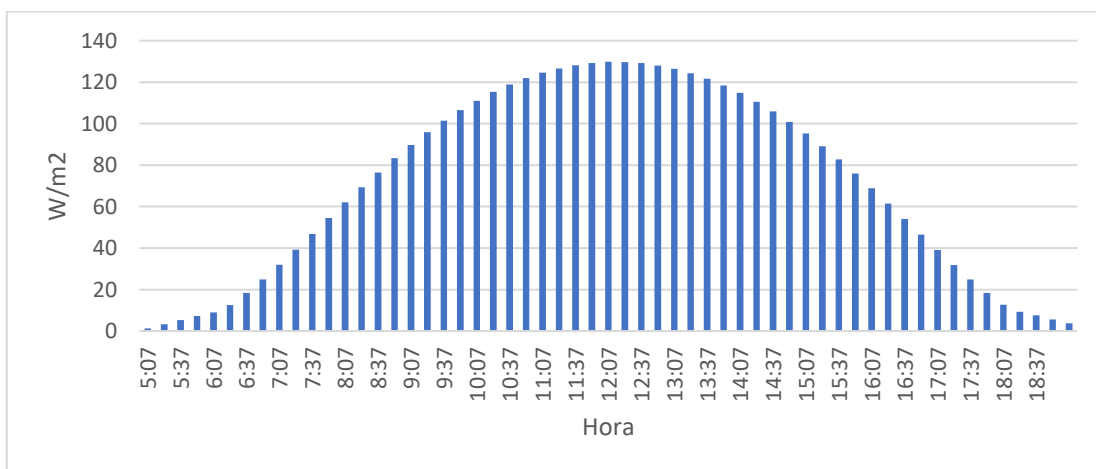


Figura 51 potencia horaria Julio

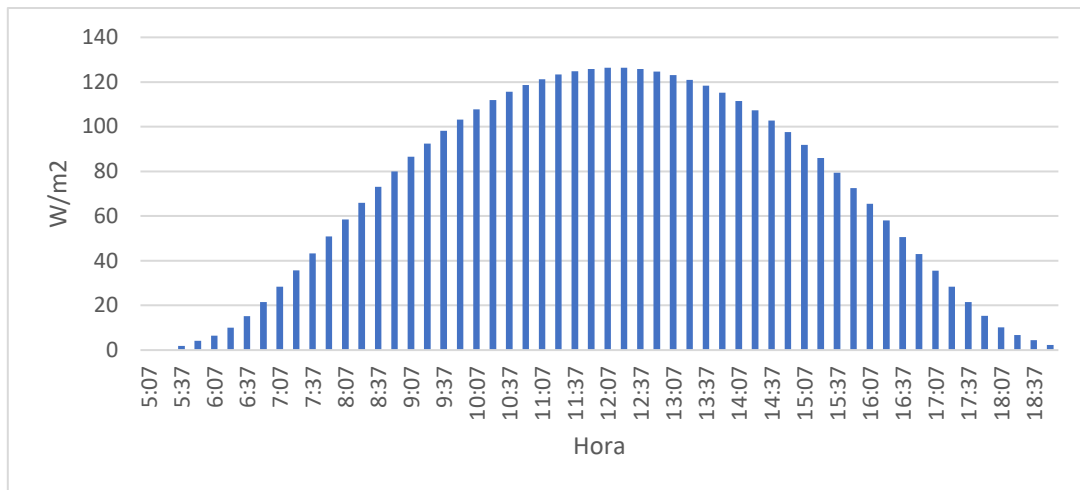


Figura 52 Potencia horaria Agosto

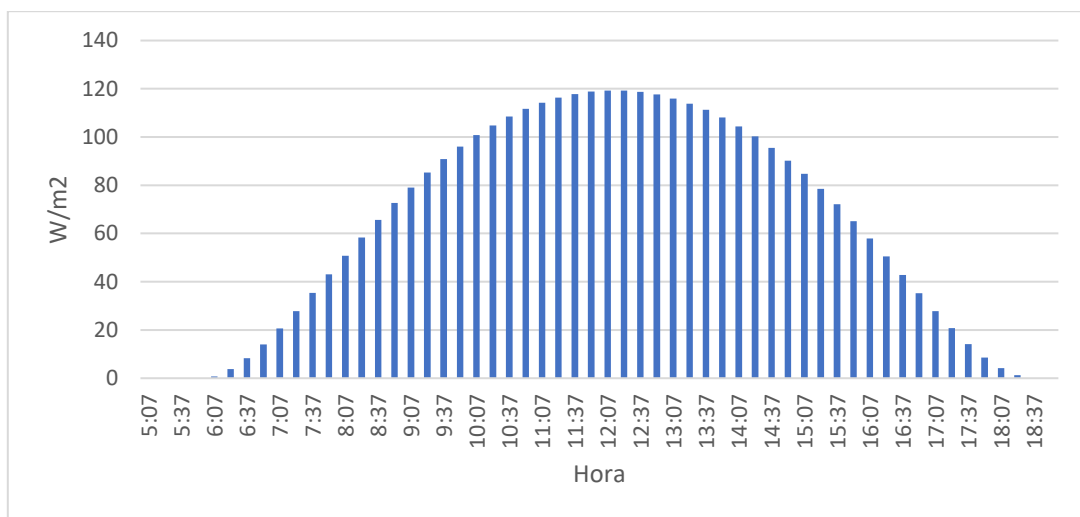


Figura 53 Potencia horaria Septiembre

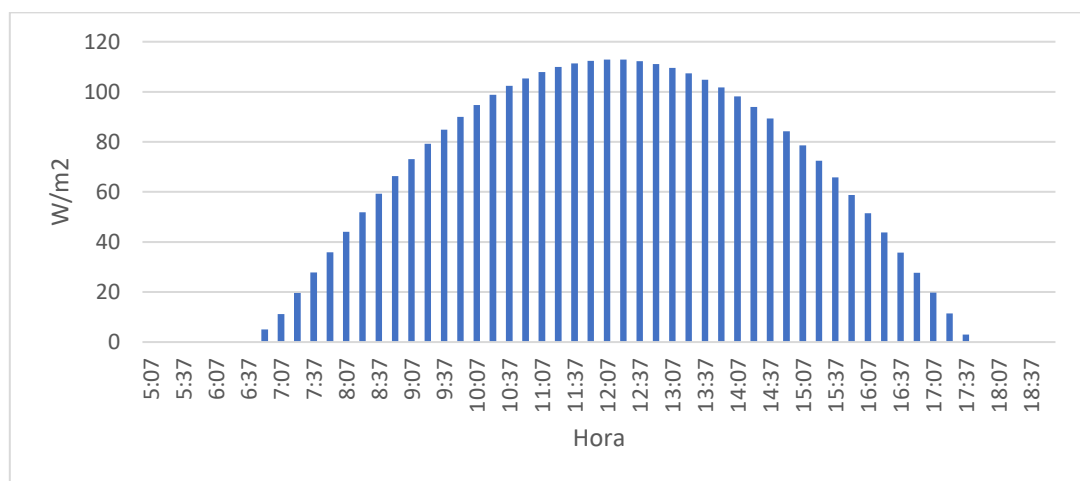


Figura 54 Potencia horaria Octubre

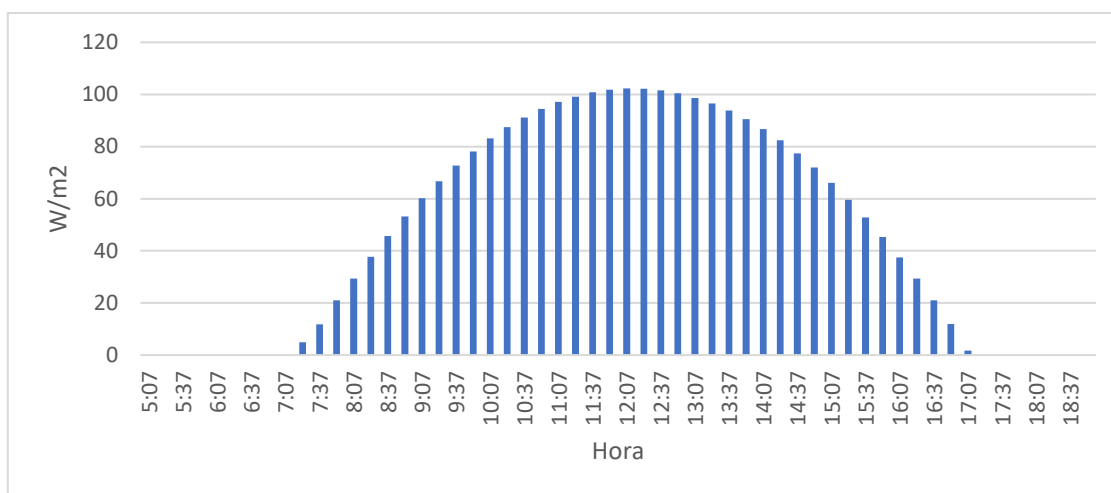


Figura 55 Potencia horaria Noviembre

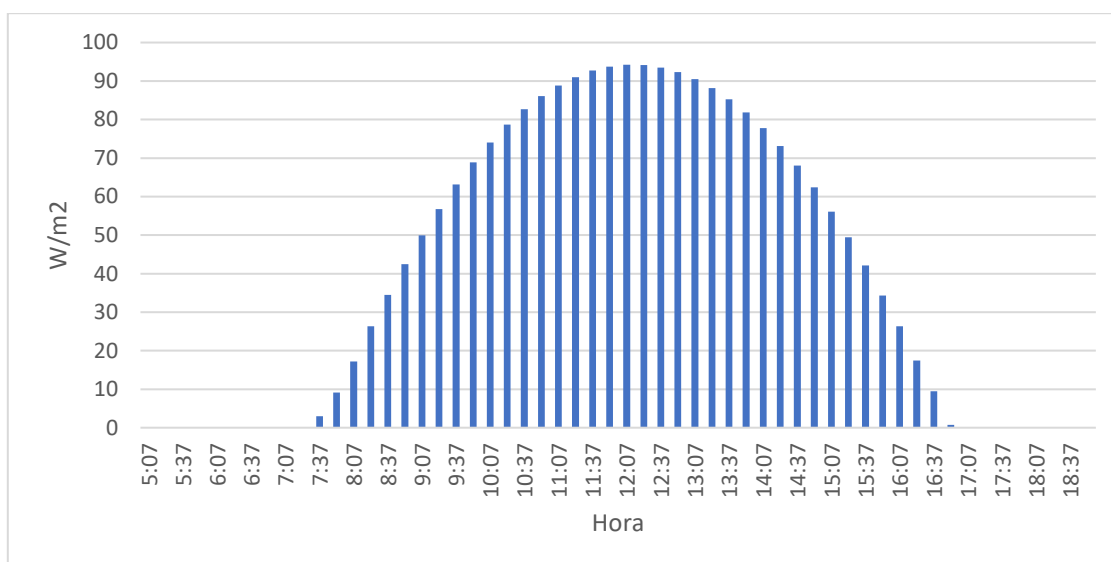


Figura 56 Potencia horaria Diciembre

A modo de comprobación se obtiene la producción diaria producto de la suma de las potencias horarias indicadas anteriormente divididas entre 4, ya que da el dato cada 15 minutos. Los resultados a modo de comparación quedan reflejados en la siguiente tabla con su figura asociada:

|            | Método simplificado | Método Integración  |            |
|------------|---------------------|---------------------|------------|
| Mes        | Producción total kW | Producción total kW | Diferencia |
| Enero      | 3031.025288         | 2964.913898         | 66.11139   |
| Febrero    | 3646.015926         | 3544.29752          | 101.7184   |
| Marzo      | 4392.790272         | 4195.156636         | 197.6336   |
| Abril      | 4502.610029         | 4270.039351         | 232.5707   |
| Mayo       | 4780.820079         | 4474.329963         | 306.4901   |
| Junio      | 5051.708813         | 4651.658017         | 400.0508   |
| Julio      | 5220.099107         | 4739.156665         | 480.9424   |
| Agosto     | 4971.174324         | 4522.289133         | 448.8852   |
| Septiembre | 4422.07554          | 4089.157713         | 332.9178   |
| Octubre    | 3938.868611         | 3711.031187         | 227.8374   |
| Noviembre  | 3199.415581         | 3094.96325          | 104.4523   |
| Diciembre  | 2716.208652         | 2665.425158         | 50.78349   |

Tabla 15 Comparación método simplificado y horario

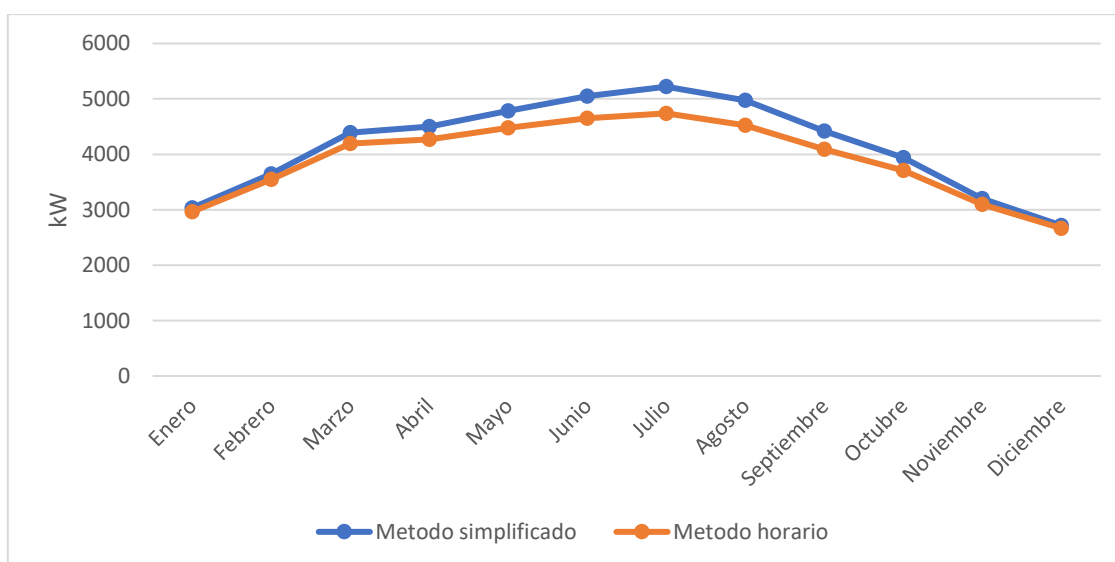


Figura 57 Comparación método simplificado y horario

Como puede apreciarse el método simplificado sobreestima la producción en los meses con más horas de Sol, es decir en los meses centrales del año. La diferencia entre ambos métodos es de 2950 kW. Por ello se opta por trabajar con el método horario, es más preciso y es preferible que se infraestimen los mismos a sobreestimarlos.

## 7.4. Producción y demanda

Una vez se ha obtenido la producción y se sabe la demanda energética del bombeo, en este caso 2 demandas, la producida por las alternativas de disposición de agua posibles con la infraestructura actual, es decir con reducción por riego de la Acequia del Oro o paliando esta reducción reconduciendo agua de Pinedo I.

Con ello se podrá obtener en cada momento cuanta de la demanda energética se puede auto consumir con la energía producida por la instalación fotovoltaica, cuando energía se debe comprar a la red para cumplir la demanda y en caso de que se produjera energía en exceso, cuanta de esta se vertería a la red.

A continuación, se pondrán una serie de figuras para ver esquemáticamente mes por mes la cantidad de energía que se auto consume, la que se compra y la que se vierte a la red:

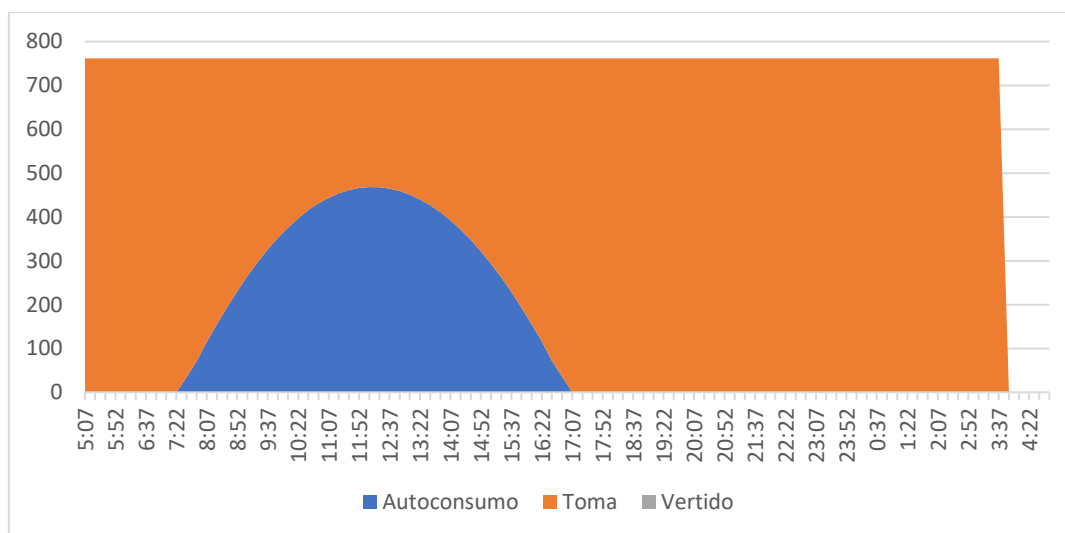


Figura 58 IA.PIId e IA.PIId+PI Enero. Auto consumo, toma y vertido

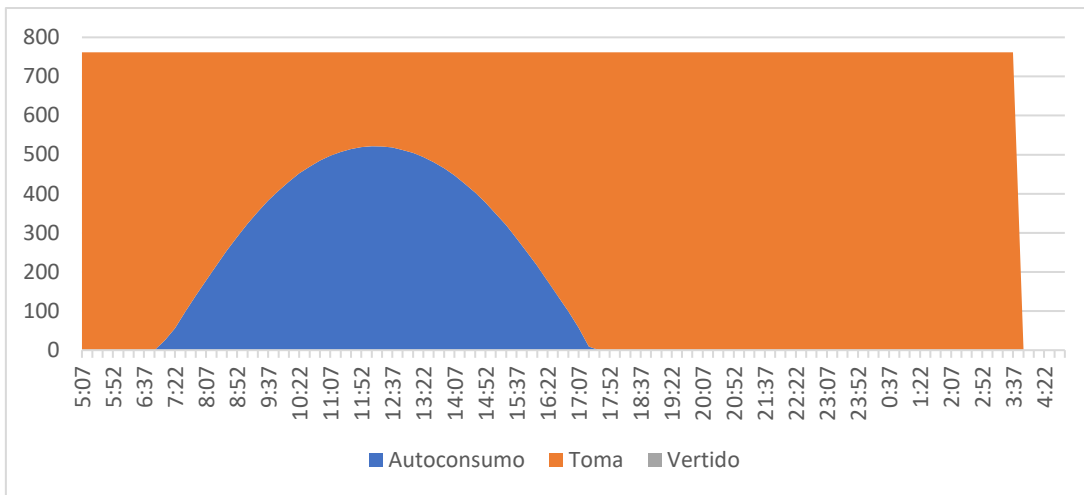


Figura 59 IA.PIId e IA.PIId+PI Febrero. Auto consumo, toma y vertido

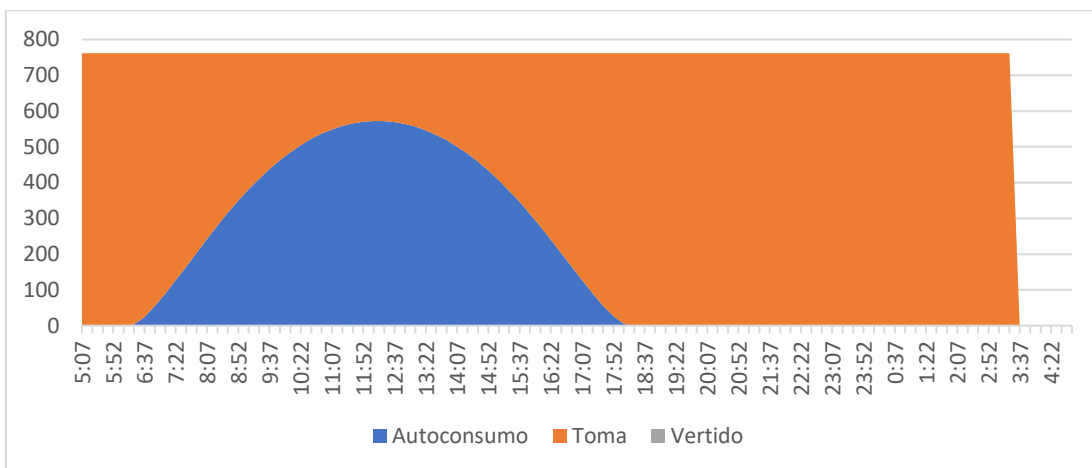


Figura 60 IA.PIId e IA.PIId+PI Marzo. Auto consumo, toma y vertido

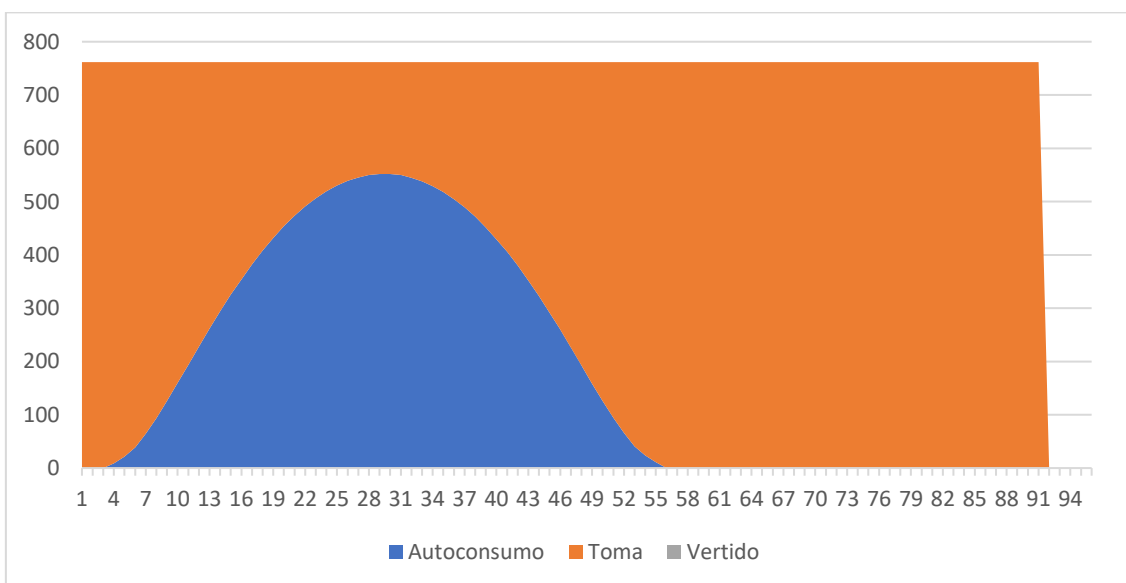


Figura 61 IA.PIId e IA.PIId+PI Abril. Auto consumo, toma y vertido

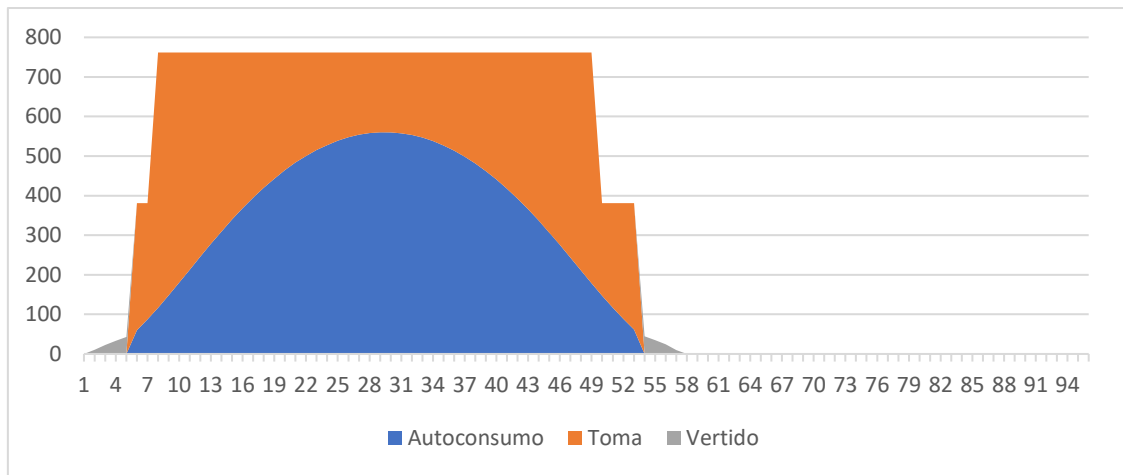


Figura 62 IA.PIId Mayo. Auto consumo, toma y vertido

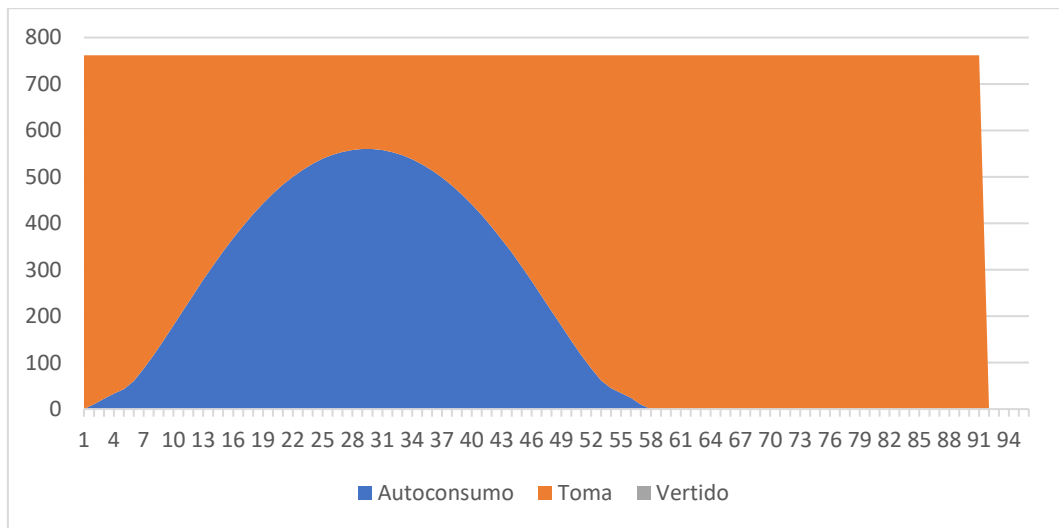


Figura 63 IA.PIId +PI Mayo. Auto consumo, toma y vertido

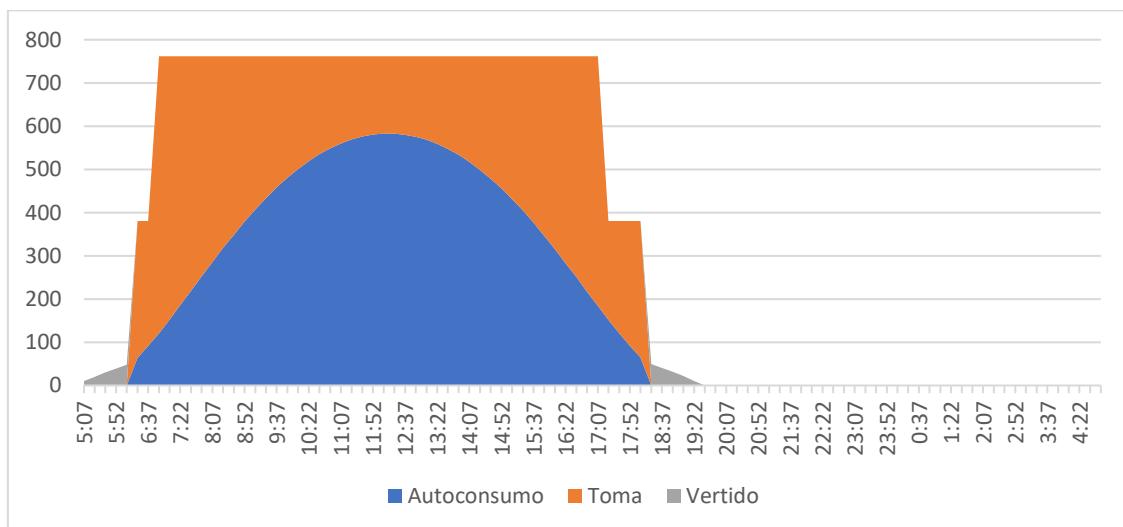


Figura 64 IA.PIId Junio. Auto consumo, toma y vertido



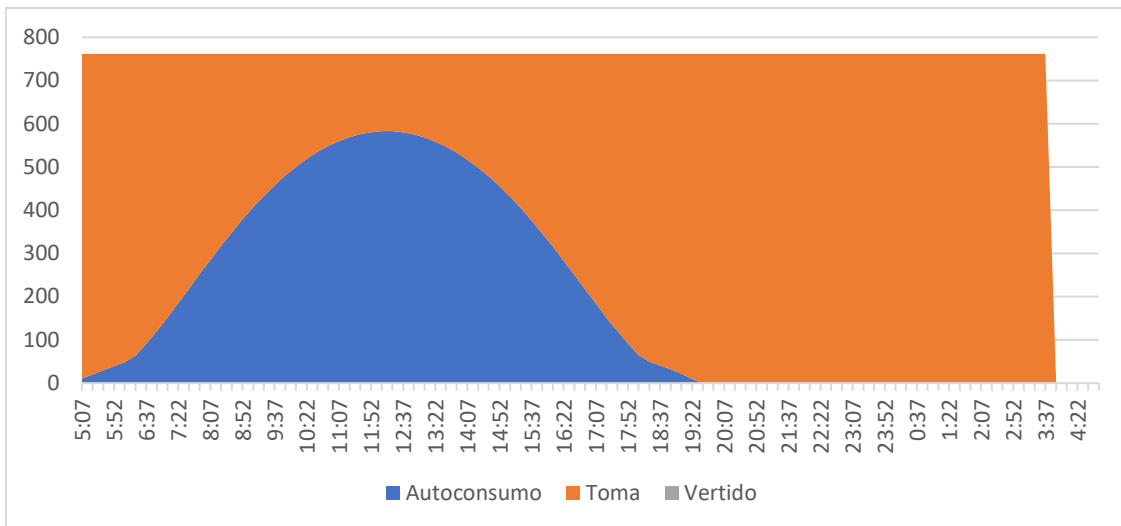


Figura 65 IA.PIId +PI Junio. Auto consumo, toma y vertido

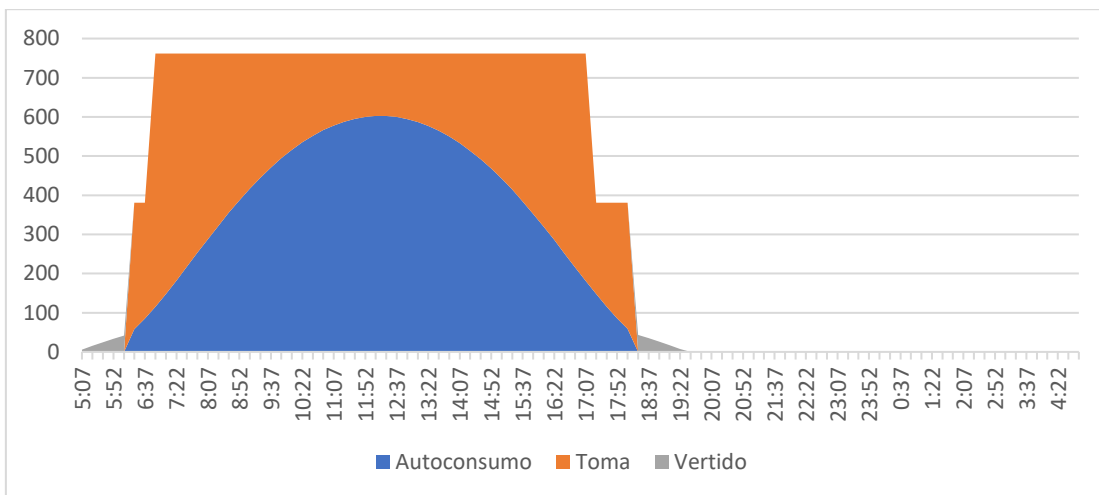


Figura 66 IA.PIId Julio. Auto consumo, toma y vertido

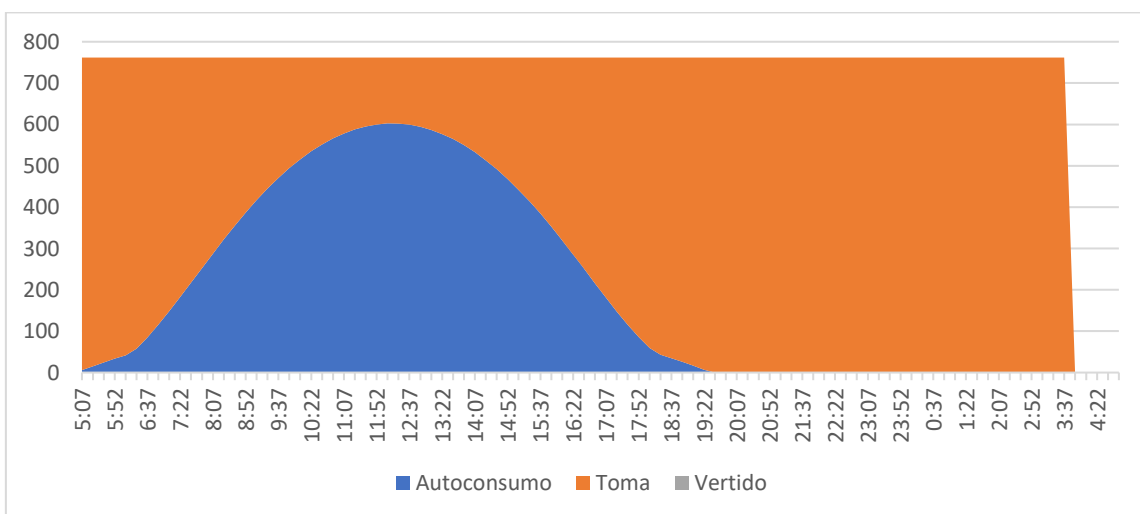


Figura 67 IA.PIId +PI Julio. Auto consumo, toma y vertido

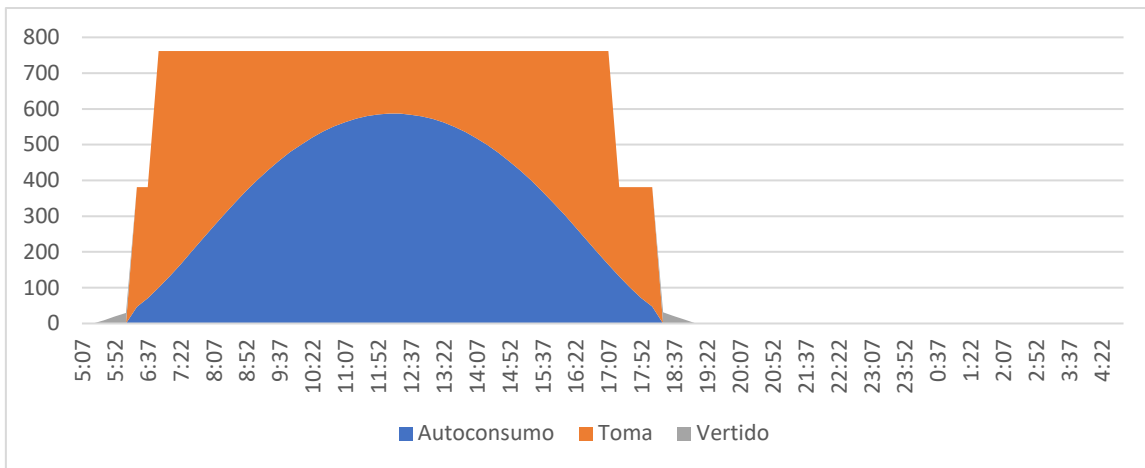


Figura 68 IA.PIId Agosto. Auto consumo, toma y vertido

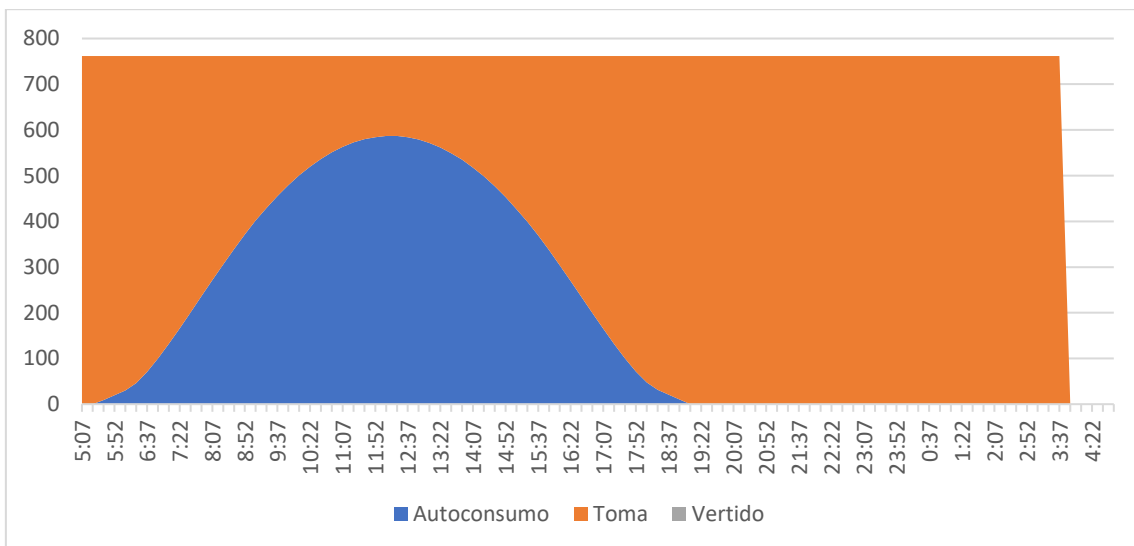


Figura 69IA.PIId +PI Agosto. Auto consumo, toma y vertido

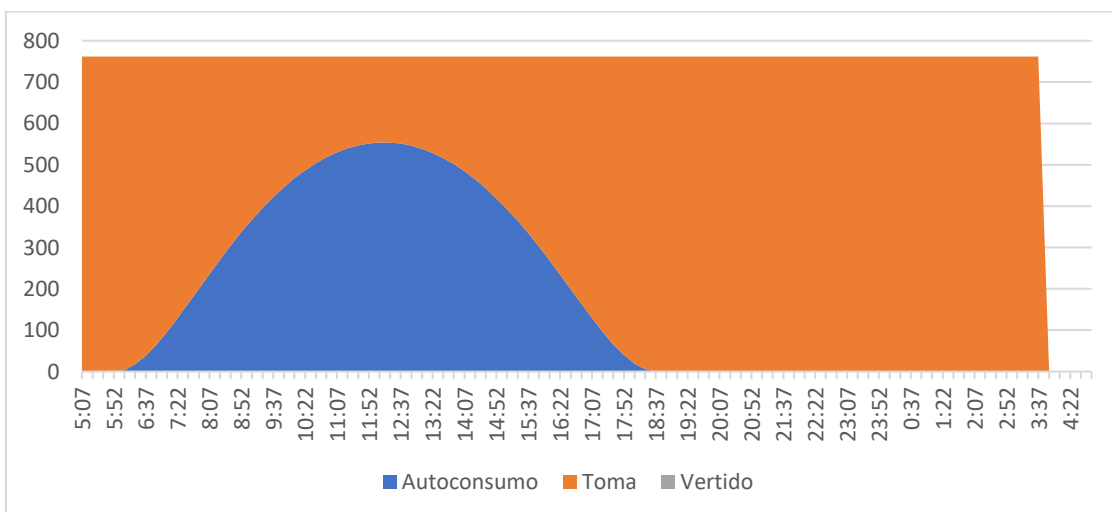


Figura 70 IA.PIId e IA.PIId+PI Septiembre. Auto consumo, toma y vertido

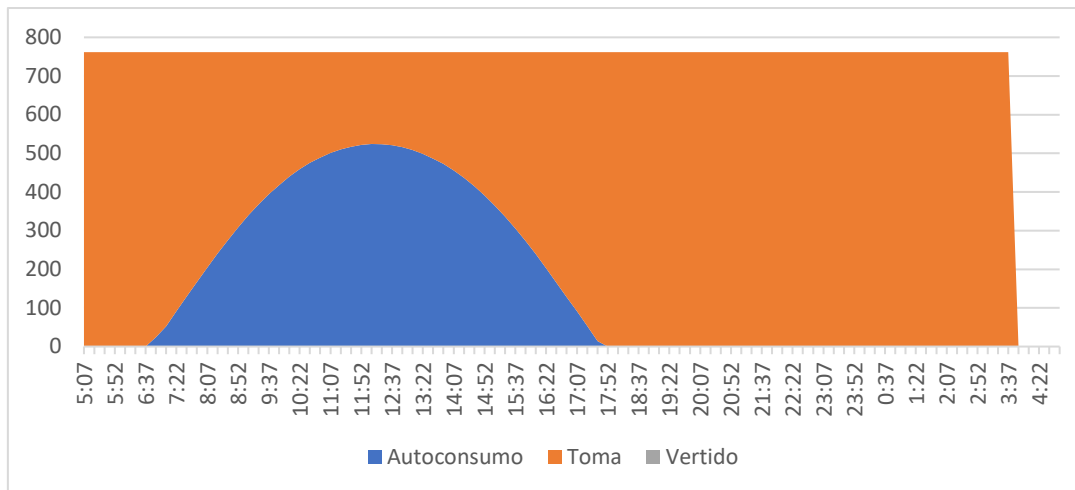


Figura 71 IA.PIId e IA.PIId+PI Octubre. Auto consumo, toma y vertido

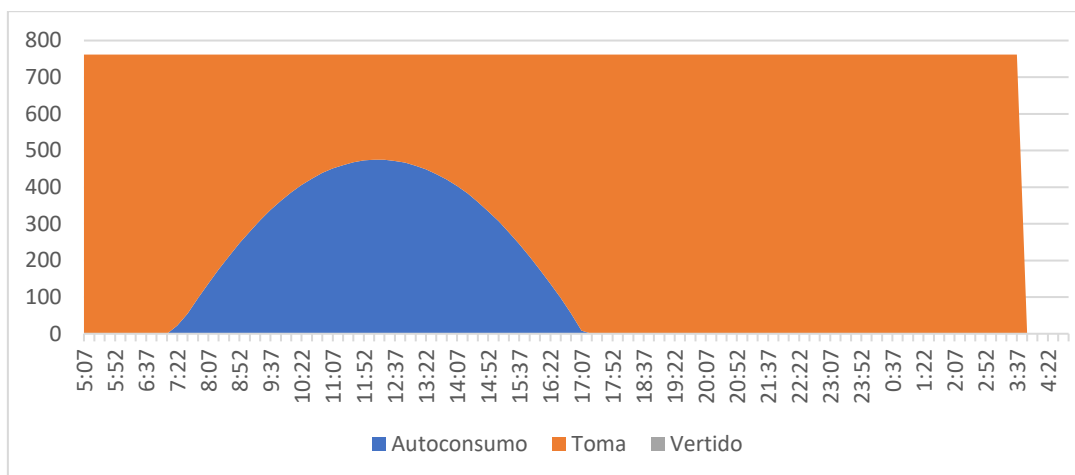


Figura 72 IA.PIId e IA.PIId+PI Noviembre. Auto consumo, toma y vertido

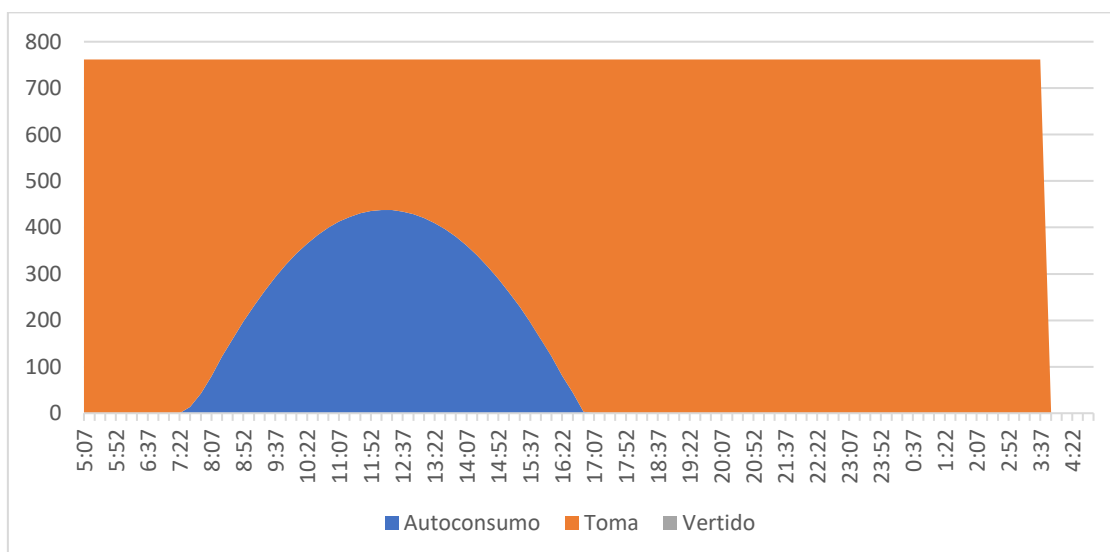


Figura 73 IA.PIId e IA.PIId+PI Diciembre. Auto consumo, toma y vertido

Dichos resultados quedan reflejados en las siguientes tablas:

|                   | Dia (kW)    |        |         |
|-------------------|-------------|--------|---------|
|                   | Autoconsumo | Toma   | Vertido |
| <b>Enero</b>      | 2,965       | 14,364 | 0       |
| <b>Febrero</b>    | 3,544       | 13,785 | 0       |
| <b>Marzo</b>      | 4,195       | 12,943 | 0       |
| <b>Abril</b>      | 4,270       | 13,059 | 0       |
| <b>Mayo</b>       | 3,531       | 4,646  | 944     |
| <b>Junio</b>      | 3,580       | 4,596  | 1,072   |
| <b>Julio</b>      | 3,561       | 4,616  | 1,178   |
| <b>Agosto</b>     | 3,451       | 4,725  | 1,071   |
| <b>Septiembre</b> | 4,089       | 13,240 | 0       |
| <b>Octubre</b>    | 3,711       | 13,618 | 0       |
| <b>Noviembre</b>  | 3,095       | 14,234 | 0       |
| <b>Diciembre</b>  | 2,665       | 14,664 | 0       |

Tabla 16 IA.PIId Autosumo, toma y vertido diario por mes

|                   | Dia (kW)    |        |         |
|-------------------|-------------|--------|---------|
|                   | Autoconsumo | Toma   | Vertido |
| <b>Enero</b>      | 2,965       | 14,364 | 0       |
| <b>Febrero</b>    | 3,544       | 13,785 | 0       |
| <b>Marzo</b>      | 4,195       | 12,943 | 0       |
| <b>Abril</b>      | 4,270       | 13,059 | 0       |
| <b>Mayo</b>       | 4,474       | 12,855 | 0       |
| <b>Junio</b>      | 4,652       | 12,677 | 0       |
| <b>Julio</b>      | 4,739       | 12,590 | 0       |
| <b>Agosto</b>     | 4,522       | 12,807 | 0       |
| <b>Septiembre</b> | 4,089       | 13,240 | 0       |
| <b>Octubre</b>    | 3,711       | 13,618 | 0       |
| <b>Noviembre</b>  | 3,095       | 14,234 | 0       |
| <b>Diciembre</b>  | 2,665       | 14,664 | 0       |

Tabla 17 IA.PIId+PI Autoconsumo, toma vertido diario por mes

Como puede observarse en las gráficas anteriores la demanda en los meses de riego de la Acequia del Oro se ha ajustado para que el vertido sea el mínimo, aun así, queda un poco de vertido residual.

## 8. Evaluación de alternativas

Con el diseño llevado a cabo anteriormente se ha conseguido un primer diseño de la instalación, pero ¿es este el mejor? Para responder a esta pregunta se propondrán una serie de alternativas con el fin de ver cuál sería la mejor. Para tomar esta decisión se hará uso de los indicadores económicos VAN, TIR y periodo de recuperación de la inversión.

Las alternativas propuestas para la optimización son las siguientes: Alternativa 0, dicho de otra manera, sin instalación solar, toda la energía se tomará de la red. Alternativa instalación solar optimizada, en esta alternativa se propondrán diferentes configuraciones para obtener la mejor combinación de los indicadores económicos citados anteriormente. La última de las alternativas será dotando a la instalación de baterías para almacenar la energía sobrante, con ello se pretende desconectarse de la red y reducir la compra a 0.

### 8.1. Análisis mercado energético

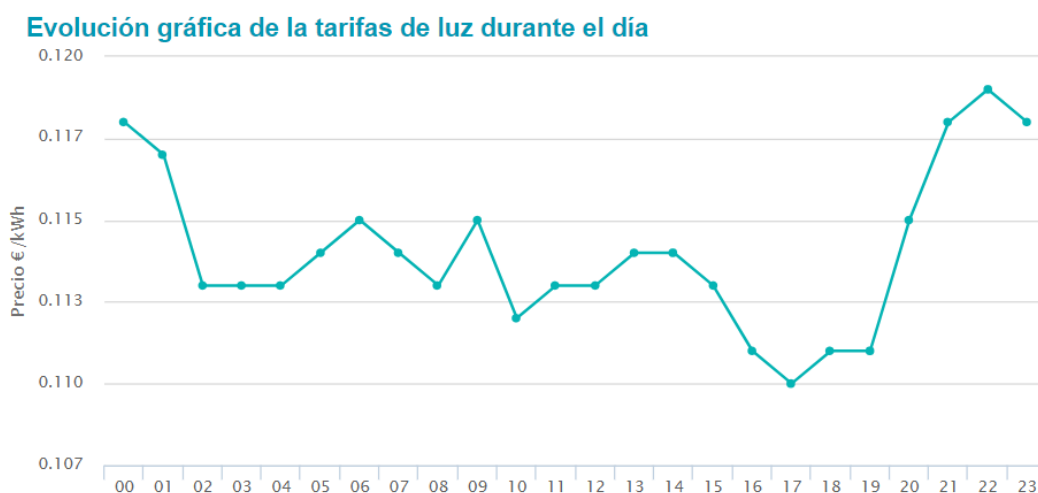
Lo primero que se necesitará para poder comparar las diferentes alternativas será el saber el precio de la energía, es decir el precio de compra y el precio de venta. El precio de la electricidad en España, el cual, regulado como un mercado libre, está compuesto por dos conceptos, uno se aplica sobre el término fijo de la factura que debe pagarse todos los meses y otro sobre el término variable que es el que evalúa la cantidad de luz que se consumió en un determinado periodo de tiempo.

El importe final es producto de la potencia contratada para el suministro medido en kW, el coste a aplicar a cada uno de los kilovatios y el número de días o meses del periodo de facturación. El coste del término fijo está regulado por el Gobierno a través del Ministerio de Industria, lo que significa que, independientemente de la Comercializadora, no deben cobrar por este concepto más de los €/kW/día o €/kW/mes que establece el Gobierno en cada momento para el tipo de tarifa elegido.

En España existe un impuesto para el autoconsumo, llamado impuesto al Sol, el cual son los importes a pagar para seguir conectado a la red eléctrica. Si se realiza dicho autoconsumo estando totalmente aislados de la red eléctrica no se aplicará el citado impuesto, y por lo tanto no se aplicará este impuesto. Por ello en la tercera de las alternativas propuestas, en la de desconectarse de la red

mediante la inclusión de baterías en el sistema, no debería existir este impuesto, pero la legislación española también graba a las mismas con un cargo fijo por la energía almacenada y consumida, es decir un impuesto a la hora de comprar el producto.

El precio de compra de la energía a lo largo del día varía dependiendo de la hora, en función de la oferta la demanda. Es decir, en las horas punta el precio de compra será mayor que en horas de menor actividad. Existen tarifas nocturnas, en las cuales el precio de compra en horas nocturnas es menor que en las tarifas estándar, pero en horas diurnas este precio de compra es sensiblemente mayor. Es por ello que para la realización se ha tomado como referencia la media de las tarifas estándar, en las cuales el precio varía a lo largo del día como se ve en la siguiente figura:



**Figura 74 Variación precio de compra de la energía a lo largo del día. (Red eléctrica española, 2018)**

La media del precio es de 0.120€/kWh como precio final para un usuario normal, pero en este precio no está incluido el llamado impuesto al sol. Este depende de varios factores, como el tipo de instalación, la potencia instalada y otra serie de factores los cuales se pueden observar en la siguiente tabla:

| Peaje de acceso                  | Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) |           |           |           |           |           |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                                  | Periodo 1                                           | Periodo 2 | Periodo 3 | Periodo 4 | Periodo 5 | Periodo 6 |
| 2.0 A ( $P_c \leq 10$ kW)        | 0,049033                                            |           |           |           |           |           |
| 2.0 DHA ( $P_c \leq 10$ kW)      | 0,063141                                            | 0,008907  |           |           |           |           |
| 2.0 DHS ( $P_c \leq 10$ kW)      | 0,063913                                            | 0,009405  | 0,008767  |           |           |           |
| 2.1 A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)   | 0,060728                                            |           |           |           |           |           |
| 2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW) | 0,074079                                            | 0,018282  |           |           |           |           |
| 2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW) | 0,074851                                            | 0,021301  | 0,014025  |           |           |           |
| 3.0 A ( $P_c > 15$ kW)           | 0,029399                                            | 0,019334  | 0,011155  |           |           |           |
| 3.1A (1 kV a 36 kV)              | 0,022656                                            | 0,015100  | 0,014197  |           |           |           |
| 6.1A (1 kV a 30 kV)              | 0,018849                                            | 0,016196  | 0,011534  | 0,012518  | 0,013267  | 0,008879  |
| 6.1B (30 kV a 36 kV)             | 0,018849                                            | 0,013890  | 0,010981  | 0,011905  | 0,012871  | 0,008627  |
| 6.2 (36 kV a 72,5 kV)            | 0,020138                                            | 0,016194  | 0,011691  | 0,011696  | 0,011996  | 0,008395  |
| 6.3 (72,5 kV a 145 kV)           | 0,022498                                            | 0,017414  | 0,012319  | 0,011824  | 0,011953  | 0,008426  |
| 6.4 (Mayor o igual a 145 kV)     | 0,018849                                            | 0,013138  | 0,010981  | 0,011104  | 0,011537  | 0,008252  |

**Tabla 18 Cargos impuesto autoconsumo €/kWh publicado en el BOE**

De la tabla de obtiene que el precio aumentaría del orden de 0.0123€/kWh de media. Es por ello que para este estudio se tomara como precio de compra final de la energía el de la suma del precio de compra general sumándole el de este impuesto, quedando en un precio de compra de 0.130/kWh.

Por otro lado, se podrá verter energía a la red, en lo momentos en los que se produzca energía que no se consuma. Esta energía también tiene un precio de venta, lo cual supondrá ingresos, pero este precio no es ni la mitad del precio de compra, la media en los últimos meses del previo de venta es de 0.50€/kWh. (Red Eléctrica Española)

## 8.2. Análisis económico

Como se ha comentado anteriormente para poder comparar las alternativas se utilizarán una serie de indicadores económicos que servirán para mostrar cual será la mas beneficiosa. A continuación, se pasará a hacer una pequeña descripción de cada uno de los indicadores utilizados.

### 8.2.1. Valor Actual Neto

Valor actual neto, o VAN, es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con la inversión. Para hacer esto, se actualizan los flujos de caja futuros al presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en la moneda utilizada.

La expresión para obtener el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$ .
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ ).
- $n$  es el número de periodos de tiempo.
- $k$  es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

Como tipo de interés se ha tomado el actual, que está al 3.4%.

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son rentables y, en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- **VAN > 0:** el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.



- **VAN < 0:** el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

### 8.2.2. Tasa interna de retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Esta da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento.

Para calcular el TIR se parte de la expresión anterior del VAN, y consiste sobre esta expresión el encontrar la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, dicho de otro modo, que el VAN de igual a cero. Quedando representado en la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Donde:

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$
- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )
- $n$  es el número de periodos de tiempo

El criterio de selección será, siendo “ $k$ ” la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN, el siguiente:

- Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si  $TIR = k$ , es una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si  $TIR < k$ , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que se le pide a la inversión.

### 8.2.3. Periodo de recuperación de la inversión

El Periodo de recuperación de la inversión o Payback es un criterio que sirve para evaluar inversiones, se define como el periodo de tiempo requerido para

recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del payback se obtiene el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no.

### 8.3. Alternativa 0, sin instalación solar

La primera alternativa es estudiar el precio de compra en la situación actual. Para ello se propondrá un precio de compra de 0.120€/kWh, es decir sin impuesto al Sol para simular la realidad lo máximo posible. Por ello simulando el número de horas diarias que tiene que trabajar el bombeo y la potencia de este se obtiene las siguientes tablas para las dos alternativas de demanda propuestas para la situación actual:

| Mes        | Horas diarias | Pe(max) diario kW | MW mes | Precio (€) |
|------------|---------------|-------------------|--------|------------|
| Enero      | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Febrero    | 22.7          | 761.7             | 484.2  | 58098.0    |
| Marzo      | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Abril      | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Mayo       | 10.8          | 761.7             | 253.9  | 30468.7    |
| Junio      | 10.8          | 761.7             | 245.7  | 29485.8    |
| Julio      | 10.8          | 761.7             | 253.9  | 30468.7    |
| Agosto     | 10.8          | 761.7             | 253.9  | 30468.7    |
| Septiembre | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Octubre    | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Noviembre  | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Diciembre  | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |

Tabla 19 Precio mensual bombeo IA.PIId

| Mes        | Horas diarias | Pe(max) diario kW | MW mes | Precio (€) |
|------------|---------------|-------------------|--------|------------|
| Enero      | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Febrero    | 22.7          | 761.7             | 484.2  | 58098.0    |
| Marzo      | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Abril      | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Mayo       | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Junio      | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Julio      | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Agosto     | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Septiembre | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Octubre    | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |
| Noviembre  | 22.7          | 761.7             | 518.7  | 62247.9    |
| Diciembre  | 22.7          | 761.7             | 536.0  | 64322.8    |

Tabla 20 Precio mensual bombeo IA.PIId+PI

Dando como resultado la suma mensual un coste de operación anual en el primero de los casos 623024.98€-año y en el segundo 757346.37€-año. Costes que se pretenden reducir a raíz de la propuesta de las siguientes alternativas.

## 8.4. Alternativa con paneles solares

Para optimizar la instalación solar se partirá del diseño que se a hecho anteriormente, ya que este es el tamaño mínimo que debería tener, es decir tener instalada la potencia de la impulsión. El problema, como se puede ver en los resultados expuestos es que en ningún momento del mes instalación solar alcanza para autoabastecer el bombeo. Cada alternativa se denominará “Alternativa” + por cuanto se multiplica el tamaño de la instalación. Se empezarán dando los indicadores económicos de la primera alternativa para tener una base sobre la que comparar resultados.

### 8.4.1. Alternativa x1

Esta es la alternativa básica, la cual se pasará a términos monetarios. Para poder contabilizar el ahorro que supone la inversión, cada kW auto consumido pasará a contabilizarse como ingreso, al igual que la venta de energía a la red. Esto permitirá comparar la alternativa actual con la alternativa 0.

Con el precio por vatio instalado mencionado anteriormente, el cual era de 0.767€/W, se obtiene que esta alternativa tendría un coste de compra e instalación de 710.650€

Como gastos de explotación no se contabilizará el resto de energía que habrá que comprar de la red, por lo dicho anteriormente, se parte que la alternativa 0 es como 0, un gasto que se va a tener que realizar si o si y a partir del mismo se irán sumando ingresos por energía auto consumida. Por ello los gastos de explotación vendrán a ser fruto del mantenimiento de la instalación, los cuales se han estimado de un 3% anual al coste de instalación inicial, estos gastos de mantenimiento aumentarán cada año por la inflación de los precios y el mayor deterioro de la instalación, dicho aumento se ha estimado del 2% anual.

Por otro lado, los ingresos también se han ido disminuyendo a partir del 10 año por el efecto de pérdida de eficiencia de los paneles y su desgaste, como parte de este desgaste está previsto en el mantenimiento anterior citado. Por ello la pérdida de rendimiento se estima a partir del décimo año de un 1% anual.

Como los resultados anuales de la cantidad de energía comprada a la red, auto consumida y vertida a la red para las dos disponibilidades de demanda se han mostrado en apartados anteriores para estas dos alternativas se procederá a mostrar los mismos resultados en términos monetarios, quedando reflejados en las siguientes tablas:

|                   | <b>Compra</b>    | <b>Autoconsumo</b> | <b>Vertido</b> |
|-------------------|------------------|--------------------|----------------|
| <b>Enero</b>      | 57,888 €         | 11,949 €           | 0 €            |
| <b>Febrero</b>    | 50,177 €         | 12,901 €           | 0 €            |
| <b>Marzo</b>      | 52,162 €         | 16,906 €           | 0 €            |
| <b>Abril</b>      | 50,930 €         | 16,653 €           | 0 €            |
| <b>Mayo</b>       | 18,723 €         | 14,228 €           | 1,463 €        |
| <b>Junio</b>      | 17,926 €         | 13,963 €           | 1,607 €        |
| <b>Julio</b>      | 18,602 €         | 14,350 €           | 1,827 €        |
| <b>Agosto</b>     | 19,043 €         | 13,908 €           | 1,660 €        |
| <b>Septiembre</b> | 51,636 €         | 15,948 €           | 0 €            |
| <b>Octubre</b>    | 54,881 €         | 14,955 €           | 0 €            |
| <b>Noviembre</b>  | 55,513 €         | 12,070 €           | 0 €            |
| <b>Diciembre</b>  | 59,095 €         | 10,742 €           | 0 €            |
| <b>Año</b>        | <b>506,575 €</b> | <b>168,573 €</b>   | <b>6,557 €</b> |

**Tabla 21 Alt.x1 IA.PIId Ingresos y gastos mensuales**

|                   | <b>Compra</b>    | <b>Autoconsumo</b> | <b>Vertido</b> |
|-------------------|------------------|--------------------|----------------|
| <b>Enero</b>      | 57,888 €         | 11,949 €           | 0 €            |
| <b>Febrero</b>    | 50,177 €         | 12,901 €           | 0 €            |
| <b>Marzo</b>      | 52,162 €         | 16,906 €           | 0 €            |
| <b>Abril</b>      | 50,930 €         | 16,653 €           | 0 €            |
| <b>Mayo</b>       | 51,805 €         | 18,032 €           | 0 €            |
| <b>Junio</b>      | 49,442 €         | 18,141 €           | 0 €            |
| <b>Julio</b>      | 50,737 €         | 19,099 €           | 0 €            |
| <b>Agosto</b>     | 51,611 €         | 18,225 €           | 0 €            |
| <b>Septiembre</b> | 51,636 €         | 15,948 €           | 0 €            |
| <b>Octubre</b>    | 54,881 €         | 14,955 €           | 0 €            |
| <b>Noviembre</b>  | 55,513 €         | 12,070 €           | 0 €            |
| <b>Diciembre</b>  | 59,095 €         | 10,742 €           | 0 €            |
| <b>Año</b>        | <b>635,876 €</b> | <b>185,621 €</b>   | <b>0 €</b>     |

**Tabla 22 Alt.x1 IA.PIId+PI Ingresos y gastos mensuales**

Quedando sus respectivos flujos de caja representados en las siguientes figuras:

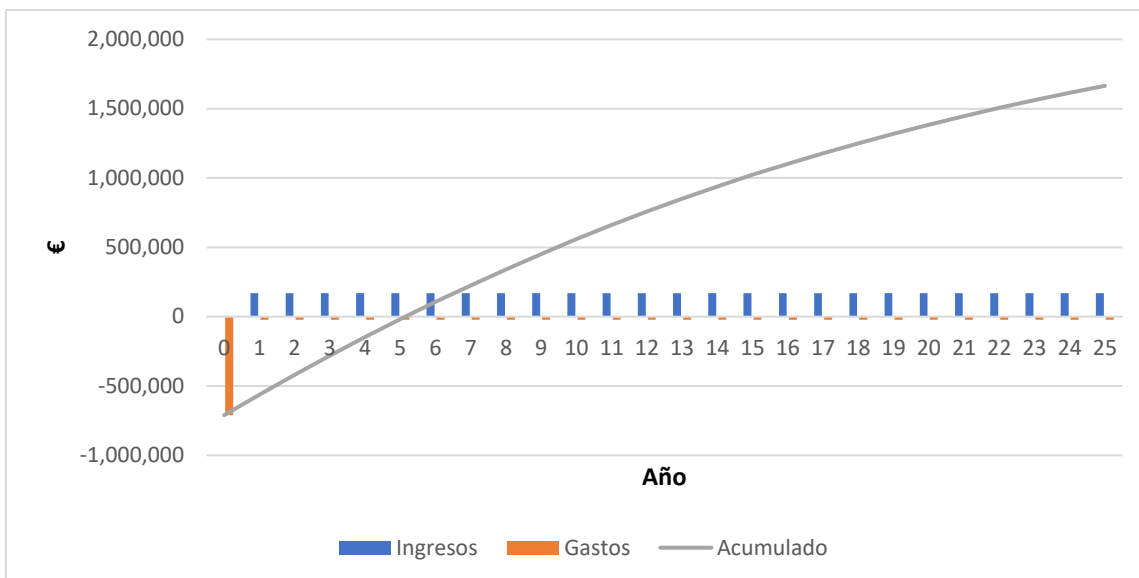


Figura 75 Alt.x1 IA.PIId Flujo de caja

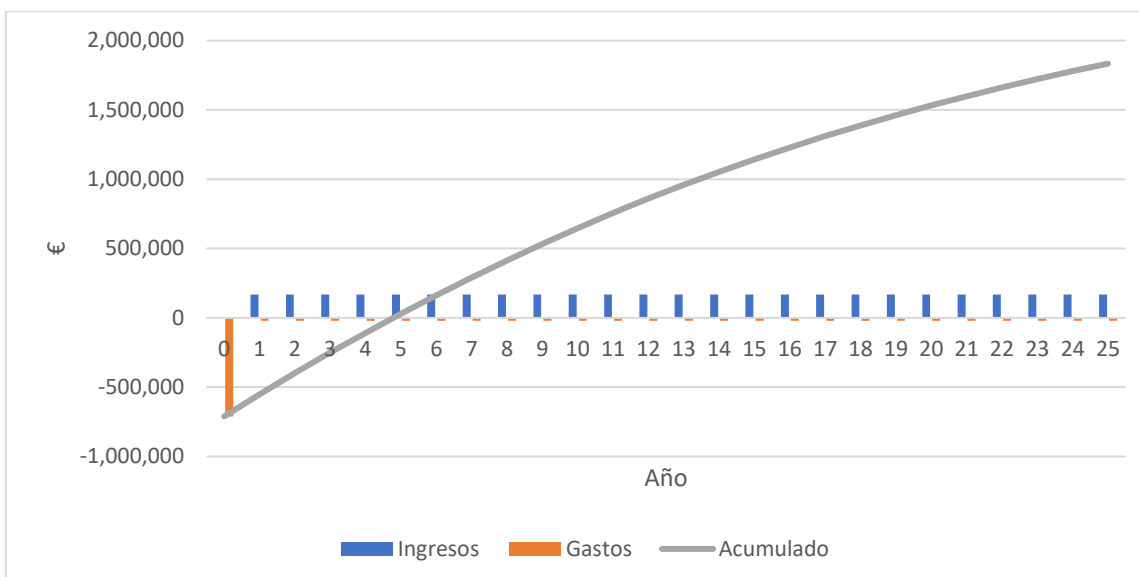


Figura 76 Alt.x1 IA.PIId+PI Flujo de caja

Y siendo los indicadores obtenidos para cada una de las alternativas los siguientes:

|                                      |             |
|--------------------------------------|-------------|
| VAN                                  | 1,664,864 € |
| TIR                                  | 21% %       |
| Periodo recuperación de la inversión | 6 años      |

Tabla 23 Alt.x1 IA.PIId Indicadores económicos

|                                            |             |
|--------------------------------------------|-------------|
| VAN                                        | 1,833,521 € |
| TIR                                        | 23%         |
| Periodo<br>recuperación de la<br>inversión | 5 años      |

**Tabla 24 Alt.x1 IA.PIID+PI Indicadores económicos**

Ambas alternativas son prácticamente iguales, saliendo la factura eléctrica de 0,0135€/m<sup>3</sup> en la impulsión con reducción y de 0,0141 €/m<sup>3</sup> en la constante. Pero como la instalación no llega ni a cubrir para abastecer por ella sola a la impulsión, se propone la siguiente alternativa, estudiando si en una instalación del triple de tamaño los indicadores económicos mejoran o al contrario empeoran.

#### 8.4.2. Alternativa x3

La siguiente de las alternativas consiste en triplicar el tamaño de la instalación, lo que repercutirá de igual medida en el coste de instalación, quedando un coste de instalación de 2.131.950€.

En esta ocasión se mostrará en GW la energía auto consumida, la comprada a la red y la vertida mensualmente para las dos opciones de demanda actuales. Los resultados quedan reflejados en las siguientes tablas con sus figuras asociadas.

|                   | Mes (GW)    |             |             |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|
|                   | Compra      | Autoconsumo | Vertido     |
| <b>Enero</b>      | 0.347       | 0.191       | 0.085       |
| <b>Febrero</b>    | 0.296       | 0.190       | 0.108       |
| <b>Marzo</b>      | 0.300       | 0.231       | 0.159       |
| <b>Abril</b>      | 0.283       | 0.236       | 0.148       |
| <b>Mayo</b>       | 0.120       | 0.133       | 0.283       |
| <b>Junio</b>      | 0.114       | 0.131       | 0.288       |
| <b>Julio</b>      | 0.120       | 0.133       | 0.307       |
| <b>Agosto</b>     | 0.125       | 0.129       | 0.292       |
| <b>Septiembre</b> | 0.294       | 0.226       | 0.142       |
| <b>Octubre</b>    | 0.318       | 0.219       | 0.126       |
| <b>Noviembre</b>  | 0.329       | 0.191       | 0.088       |
| <b>Diciembre</b>  | 0.356       | 0.181       | 0.067       |
| <b>Año</b>        | <b>3.00</b> | <b>2.19</b> | <b>2.09</b> |

**Tabla 25 Alt.x3 IA.PIID Energía comprada, auto consumida y vertida mensual**



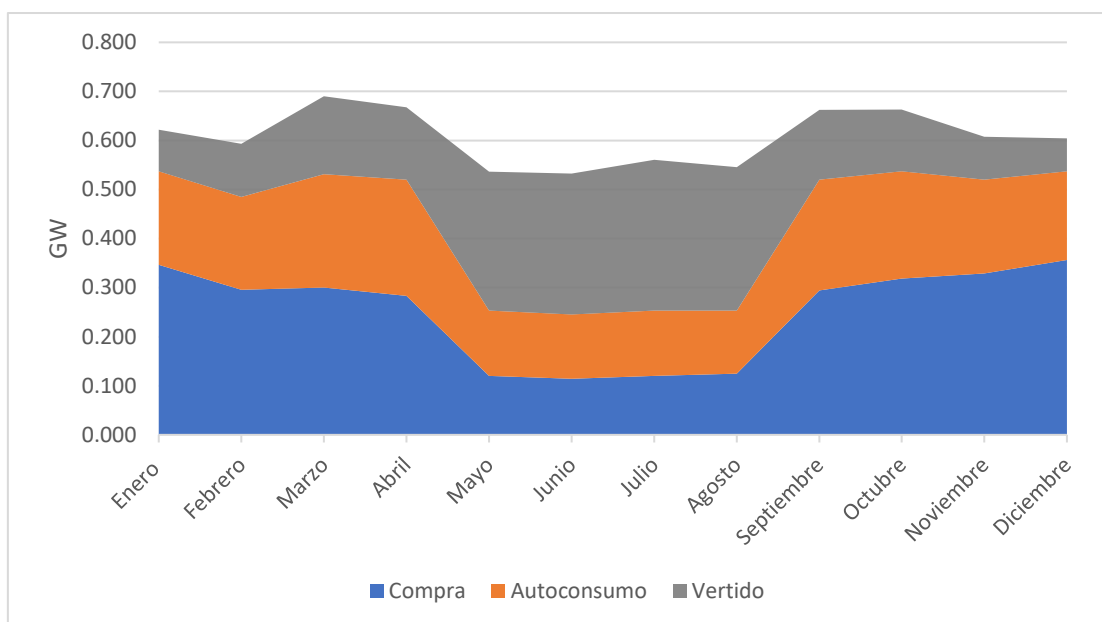
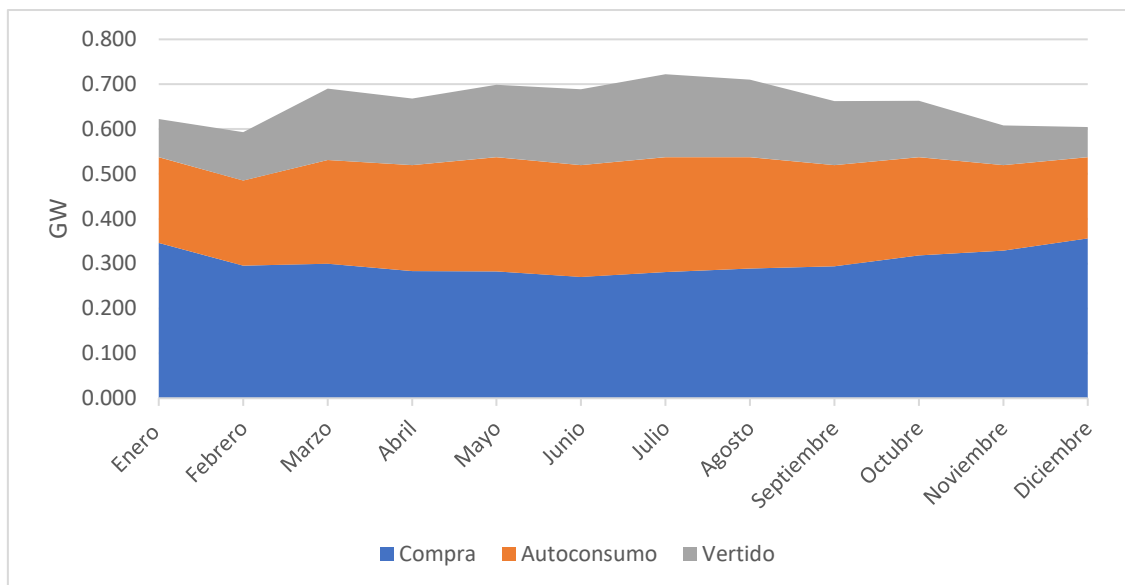


Figura 77 Alt.x3 IA.PIId Energía comprada, auto consumida y vertida mensual

|                   | Mes (GW)    |             |             |
|-------------------|-------------|-------------|-------------|
|                   | Compra      | Autoconsumo | Vertido     |
| <b>Enero</b>      | 0.347       | 0.191       | 0.085       |
| <b>Febrero</b>    | 0.296       | 0.190       | 0.108       |
| <b>Marzo</b>      | 0.300       | 0.231       | 0.159       |
| <b>Abril</b>      | 0.283       | 0.236       | 0.148       |
| <b>Mayo</b>       | 0.283       | 0.255       | 0.161       |
| <b>Junio</b>      | 0.270       | 0.250       | 0.169       |
| <b>Julio</b>      | 0.282       | 0.256       | 0.185       |
| <b>Agosto</b>     | 0.289       | 0.248       | 0.173       |
| <b>Septiembre</b> | 0.294       | 0.226       | 0.142       |
| <b>Octubre</b>    | 0.318       | 0.219       | 0.126       |
| <b>Noviembre</b>  | 0.329       | 0.191       | 0.088       |
| <b>Diciembre</b>  | 0.356       | 0.181       | 0.067       |
| <b>Año</b>        | <b>3.65</b> | <b>2.67</b> | <b>1.61</b> |

Tabla 26 Alt.x3 IA.PIId+PI Energía comprada, auto consumida y vertida mensual



**Figura 78 Alt.x3 IA.PIId+PI Energía comprada, auto consumida y vertida mensual**

Como puede observarse el reducir la disponibilidad en los meses de mayor producción, opción de demanda IA.PIId, repercute en un mayor vertido en estos meses. Económicamente estos resultados quedan expuestos en las siguientes tablas:

|                   | <b>Compra</b>    | <b>Autoconsumo</b> | <b>Vertido</b>   |
|-------------------|------------------|--------------------|------------------|
| <b>Enero</b>      | 45,046 €         | 24,790 €           | 4,252 €          |
| <b>Febrero</b>    | 38,431 €         | 24,646 €           | 5,407 €          |
| <b>Marzo</b>      | 38,998 €         | 30,071 €           | 7,942 €          |
| <b>Abril</b>      | 36,853 €         | 30,731 €           | 7,396 €          |
| <b>Mayo</b>       | 15,654 €         | 17,297 €           | 14,145 €         |
| <b>Junio</b>      | 14,859 €         | 17,030 €           | 14,375 €         |
| <b>Julio</b>      | 15,600 €         | 17,351 €           | 15,358 €         |
| <b>Agosto</b>     | 16,227 €         | 16,724 €           | 14,596 €         |
| <b>Septiembre</b> | 38,254 €         | 29,330 €           | 7,120 €          |
| <b>Octubre</b>    | 41,366 €         | 28,470 €           | 6,306 €          |
| <b>Noviembre</b>  | 42,798 €         | 24,785 €           | 4,394 €          |
| <b>Diciembre</b>  | 46,332 €         | 23,504 €           | 3,354 €          |
| <b>Año</b>        | <b>390,418 €</b> | <b>284,729 €</b>   | <b>104,646 €</b> |

**Tabla 27 Alt.x3 IA.PIId Ingresos y gastos mensuales**

|                   | <b>Compra</b>    | <b>Autoconsumo</b> | <b>Vertido</b>  |
|-------------------|------------------|--------------------|-----------------|
| <b>Enero</b>      | 45,046 €         | 24,790 €           | 4,252 €         |
| <b>Febrero</b>    | 38,431 €         | 24,646 €           | 5,407 €         |
| <b>Marzo</b>      | 38,998 €         | 30,071 €           | 7,942 €         |
| <b>Abril</b>      | 36,853 €         | 30,731 €           | 7,396 €         |
| <b>Mayo</b>       | 36,750 €         | 33,087 €           | 8,072 €         |
| <b>Junio</b>      | 35,131 €         | 32,452 €           | 8,443 €         |
| <b>Julio</b>      | 36,608 €         | 33,228 €           | 9,251 €         |
| <b>Agosto</b>     | 37,631 €         | 32,206 €           | 8,642 €         |
| <b>Septiembre</b> | 38,254 €         | 29,330 €           | 7,120 €         |
| <b>Octubre</b>    | 41,366 €         | 28,470 €           | 6,306 €         |
| <b>Noviembre</b>  | 42,798 €         | 24,785 €           | 4,394 €         |
| <b>Diciembre</b>  | 46,332 €         | 23,504 €           | 3,354 €         |
| <b>Año</b>        | <b>474,197 €</b> | <b>347,301 €</b>   | <b>80,581 €</b> |

Tabla 28 Alt.x3 IA.PIId+PI Ingresos y gastos mensuales

Quedando sus respectivos flujos de caja representados en las siguientes figuras:

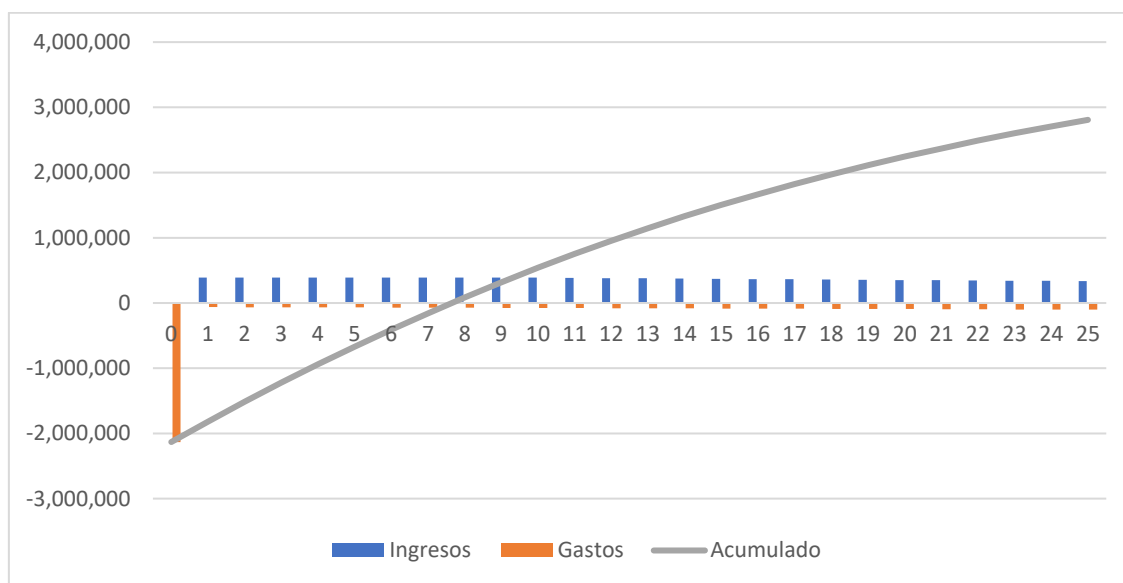


Figura 79 Alt.x3 IA.PIId Flujo de caja

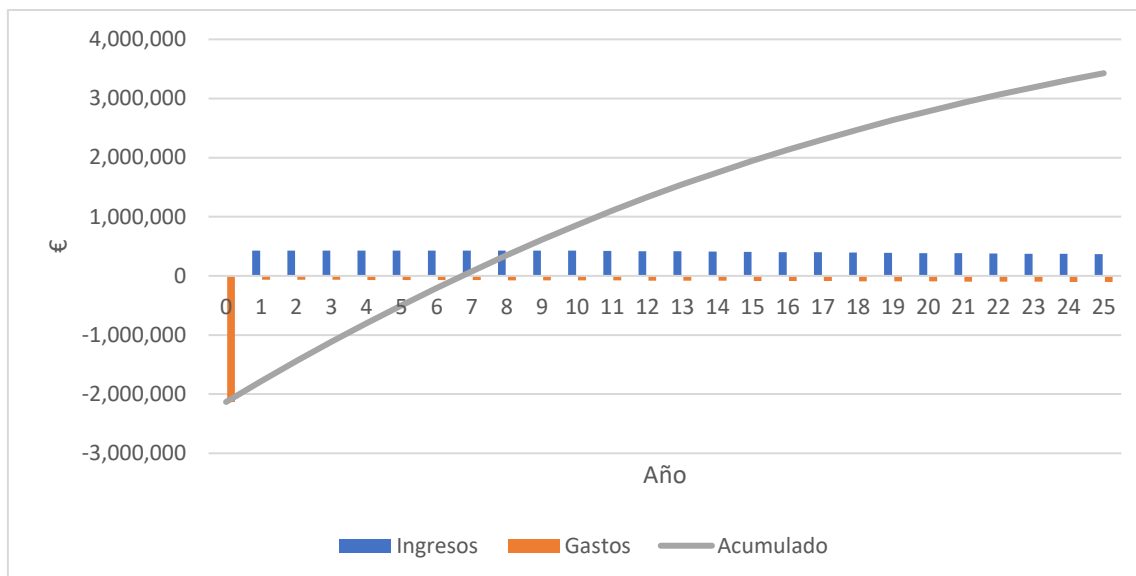


Figura 80 Alt.x3 IA.PIId+PI Flujo de caja

Y siendo los indicadores obtenidos para cada una de las alternativas los siguientes:

|                                             |             |
|---------------------------------------------|-------------|
| <b>VAN</b>                                  | 2,808,100 € |
| <b>TIR</b>                                  | 14%         |
| <b>Periodo recuperación de la inversión</b> | 8 años      |

Tabla 29 Alt.x3 IA.PIId Indicadores económicos

|                                             |             |
|---------------------------------------------|-------------|
| <b>VAN</b>                                  | 3,427,094 € |
| <b>TIR</b>                                  | 16%         |
| <b>Periodo recuperación de la inversión</b> | 7 años      |

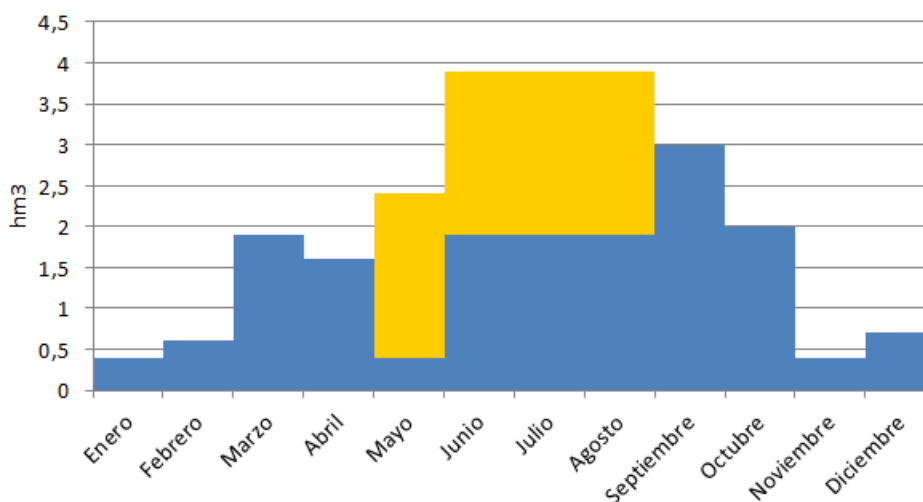
Tabla 30 Alt.x3 IA.PIId+PI Indicadores económicos

De ellos puede observarse como la alternativa sin la reducción por riego presenta mejores indicadores económicos, tanto en el VAN como en el TIR y recuperando lo invertido un año antes. La factura eléctrica en el primero de los casos sale de 0.0104€/m<sup>3</sup> y en el segundo de 0.0105€/m<sup>3</sup>. Como se ve se llega a un punto que se iguala. Esto da la posibilidad de elegir ya con la demanda con la que se va a trabajar.

## 8.5. Demanda elegida

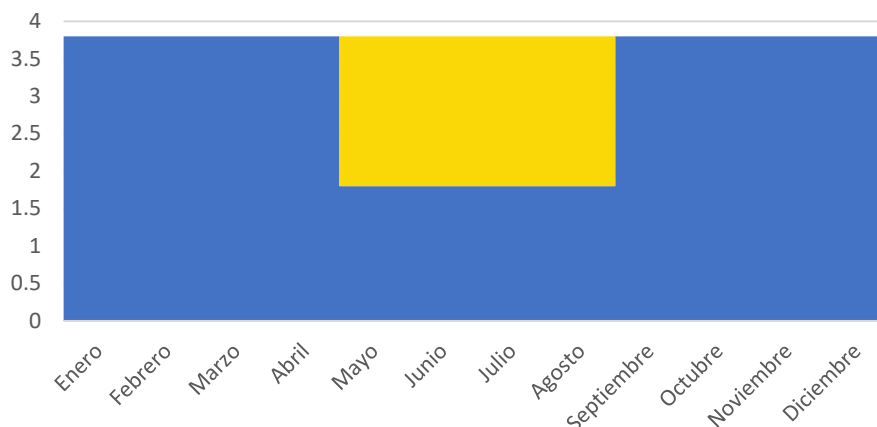
Haciendo un repaso de las demandas posibles para la demanda actual se tenían las siguientes:

Una primera la cual coincidía con la demanda de agua, con un total de 16,7 hm<sup>3</sup>-año disponible para impulsar y 8hm<sup>3</sup>/año para la acequia del oro (representado de color amarillo). En este caso solamente se aprovecha un 36,6% de la infraestructura, saliendo la factura eléctrica sin instalación por 0,017€/m<sup>3</sup> y no requiriendo regulación.



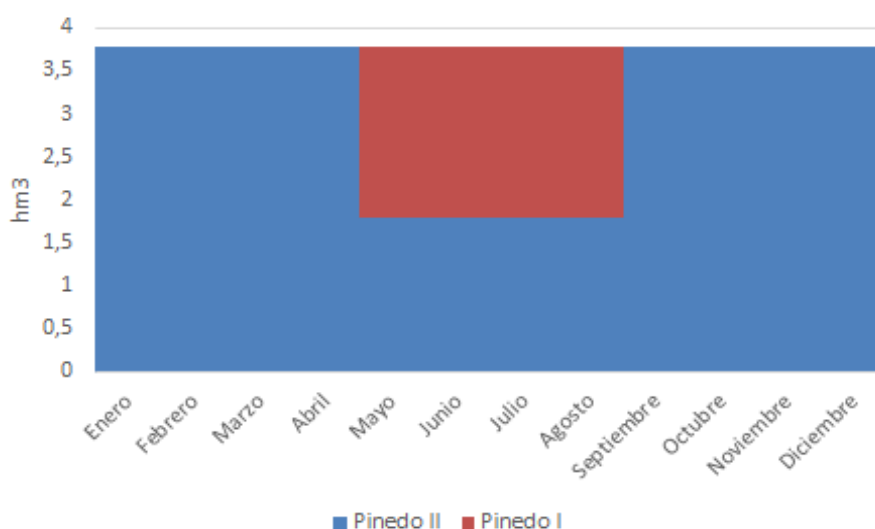
**Figura 81 Disponibilidad coincidiendo con la demanda**

Una segunda, en la cual se dispone de toda el agua tratada en Pinedo II, es decir la mitad del agua total tratada en Pinedo. Con ello se tendría un total de 37,6 hm<sup>3</sup>/año para impulsar y 8hm<sup>3</sup>/año irían para el riego de la Acequia del Oro. Esta demanda requeriría de regulación y la factura eléctrica sin instalación sale por 0.017€/m<sup>3</sup>. Con ello se aprovecharía un aprovechamiento del 87,4% de la infraestructura.



**Figura 82 Disponibilidad total Pinedo II**

Por último se propone aprovechar parte del agua tratada en Pinedo I para mantener la disponibilidad de agua para la impulsión constante, compensar los 8Hm<sup>3</sup>/año requeridos para la Acequia del Oro. Por ello la disponibilidad será de 45,6 hm<sup>3</sup>/año, requiriendo de regulación y con una factura eléctrica actualmente sin regulación de 0.017€/m<sup>3</sup>. Con esta opción se aprovecharía el 100% de la infraestructura.



**Figura 83 Disponibilidad constante**

La primera de estas disponibilidades vistas queda descartada por el poco aprovechamiento que se hace tanto de los recursos hídricos de pinedo como de la infraestructura.

Respecto a las otras dos demandas, se puede descartar una opción de demanda a la vista de los resultados obtenidos y otra serie de factores que se comentarán a continuación. Como se acaba de ver los indicadores económicos en la

alternativa con reducción de disponibilidad por el riego de la Acequia del Oro son peores que sin esta reducción. Esto es debido al vertido de energía producido.

Pero no hay que quedarse con estos indicadores económicos a la hora de descartar una opción de disponibilidad. Hay que tener en cuenta otros aspectos como que la demanda de agua, la cual en los meses de verano es mayor, por lo que reducirla en esta época sería contraproducente. Como se ha comentado anteriormente la infraestructura actual está sin utilizarse y se pretende sacarle el máximo rendimiento, tener las bombas paradas en los meses de verano o no aprovechar las canalizaciones al máximo

Por ello, debido al excesivo vertido en los meses de mayor producción, a no impulsar el máximo de agua posible en los meses de mayor demanda y para no se desaproveche el equipamiento instalado, se descarta la opción de demanda IA.PIId, la que contaba con reducción por riego.

Por ello a partir de este punto se trabajará únicamente con la opción de disponibilidad constante, IA.PIId+PI.



Figura 84 Demanda elegida

Con esta demanda, aparte de reducir el vertido, las bombas trabajarán el máximo de horas posible, la infraestructura se aprovechará lo máximo posible y la demanda de agua quedará mejor satisfecha.

## 8.6. Alternativa optimizada con paneles solares.

Viendo los resultados de los indicadores económicos para las alternativas con disponibilidad constante se puede apreciar como el VAN aumenta conforme aumenta la instalación, mientras que el TIR disminuye. Esto puede llevar a pensar que existe un punto medio entre ambas alternativas donde los indicadores serán los óptimos.

Para ello se calculan las alternativas Alt.x1.5, Alt.x2 y Alt.x2.5 para obtener la cantidad de autoconsumo y vertido en cada una de ellas. Los resultados de manera resumida quedan expresados a continuación:

### 8.6.1. Alternativa x1.5

El coste de instalación solar en este caso es de 1.065.975€ aumentando el tamaño de la instalación hasta los 1320 kW de potencia instalada. Quedando los siguientes resultados resumidos:

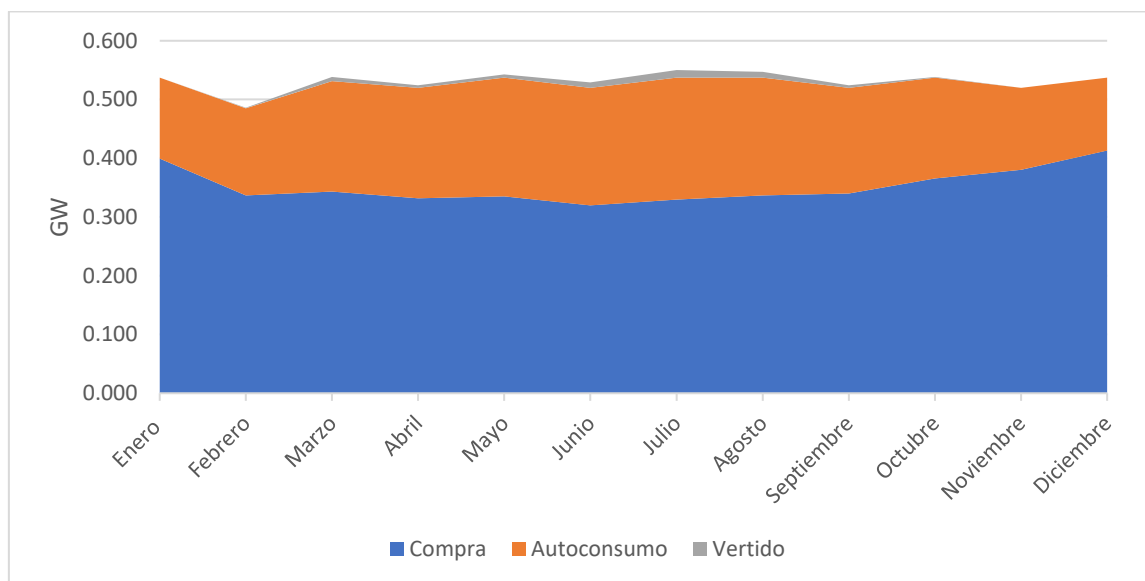


Figura 85 Alt.x1.5 Compra, autoconsumo y vertido mensual

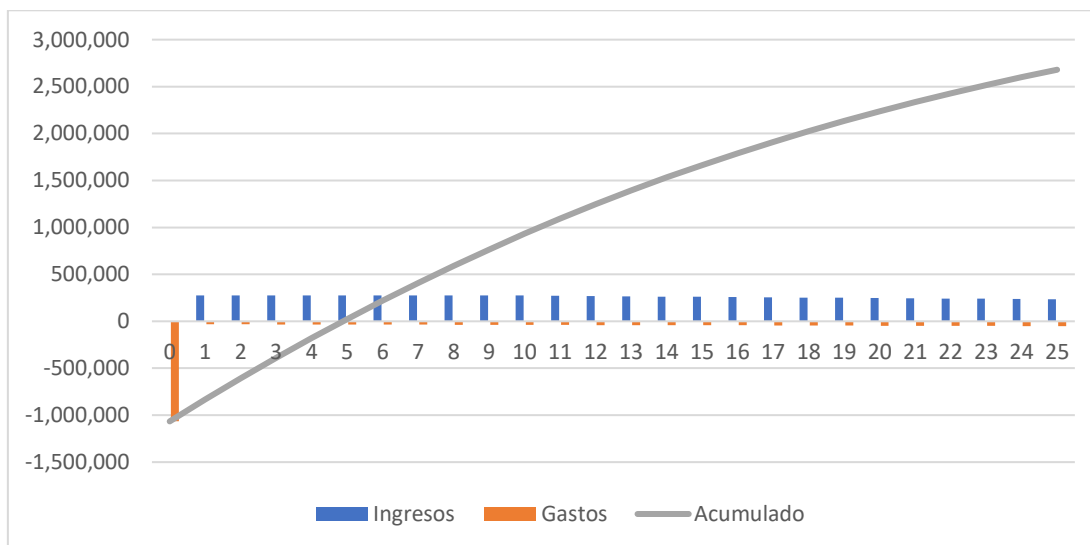


Cuyos resultados anuales vienen reflejados en la siguiente tabla:

| Compra         | Autoconsumo    | Vertido      |        |
|----------------|----------------|--------------|--------|
| 4.23           | 2.09           | 0.05         | GW-año |
| <b>550,223</b> | <b>271,275</b> | <b>2,748</b> | €-año  |

**Tabla 31 Alt.x1.5 Compra, autoconsumo y vertido anual**

La inversión inicial, los ingresos y gastos anuales de la instalación se muestran en la siguiente figura:



**Figura 86 Alt.x1.5 Flujo de caja**

Con ello se ve que a los 5 años la inversión comienza a reportar beneficios, siendo la factura eléctrica de 0,0121€/m<sup>3</sup> y sus principales indicadores económicos los siguientes:

|                                            |             |
|--------------------------------------------|-------------|
| VAN                                        | 2,679,393 € |
| TIR                                        | 22%         |
| Periodo<br>recuperación de la<br>inversión | 5 años      |

**Tabla 32 Alt.x1.5 Indicadores económicos**

### 8.6.2. Alternativa x2

El coste de instalación en este caso es de 1.421.300€ instalando un total de 1760 kW de potencia. Los principales resultados quedan representados a continuación:

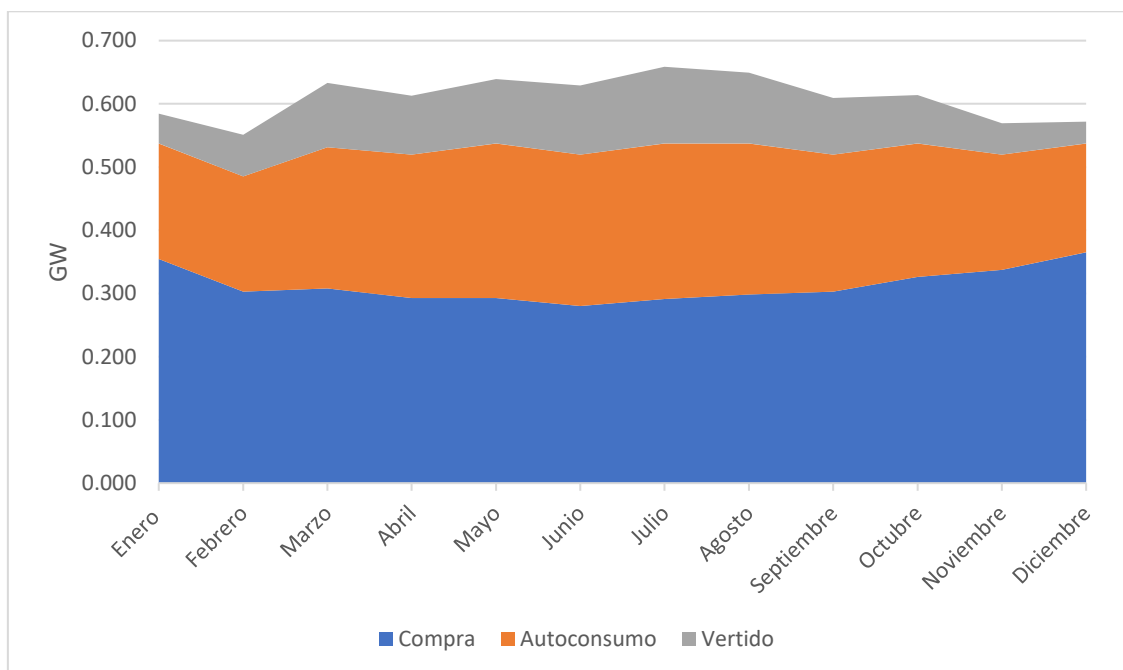


Figura 87 Alt.x2 Compra, autoconsumo y vertido mensual

Cuyos resultados anuales vienen reflejados en la siguiente tabla:

| Compra         | Autoconsumo    | Vertido       |        |
|----------------|----------------|---------------|--------|
| 3.92           | 2.40           | 0.45          | GW-año |
| <b>508,973</b> | <b>312,524</b> | <b>22,574</b> | €-año  |

Tabla 33 Alt.x2 Compra, autoconsumo y vertido anual

La inversión inicial, los ingresos y gastos anuales de la instalación se muestran en la siguiente figura:

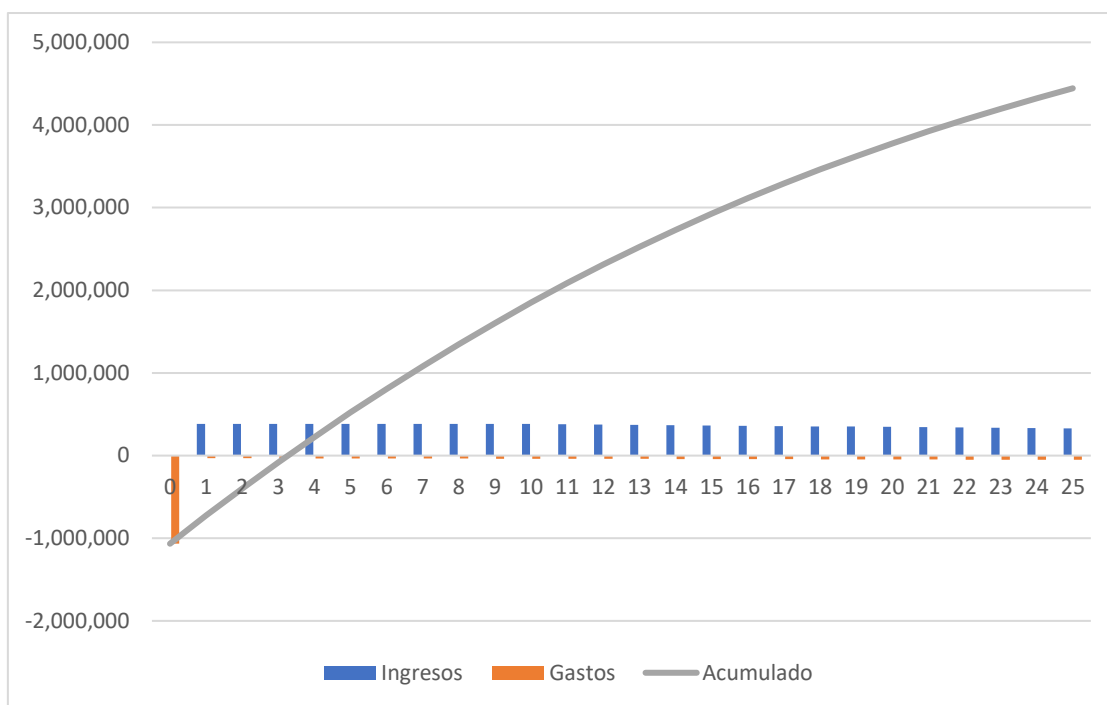


Figura 88 Alt.x2 Flujo de caja

Con ello se ve que a los 6 años la inversión comienza a reportar beneficios, costado la factura eléctrica 0.0112/m<sup>2</sup> siendo sus principales indicadores económicos los siguientes:

|                                                     |             |
|-----------------------------------------------------|-------------|
| <b>VAN</b>                                          | 3,085,996 € |
| <b>TIR</b>                                          | 20%         |
| <b>Periodo<br/>recuperación de la<br/>inversión</b> | 6 años      |

Tabla 34 Alt.x2 Indicadores económicos

### 8.6.3. Alternativa x2.5

En este caso la inversión inicial asciende a un total de 1.421.300€ para instalar una potencia de 2200kW. Los principales resultados se muestran a continuación:

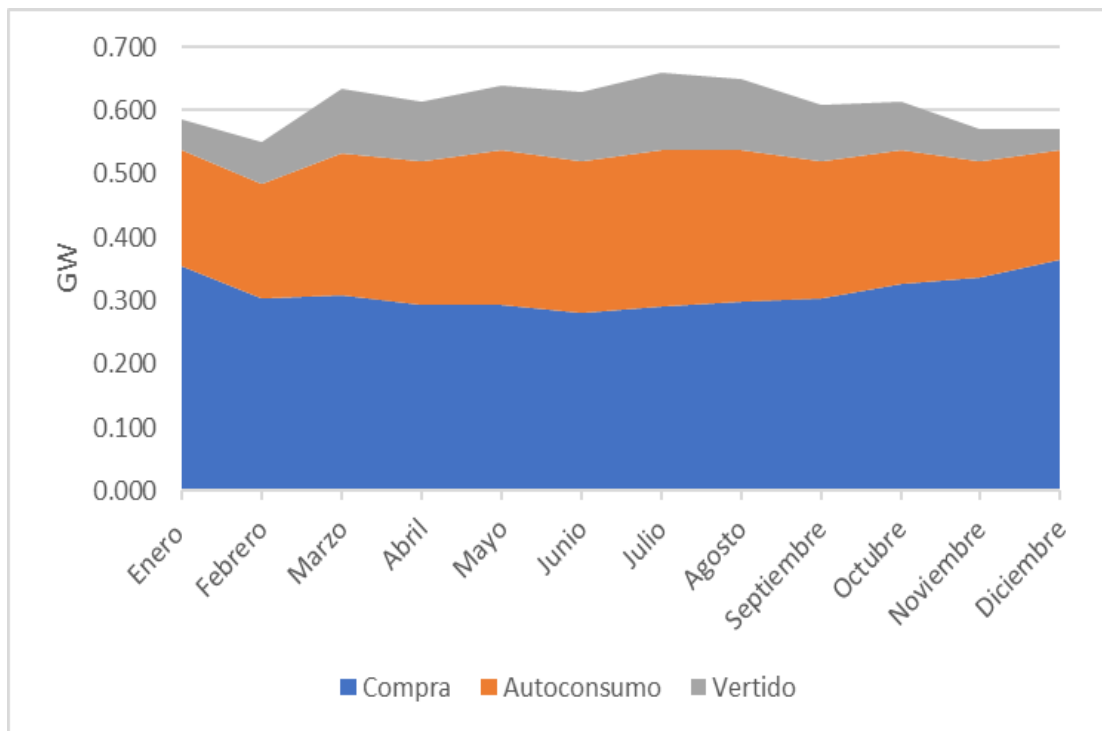


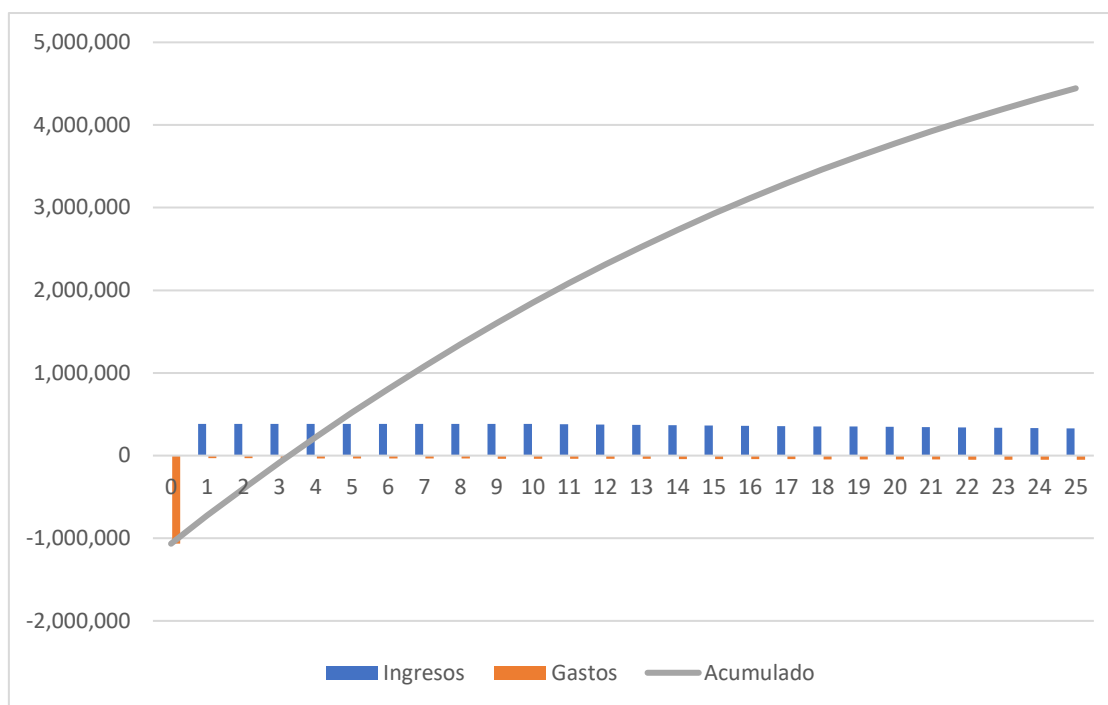
Figura 89 Alt.x2.5 Compra, autoconsumo y vertido mensual

Cuyos resultados anuales vienen reflejados en la siguiente tabla:

| Compra         | Autoconsumo    | Vertido       |        |
|----------------|----------------|---------------|--------|
| 3.75           | 2.57           | 1.00          | GW-año |
| <b>487,849</b> | <b>333,648</b> | <b>50,140</b> | €-año  |

Tabla 35 Alt.x2.5 Compra, autoconsumo y vertido anual

La inversión inicial, los ingresos y gastos anuales de la instalación se muestran en la siguiente figura:



**Figura 90 Alt.x2.5 Flujo de caja**

Con ello se ve que a los 7 años la inversión comienza a reportar beneficios, siendo la factura eléctrica de 0,0107€/m<sup>3</sup> y sus principales indicadores económicos los siguientes:

|                                            |             |
|--------------------------------------------|-------------|
| VAN                                        | 3,293,498 € |
| TIR                                        | 18%         |
| Periodo<br>recuperación de la<br>inversión | 7 años      |

**Tabla 36 Alt.x2.5 Indicadores económicos**

#### 8.6.4. Alternativa x1.75

Viendo que entre la alternativa x1,5 y la x2 hay menos diferencia a simple vista que entre la alternativa x2 y x2,5 se opta por obtener otro punto entre ambas, de ahí la inclusión de esta alternativa.

En esta alternativa la instalación será 1,75 veces mayor que en la base, es decir alcanzará un total de 1540kW de potencia instalada, ascendiendo la inversión inicial hasta los 1.243.638 €. Los principales resultados, como en ocasiones anteriores quedan representados a continuación:

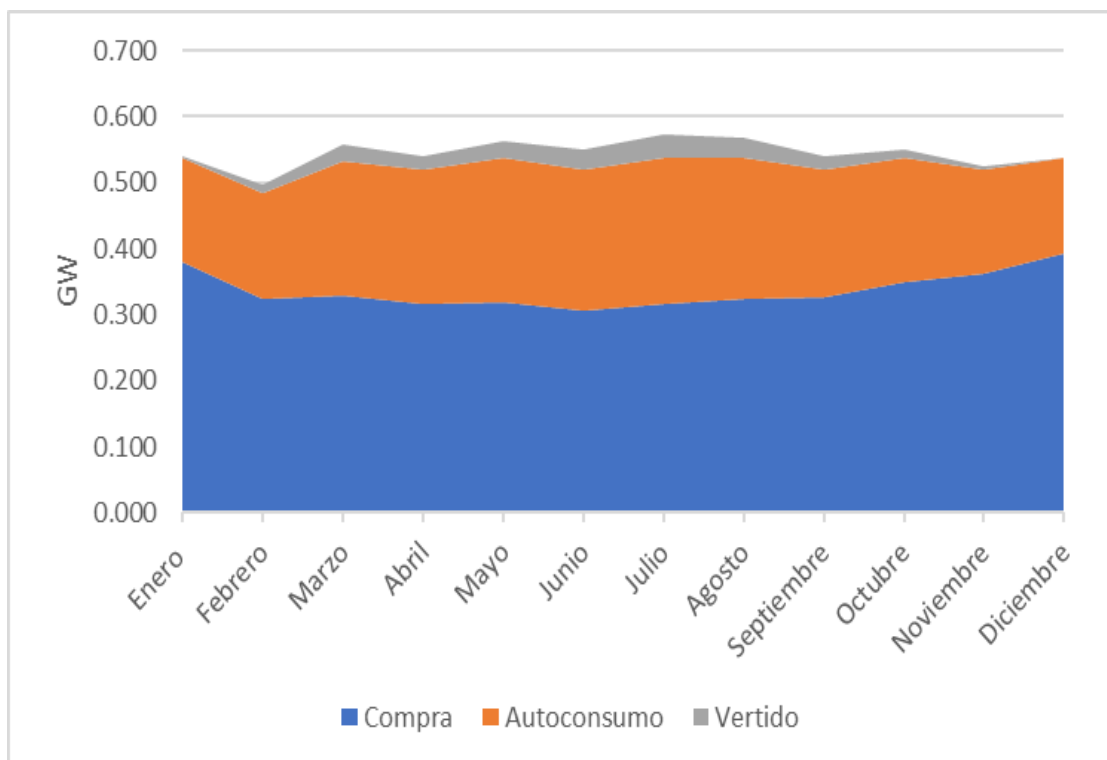


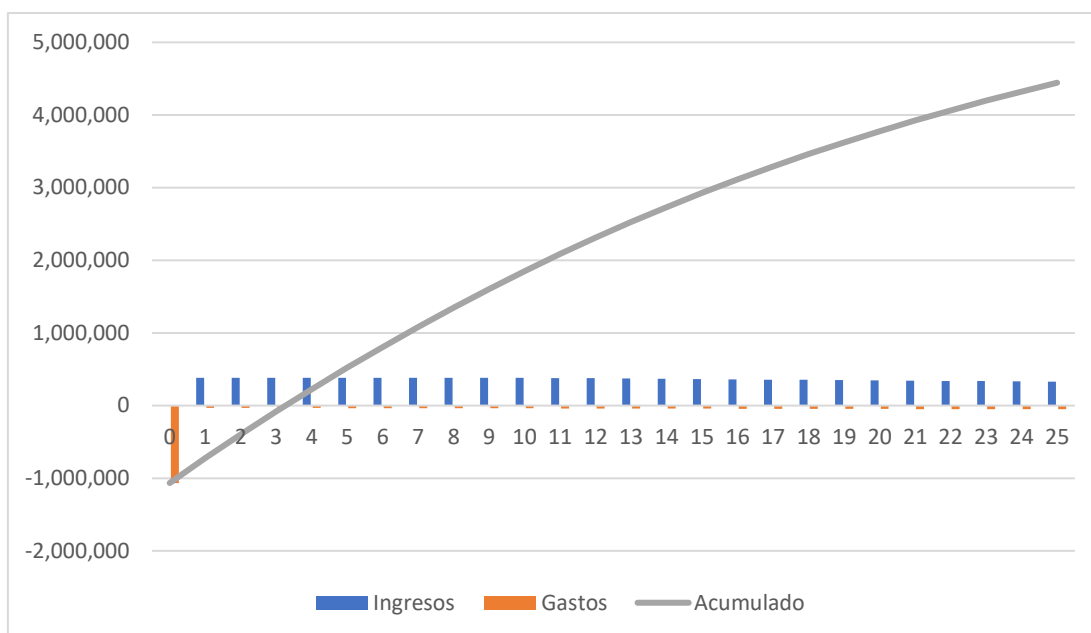
Figura 91 Alt.x1.75 Compra, autoconsumo y vertido mensual

Cuyos resultados anuales vienen reflejados en la siguiente tabla:

| Compra         | Autoconsumo    | Vertido       |        |
|----------------|----------------|---------------|--------|
| 4.04           | 2.28           | 0.22          | GW-año |
| <b>525,278</b> | <b>296,220</b> | <b>10,999</b> | €-año  |

Tabla 37 Alt.x1.75 Compra, autoconsumo y vertido anual

La inversión inicial, los ingresos y gastos anuales de la instalación se muestran en la siguiente figura:



**Figura 92 Alt.x1.75 Flujo de caja**

Con ello se ve que a los 6 años la inversión comienza a reportar beneficios, siendo su factura eléctrica de 0.0115€/m<sup>3</sup> y sus principales indicadores económicos los siguientes:

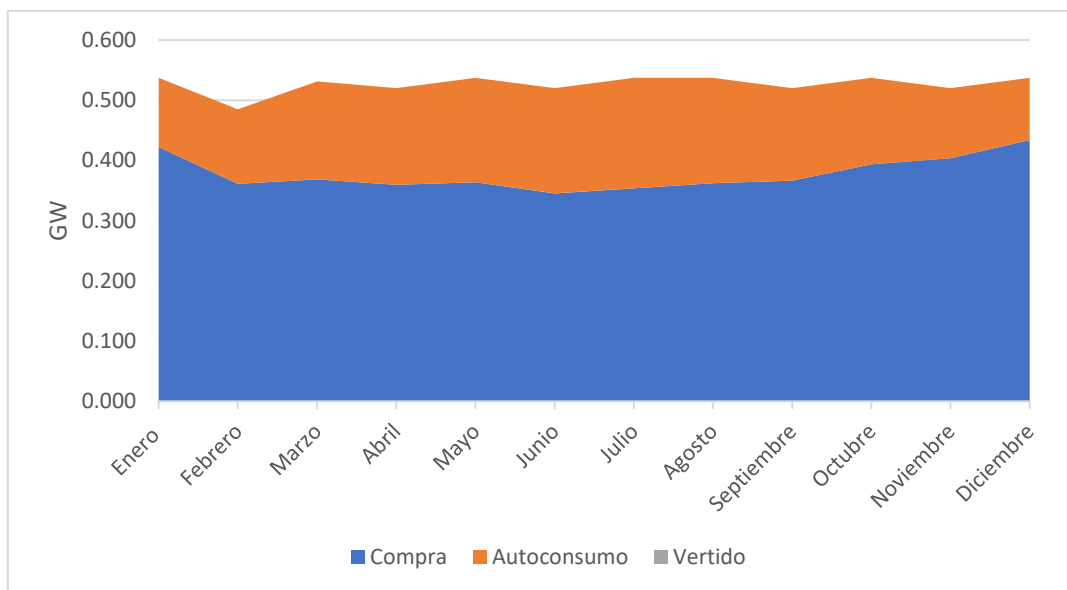
|                                            |             |
|--------------------------------------------|-------------|
| VAN                                        | 2,925,433 € |
| TIR                                        | 21%         |
| Periodo<br>recuperación de la<br>inversión | 6 años      |

**Tabla 38 Alt.x1.75 Indicadores económicos**

### 8.6.5. Alternativa x1.25

Con el fin de precisar más se obtiene un tamaño de instalación algo menor a x1.5 por lo que los datos se muestran a continuación.

En esta alternativa la instalación será 1,25 veces mayor que en la base, es decir alcanzará un total de 1100W de potencia instalada, ascendiendo la inversión inicial hasta los 888.313€. Los principales resultados, como en ocasiones anteriores quedan representados a continuación:



**Figura 93 Alt.x1.25 Compra, autoconsumo y vertido mensual**

Cuyos resultados anuales vienen reflejados en la siguiente tabla:

| Compra         | Autoconsumo    | Vertido  |        |
|----------------|----------------|----------|--------|
| <b>4.53</b>    | 1.78           | 0.00     | GW-año |
| <b>589,477</b> | <b>232,020</b> | <b>0</b> | €-año  |

**Tabla 39 Alt.x1.25 Compra, autoconsumo y vertido anual**



La inversión inicial, los ingresos y gastos anuales de la instalación se muestran en la siguiente figura:

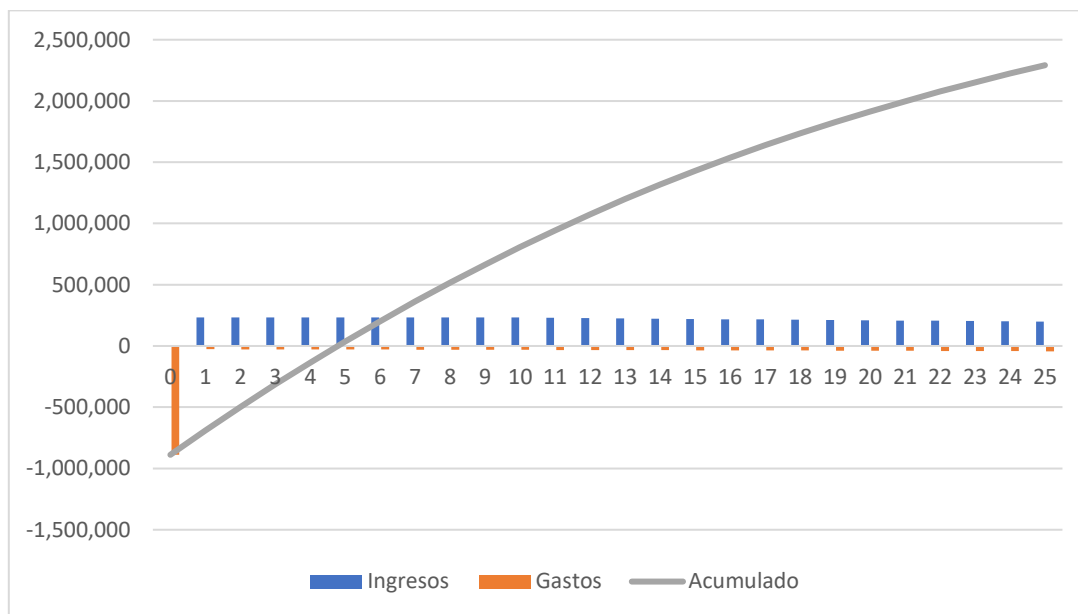


Figura 94 Alt.x1.25 Flujo de caja

Con ello se ve que a los 5 años la inversión comienza a reportar beneficios, siendo su factura eléctrica de 0.0130€/m<sup>3</sup> y sus principales indicadores económicos los siguientes:

|                                             |             |
|---------------------------------------------|-------------|
| <b>VAN</b>                                  | 2,291,793 € |
| <b>TIR</b>                                  | 22.6%       |
| <b>Periodo recuperación de la inversión</b> | 5 años      |

Tabla 40 Alt.x1.25 Indicadores económicos

#### 8.6.6. Comparación de alternativas

Una vez generadas todas estas alternativas, se procederá a hacer un análisis de estas comparándolas. Lo primero que se representará será el autoconsumo y el vertido anual de cada instalación anual. Esto indicará si en algún punto lo generado ya no sirve para el autoconsumo. Queda representado en la siguiente figura:

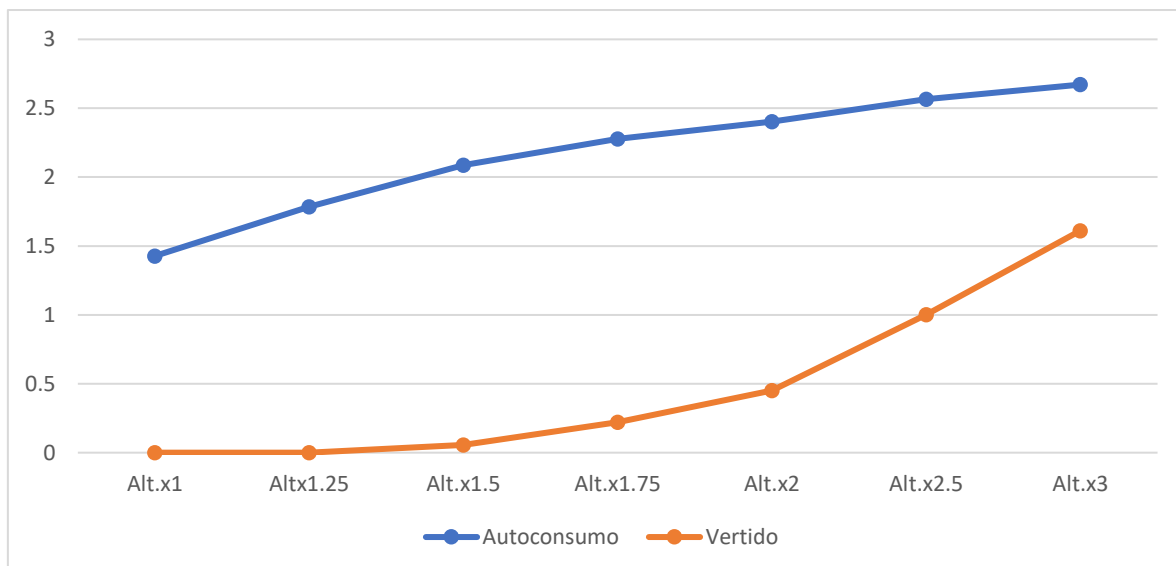


Figura 95 Tendencia del autoconsumo y del vertido

Tal y como puede observarse en la figura a partir del punto x1.5 la tendencia cambia en el autoconsumo y este sigue aumentando, pero de manera más paulatina, coincidiendo en el punto donde empieza a haber vertido, el cual se dispara en el punto Alt.x2.

Por otro lado, mirando los indicadores económicos se puede observar una tendencia a la baja del TIR, lo cual indica que conforme se aumenta la instalación, esta deja de ser rentable, pero haciendo detalle se observa un cambio de tendencia del TIR a partir de la alternativa x1.5 como puede observarse en la siguiente figura:

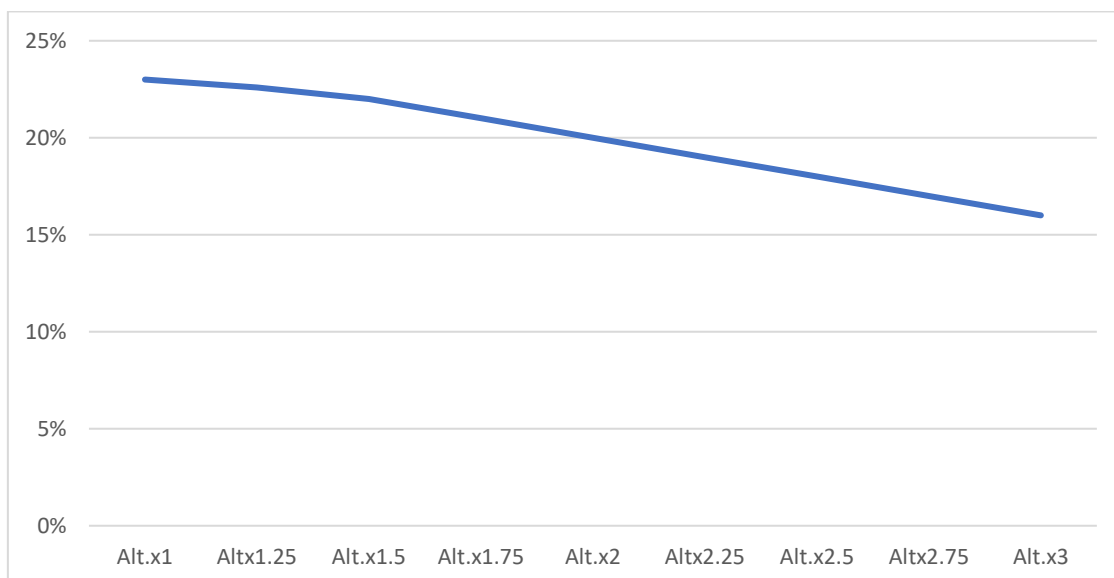
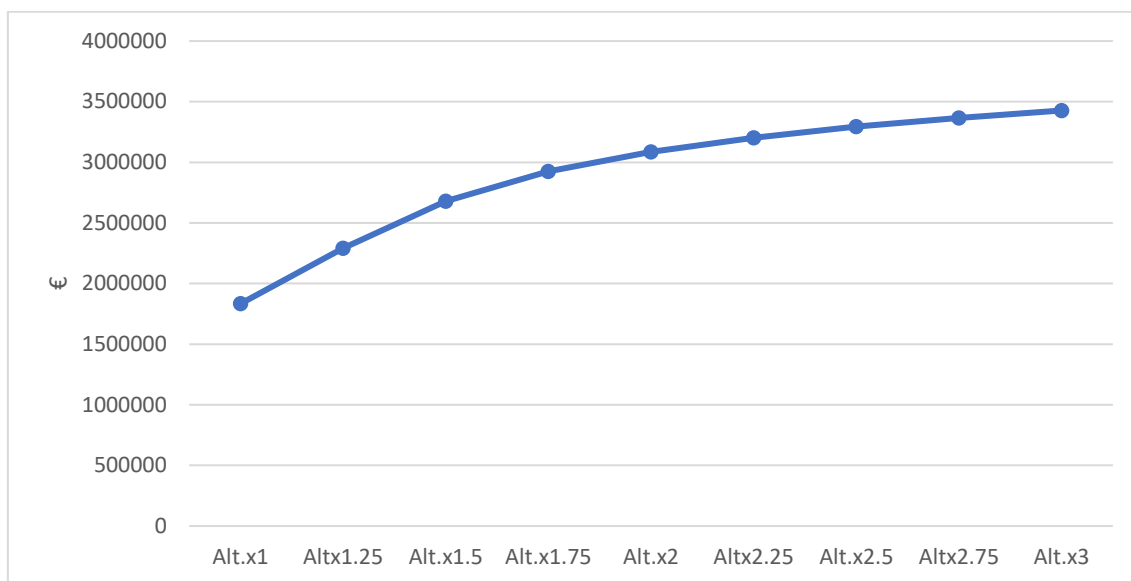


Figura 96 Tendencia TIR



**Figura 97 Tendencia VAN**

En esta ocasión se vuelve a observar como a partir de la Alternativa x1.5 se produce un cambio de tendencia en los indicadores.

A raíz de lo analizado, se concluye que el tamaño óptimo para esta instalación es la de la Alternativa 1.5 de 1320 kW de potencia instalada. La cual como se ha visto anteriormente tiene los siguientes indicadores económicos:

|                                                     |             |
|-----------------------------------------------------|-------------|
| <b>VAN</b>                                          | 2,679,393 € |
| <b>TIR</b>                                          | 22%         |
| <b>Periodo<br/>recuperación de la<br/>inversión</b> | 5 años      |

**Tabla 41 Indicadores económicos óptimos**

A la vista de ellos se concluye que en solo 5 años se ahorraría una cantidad equivalente al coste de implantación de la instalación solar y al final de su vida útil de 25 años, por cada euro invertido se recuperarían 2.5€. Es por ello que se concluye que este es el tamaño óptimo de la instalación.

## 8.7. Alternativa desconectarse de la red

La última de las alternativas a estudiar es la de desconectarse de la red, para ello a la instalación habrá que añadirle baterías capaces de almacenar la energía producida durante las horas de Sol para poder mantener en funcionamiento el bombeo las horas nocturnas.

La cantidad de baterías a instalar será el que, optimizando el tamaño de la instalación, en el mes de menos horas de Sol, Diciembre, el exceso de producción durante estas horas, lo que sería vertido en una alternativa sin baterías, sea igual a la energía que requerirá el bombeo en las horas nocturnas. O lo que es lo mismo, la potencia instalada en el peor mes de producción sea igual a la potencia requerida.

En este caso se obtiene que se necesita ampliar la instalación un total de 6.5 veces para que esto ocurra, quedando en diciembre una producción de 17330kW, por los 17330 kW requeridos.

El coste de la instalación dependerá del tipo de baterías elegidas. En este caso, se opta por hacer el estudio con las de vanidium-flow, ya que en el mejor de los casos las de ion-litio tienen una vida útil de 4 años, por lo que habría que reponer las baterías cada cuatro años, suponiendo un gasto cada vez que se cumpla este periodo de 2.161.207€ lo cual haría que nunca se recuperara la inversión. El coste de instalación por kWh como se ha visto anteriormente de las de vanidium-flow es de 400€/kWh, suponiendo un coste de 4.322.414€ al que sumar al de la instalación 6.5 veces, quedando un precio de instalación final de 8,942,901€.

La cantidad de GW comprados, autoconsumidos y vertidos a la red, así como el flujo de caja y los principales indicadores se muestran a continuación como se ha hecho en las ocasiones anteriores:

|            | Compra (GW) | Autoconsumo (GW) | Vertido (GW) |
|------------|-------------|------------------|--------------|
| Enero      | 0.000       | 0.537            | 0.060        |
| Febrero    | 0.000       | 0.485            | 0.160        |
| Marzo      | 0.000       | 0.531            | 0.314        |
| Abril      | 0.000       | 0.520            | 0.313        |
| Mayo       | 0.000       | 0.537            | 0.364        |
| Junio      | 0.000       | 0.520            | 0.387        |
| Julio      | 0.000       | 0.537            | 0.418        |
| Agosto     | 0.000       | 0.537            | 0.374        |
| Septiembre | 0.000       | 0.520            | 0.278        |
| Octubre    | 0.000       | 0.537            | 0.211        |
| Noviembre  | 0.000       | 0.520            | 0.084        |
| Diciembre  | 0.000       | 0.537            | 0.000        |

Tabla 42 Compra, autoconsumo y vertido mensual alternativa desconexión

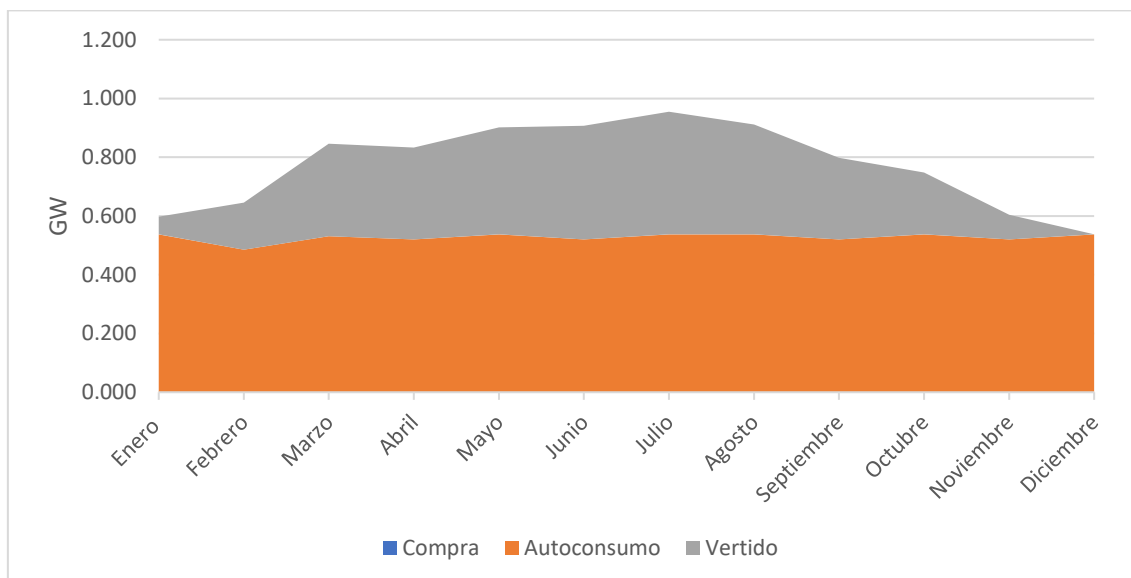


Figura 98 Compra, autoconsumo y vertido mensual alternativa desconexión

| Compra | Autoconsumo | Vertido |        |
|--------|-------------|---------|--------|
| 0.00   | 6.32        | 6.31    | GW-año |
| 0      | 821,497     | 148,163 | €-año  |

Tabla 43 Compra, autoconsumo y vertido anual alternativa desconexión

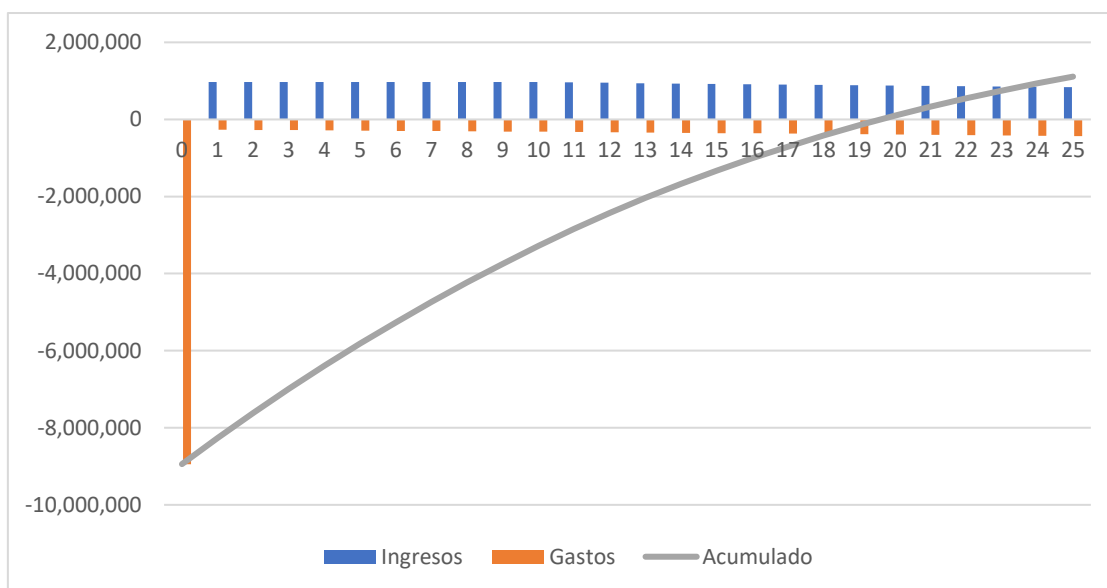


Figura 99 Flujo de caja alternativa desconexión

|                                            |             |
|--------------------------------------------|-------------|
| VAN                                        | 1,110,506 € |
| TIR                                        | 4.6%        |
| Periodo<br>recuperación de<br>la inversión | 20 años     |

Tabla 44 Indicadores económicos alternativa desconexión

A modo de comparación en la siguiente figura se representa como quedaría el flujo de caja en el caso de que las baterías instaladas fueran las de ion-litio y no las de vanidium-flow:

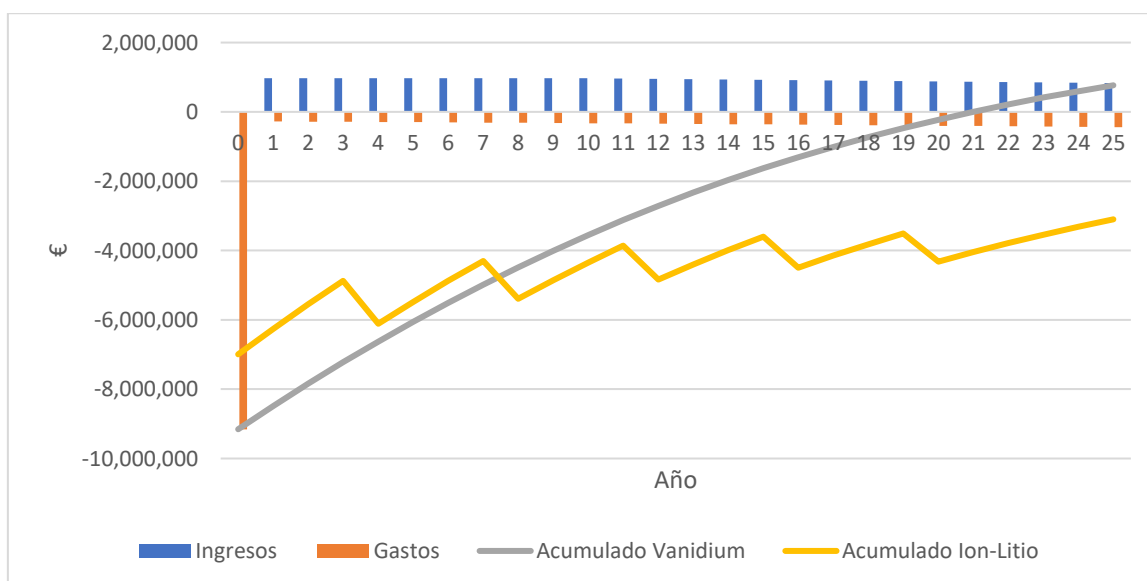


Figura 100 Comparativa flujo de caja con baterías de ion-litio y vanidium-flow

Como se puede observar la alta inversión inicial que requiere para poner en marcha la instalación solar hace que no se recuperen costes hasta pasados 20 años, obteniendo un VAN inferior al visto en la anterior alternativa x1.5. Del mismo modo el TIR, que en el tamaño óptimo sin baterías era del 22%, se queda en el 4.6%,

El problema como se ha visto es el alto precio de las baterías, costando 400€/kWh, mientras que la compra de la red está sobre los 0.130€/kWh. Este sobrecoste de 4.322.414€ en la inversión inicial hace que, aunque siendo rentable a muy largo plazo, no se notarían sus ventajas hasta dentro de mucho tiempo.

Es por ello que esta opción de momento queda descartada, a revisar en una futura ampliación si el precio de las baterías vanadium-flow desciende o aumenta la vida útil de las de ion-litio.





## 9. Resumen de resultados

Una vez vistos los datos anteriores, es momento de formular las conclusiones del estudio. El estudio parte una modificación de un proyecto de la Confederación Hidrográfica con el que se pretende reutilizar el agua residual de la planta de Pinedo, el cual ya está construido, pero no se encuentra en funcionamiento por los altos costes de explotación.

En la modificación se acorta la distancia a bombear en la primera conducción, desviando su trazado para unirse con la Acequia Real de Júcar a la altura de Picassent y no es Benifaió como está ahora. En este punto se iniciaría una segunda conducción, cuya impulsión será a la cual se pretende abastecer de energía con una instalación solar fotovoltaica para reducir sus costes de explotación.

Otro punto tratado en el estudio es retomar el propósito del proyecto inicial del proyecto, lo que viene a ser, cuál sería la cantidad de agua óptima a impulsar, teniendo en cuenta tanto la nueva infraestructura como la existente, con el fin de aprovechar al máximo la instalación.

Para ello se ha visto el volumen de agua tratada en la EDAR de Pinedo, la cual está dividida en Pinedo I y Pinedo II. Actualmente solamente se está impulsando el agua de Pinedo II, siendo la de Pinedo I vertida al mar, se pretende reducir la cantidad de agua vertida al mar, al mismo tiempo que se le saca el máximo potencial a la infraestructura sin sobredimensionarla, actualmente solamente se explotaría al 100% durante 2 meses al año.

Durante el estudio se han propuesto diferentes combinaciones del agua tratada entre Pinedo I y Pinedo II, con combinaciones para la infraestructura actual como para una futura ampliación, dependiendo del volumen a impulsar, se determinará la potencia del bombeo, lo cual repercutirá directamente en el tamaño de la instalación solar.

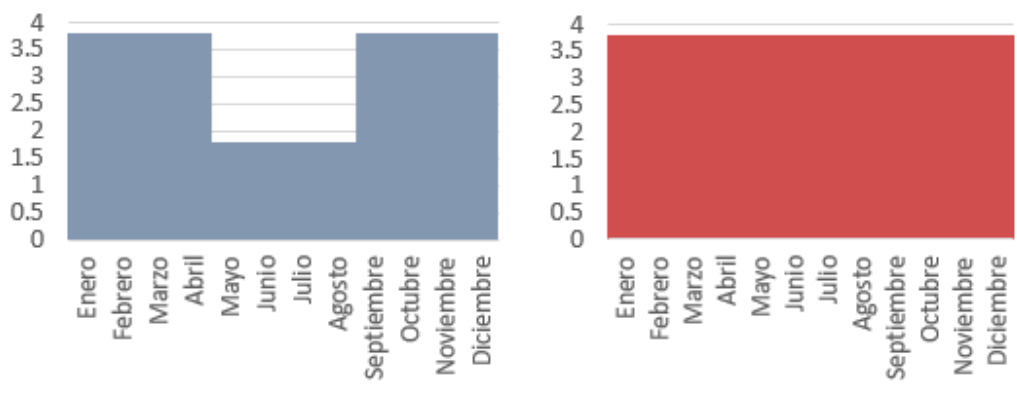


Figura 101 Disponibilidad agua EDAR Pinedo

En el estudio se ha hecho el análisis de la irradiación e irradiancia del punto donde se ubicará la instalación solar fotovoltaica. A modo de resumen se expone a continuación la irradiancia mensual por estaciones:

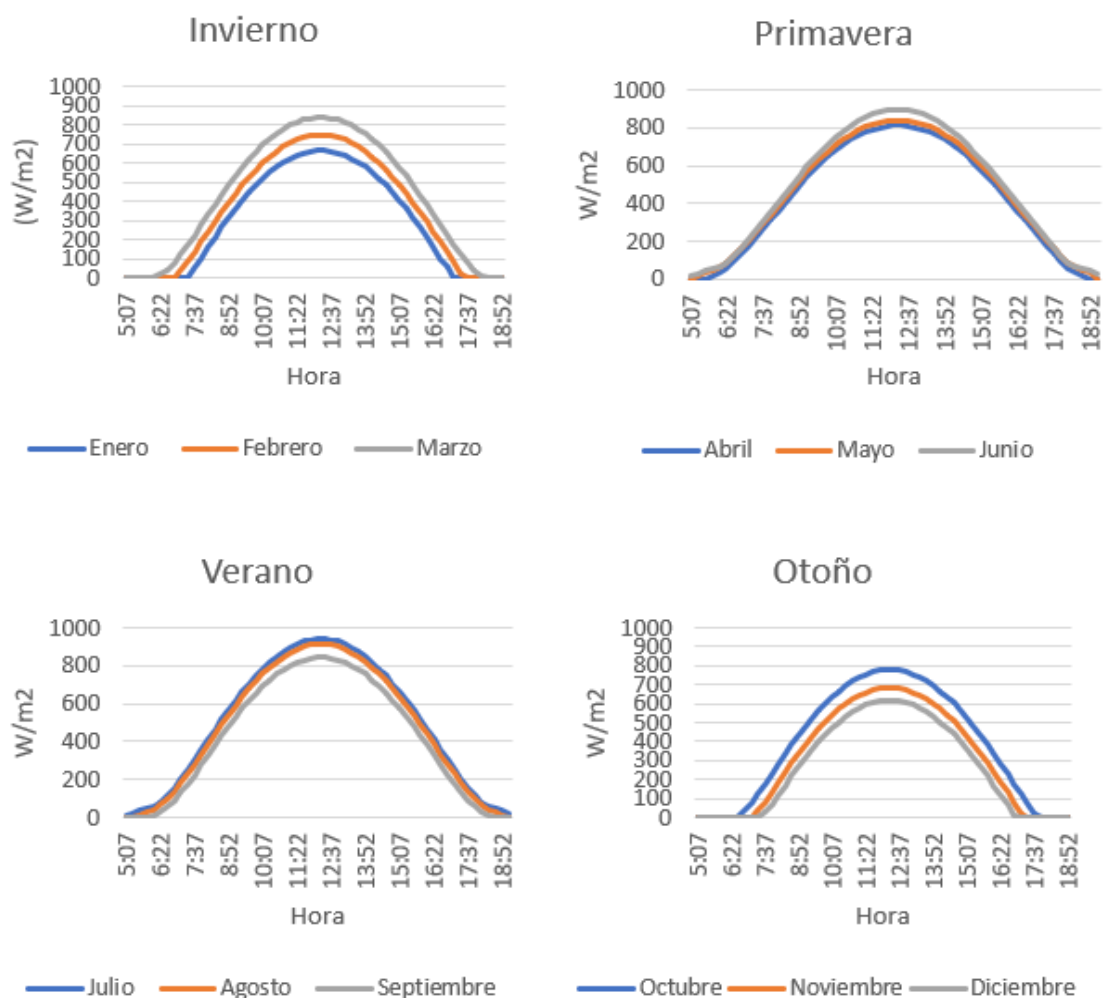


Figura 102 Irradiancia diaria mensual

Una vez obtenidos los datos sobre la irradiancia e irradiación solar de la zona se eligen los componentes de la instalación. Una instalación solar fotovoltaica cuenta con paneles solares, inversor y adicionalmente puede disponer de baterías.

En este caso se eligen paneles solares de 305W de TPL Solar por su bajo coste, un inversor de AEG Power Solutions de 880 KW de potencia de salida y por último se expone la situación actual de las baterías. Viendo que por vida útil las únicas que aguantarían lo mismo que la vida útil de la instalación serían las de Vanadium-flow.

Una vez con esto, se procede al dimensionamiento de la instalación, para ello se elige trabajar para las posibles situaciones de demanda actuales, ya que ambas requieren la misma potencia máxima en la bomba. Con ello se obtiene un primer diseño de la instalación, el cual es el mínimo que se debería instalar.

Una vez se tiene este diseño inicial se obtienen los indicadores económicos de esta opción y se propone la primera alternativa, la cual consiste en ampliar x3 la inicial. Con ello se obtienen unos indicadores económicos, así como la cantidad de energía auto consumida, vertida y comprada a la red.

Con estos datos se puede hacer la elección de la disponibilidad elegida, como se ha propuesto en los objetivos iniciales, una de las máximas de este estudio era el conseguir el aprovechamiento máximo de la infraestructura. En la opción de demanda con reducción por riego de la Acequia del Oro, se produce mucho vertido en los meses de verano, fruto de que el bombeo deba trabajar menos horas diarias. Esto implica que durante un tercio del año las bombas están paradas muchas horas, habiendo agua disponible en Pinedo para ser bombeada. Por ello se decide trabajar con la disponibilidad constante. La compra de más en los meses de verano no repercute negativamente en los indicadores económicos, tal y como puede apreciarse en los indicadores económicos.

Con ello se proponen otra serie de alternativas, proponiendo diferentes tamaños de la instalación, con el fin de encontrar el tamaño óptimo de la misma para suministrar de energía a la nueva de estación de bombeo.

Tal y como puede verse en los resultados expuestos, casi siempre se produce un cambio de tendencia en los indicadores en la Alternativa x1.5, por ello se elige la misma la cual presenta los indicadores económicos óptimos:

|                                      |             |
|--------------------------------------|-------------|
| VAN                                  | 2,679,393 € |
| TIR                                  | 22%         |
| Periodo recuperación de la inversión | 5 años      |

**Tabla 45 Indicadores económicos solución óptima**

A continuación, se estudia si una opción con baterías, desconectándose de la red, resultaría más beneficiosa. Para ello al ver que con las baterías de ion-litio tienen una vida útil tan corta, en comparación con la vida útil de la instalación, se hace un estudio con las baterías de Vanidium-flow. Los resultados dejan ver que muy a largo plazo la instalación resulta viable, pero los indicadores económicos son bastante peores que los de la Alternativa x1.5.

De esta parte del estudio se deduce que actualmente la inclusión de baterías no resulta rentable para este tipo de baterías de gran potencia, especialmente si estas deben completar un ciclo de carga y descarga diario, ya que ello agotaría su vida útil en un máximo de 4 años en el caso de las de ion-litio, las cuales ofrecen más oferta en el mercado y por ende los precios son más competitivos. Mientras que con las de Vanidium-flow resultan muy costosas.

Una de las conclusiones a la que se llega es el de si en un futuro se amplía la instalación, que se vuelva a estudiar el mercado de baterías, ya que una rebaja en el precio de compra del tipo Vanidium-flow, o de cualquier tipo de batería con una larga vida útil, haría que la opción a elegir fuera esta.

Por ello se propone que la instalación a instalar es la Alternativa x1.5. por el poco vertido que se produce en la misma. Incluir baterías de Vanidium-flow en instalaciones cuya finalidad no sea desconectarse de la red, tampoco resultaría beneficioso, ya que se seguiría comprando energía de la red y el precio por kWh almacenado en una batería sale mucho más costoso. Como se puede observar en la siguiente tabla con hay casi vertido en la alternativa óptima:

| Compra  | Autoconsumo | Vertido |        |
|---------|-------------|---------|--------|
| 4.23    | 2.09        | 0.05    | GW-año |
| 550,223 | 271,275     | 2,748   | €-año  |

**Tabla 46 Compra, autoconsumo y vertido alternativa óptima**

Por ello se propone para la actualidad una disponibilidad constante, combinando el agua tratada en Pinedo I y Pinedo II para mantener el bombeo el máximo de tiempo en funcionamiento y atender a la demanda de verano la cual aumenta:

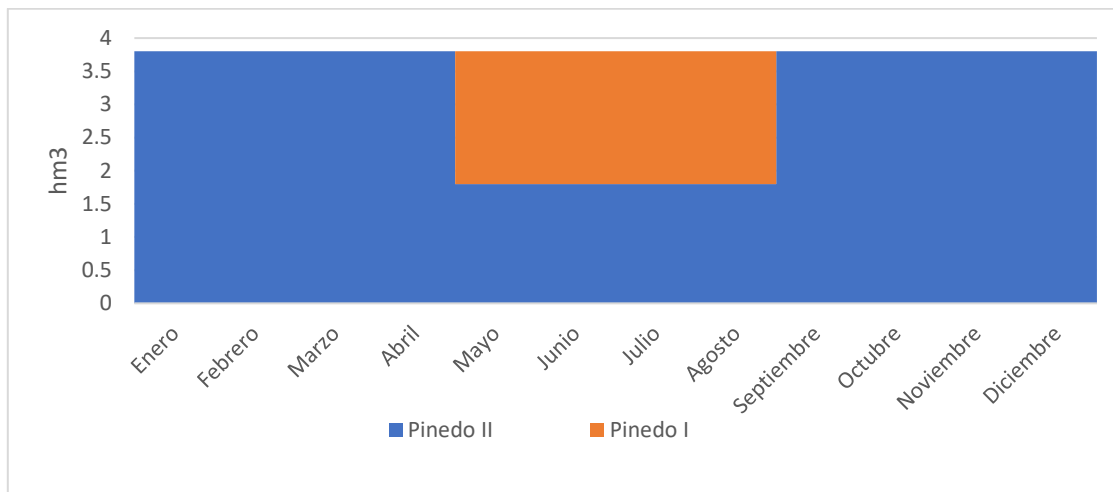


Tabla 47 Disponibilidad elegida

Un esquema del diseño final de la instalación elegida, en el cual se dispondrán 20 módulos en serie y 240 en paralelo, quedando un total de 4800 paneles de 305W de potencia, los cuales se conectarán a un inversor de 1320kW de potencia de salida, la cual tendrá un coste de instalación inicial de 1.065.975€. A continuación, se muestra un esquema de la instalación:

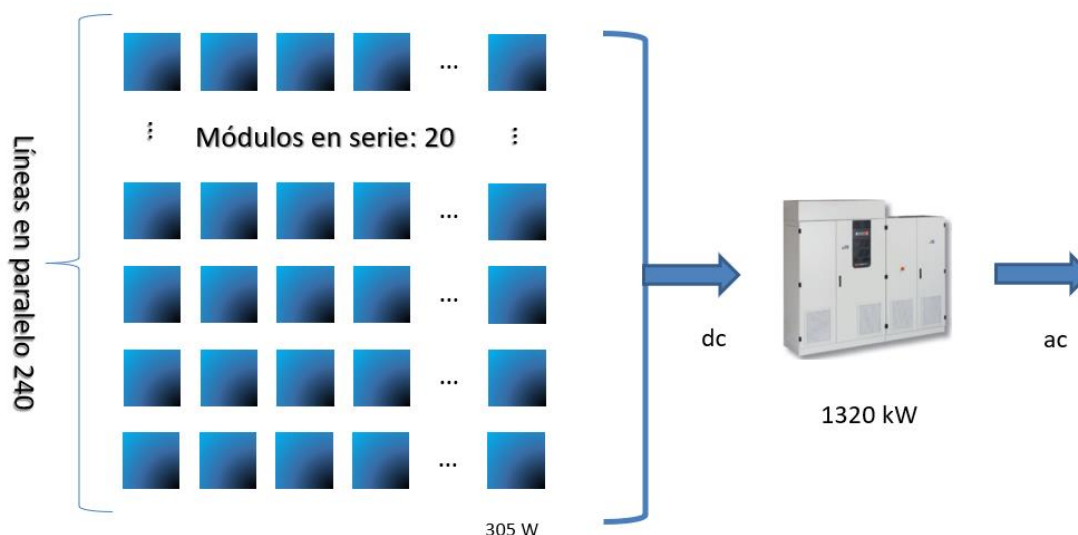


Figura 103 Esquema diseño instalación óptima

Teniendo en cuenta que la superficie de cada panel es de  $1,950 \times 0,992$  y los paneles estarían inclinados  $36^\circ$ , el área que ocupa cada panel es de  $1,56 \text{ m}^2$  por lo que el total de la instalación, con los 4800 paneles, supondría un total de  $7511,8 \text{ m}^2$ , a continuación, se muestra una figura a modo representativo de cuanto ocuparía:



**Figura 104 Área necesaria para la instalación solar**

Con ello se logra que la impulsión nueva cueste un total en compra de energía de la red de  $341.418 \text{ €/año}$ , la cual unida a la impulsión ya existente en el Puerto de Catarroja, con un coste anual de  $386.867 \text{ €/año}$ , se obtiene un coste de  $728.285 \text{ €/año}$  para mantener la infraestructura en funcionamiento.

## 10. Conclusiones

En este estudio se ha visto como mediante una instalación solar fotovoltaica, los gastos de explotación de un bombeo se reducen de 1,7 céntimos de euro por metro cúbico bombeado a 1,21 céntimos de euro por metro cuadrado aumentando la disponibilidad de agua para que esta sea constante. Se aumenta de una disponibilidad para el riego de las comunidades de regantes del Canal Júcar Turia de 16,7 hm<sup>3</sup> de agua más 8 hm<sup>3</sup> de agua para el riego de la Acequia del Oro inicial, hasta una disponibilidad de 45,6 hm<sup>3</sup> de agua al año junto con los 8 hm<sup>3</sup> de agua para el riego de la Acequia del Oro. Dicho de otra manera, con la instalación se consigue bombear casi el triple de agua a un menor coste por metro cúbico bombeado.

A raíz del estudio se concluye que lo mejor para el sistema es tratar de aprovechar el máximo de agua tratada en la EDAR de Pinedo. Llega un momento que los costes se igualan a la opción de bombear menos caudal, tal y como se ha visto al aumentar la instalación solar con una demanda constante o una demanda con reducción por riego de la acequia del oro.

En los meses de verano interesa disponer del máximo posible de disponibilidad de agua, ya que son los meses de mayor producción de energía y por lo tanto los costes por metro cúbico de agua bombeado descienden. En el resto del año, la diferencia es prácticamente inexistente y por el coste que supone la instalación de la infraestructura, unos 70M€ de coste de la existente más la modificación y los nuevos tramos, interesa que esta esté al máximo de capacidad y funcionando todos los meses del año para rentabilizarla al máximo.

El agua es un bien que escaso y el caudal excedente que no se use para riego, puede desviarse a un cauce de río o verterse en los barrancos de la zona para crear un caudal ecológico o alimentar los acuíferos de la zona, ayudando a revertir la salinización de estos. Por lo que costando 1,6 céntimos de euro cada metro cúbico de agua impulsado, con una disponibilidad constante y haciendo uso de una instalación fotovoltaica para reducir costes de explotación, los beneficios tanto agrícolas como medioambientales obtenidos superan con creces los costes.

Para poder comparar económicamente cada alternativa se han comprobado los precios de mercado actuales y mencionado otros estudios para obtener el precio en euros por vatio instalado. En el caso de este estudio, se ha hecho uso de paneles policristalinos de 305W. de potencia de TPL solar, los cuales tienen

un precio de 0.26€/W. Siendo el coste total de la instalación por vatio instalado de 0,767€/W.

En España el mercado de la energía se ha liberalizado, habiendo diferentes proveedores de electricidad, así como diferentes tarifas dependiendo de la demanda. Otros costes como los impuestos son fijos para todo el mundo y actualmente existe un impuesto para el autoconsumo, este no se aplica a instalaciones de menos de 10kW de potencia, pero dado como la instalación el estudio supera dicha potencia instalada se ha aumentado el precio medio de mercado de compra de energía por dicho impuesto, quedando un precio de compra de 0,130€/kWh

Como se ha comentado los costes de explotación de todo el sistema se reducen drásticamente haciendo uso de la energía solar, ya que optimizando la misma al máximo y contratando una tarifa de electricidad nocturna se consiguen reducir los costes de explotación prácticamente a la mitad. Estos gastos pasan de 757.346€ al año con una disponibilidad constante a 386.867€ al año haciendo uso de una instalación de 1320kW de potencia con un total de 4800 paneles solares de TPL Solar de 305W de potencia cada uno de ellos.

Otro aspecto importante visto ha sido que actualmente desconectarse de la red para este tipo de instalaciones de gran potencia no sale rentable, la cantidad de baterías a instalar para lograr tal propósito es muy grande, siendo el coste de estas elevadas o la vida útil demasiado escasa, ya que cada día supondría un ciclo de descarga y las baterías de ion-litio tienen una vida útil de 1200 ciclos de descarga, aunque actualmente se está trabajando para que esta aumente y su coste disminuya, recientemente Elon Musk anunció una rebaja en los precios de sus baterías a la mitad de precio y una mejora en la tecnología que aumentaría su vida útil para principios del año que viene, así que como se comenta en líneas futuras, habrá que seguir la evolución de este mercado en continuo crecimiento. Pero actualmente como ya sea por los elevados costes de instalación de las baterías de Vanidio o la relativa corta vida útil de las de Ion-Litio, desconectarse de la red es posible, siendo rentable a los 20 años, pero obteniendo peor rentabilidad por el dinero invertido que en la alternativa optimizada sin baterías.

A parte de la opción de desconectarse de la red haciendo uso de las baterías también se ha estudiado a colocarle baterías a la alternativa x3, obteniendo indicadores económicos peores que en la misma alternativa sin baterías.



Así pues, viendo los beneficios ambientales de disponer de más agua además de reducir el coste de explotación de la instalación haciendo uso de energía solar, la cual es ecológicamente sostenible, obteniendo 2,5€ por cada euro invertido, habiendo ahorrado en 5 años la cantidad equivalente al coste de la instalación y con una TIR del 22%, el cual indica que la inversión es rentable, se recomienda hacer uso de instalaciones solares debidamente optimizadas para este tipo de impulsiones constantes.

Con ello se puede ver que hacer uso de energías renovables no solamente es beneficioso para el medio ambiente, como ya ha quedado demostrado en muchos otros estudios, sino que sabiendo que tipo de energía utilizar, en este caso energía solar por su gran versatilidad, y optimizando la instalación, se consigue ahorrar mucho dinero en un periodo de tiempo bastante corto en relación con la vida útil de la instalación.



## 11. Líneas futuras

Por último, se pasará a comentar los siguientes pasos a realizar en una futura ampliación de la infraestructura, sin volver a entrar en detalle en la inclusión de baterías, donde ya se ha contado que debe volver a estudiarse la vida útil y el precio de estas para ver si son competitivas en ese momento, ya que actualmente no lo son y ya han salido noticias de Elon Musk anunciando que en un futuro próximo el precio de compra de sus baterías será de 100\$/kWh.

El primer punto que comentar de líneas futuras es hasta donde se puede aumentar la infraestructura existente. Como ya se ha visto, lo ideal es mantener una disponibilidad constante, con el fin de aprovechar al máximo el equipamiento instalado, por ello se propone que la infraestructura se aumente para poder albergar el máximo de disponibilidad que se mantenga constante fruto de la combinación del agua de Pinedo I y Pinedo II de 5.6hm<sup>3</sup> diarios.

Por ello a la hora de construir la nueva infraestructura en la actualidad, sería recomendable que está ya tuviera capacidad para albergar el agua fruto de esta disponibilidad futura.

El segundo punto por tratar en una futura ampliación es el de incluir tanques de regulación. La demanda de agua no es constante a lo largo del año, aumenta en los meses de verano y disminuye en los de invierno. Por ello se proponen tanques de regulación, capaces de almacenar el agua tratada sobrante en los meses de menor demanda, en vez de verterla al mar como has ahora. No se almacenaría toda el agua sobrante, ya que parte de esta se desviará para mantener un caudal ecológico en el Júcar o en el Turia.

Estos dos temas, unidos a la inclusión de baterías, serían los que deberían tenerse en cuenta, si con esta modificación del proyecto se le da tanto uso a la infraestructura que se plantearía una ampliación de esta.





Daniel López Forés  
Castellón de la Plana  
11 de junio del 2018



## 12. Referencias

AEG Power Solutions, 2018 <http://www.aegps.es/compania/aeg-ps-en-espana/>

Axitec, 2018 <https://www.axitecsolar.com/es/energy-hogar.html>

Canal Júcar-Turía, 2018 <http://www.canaljucarturia.com/inicio.html>

CHJ, 2010. “Plan Hidrológico Actuación 3.2.c: Ordenación y Terminación de la Reutilización de Aguas Residuales de la Planta de Pinedo (Valencia)” Confederación Hidrográfica del Júcar (2010).

Conca, 2016 FORBES “Vanadium-Flow Batteries: The Energy Storage Breakthrough We've Needed” James Conca. (2016)

Curry, 2017 “Lithium-ion Battery Costs and Market” Claire Curry. (2017)

ENFSOLAR <https://es.ensolar.com/>

Gil, 2018. “Diseño integrado del funcionamiento de un bombeo de agua de gran potencia con una instalación solar fotovoltaica en el puerto de Catarroja (Valencia).” Alberto Gil Tomas (2018)

Hungría, 2016 “SISTEMAS CON ALMACENAMIENTO EN GRANDES PLANTAS FV” Jorge Hungría. (2016)

Idealista, 2018 <https://www.idealista.com/>

Miralles, 2016 “Els mercats del sòl i l’habitatge” Josep Lluís Miralles (2016)

MIT, 2015. “The Future of Solar Energy” (2015)

Müller, Gambardella, 2012 “A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy, 86, 1803-1815.” Huld T., Müller R., Gambardella A. (2012)

Pérez, 2017 “Tema 1. Energías Renovables Energía Solar” Miguel Ángel Pérez Martín (2017)

PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Red Eléctrica de España 2018 [www.ree.es](http://www.ree.es)

Sharma, Chandel, 2012 “Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India” Vikrant Sharma, S.S. Chandel. (2012)

Shiva, Sudhakar, 2015 “Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India” B. Shiva Kumar, K. Sudhakar. (2015)

The Quartz Corp, 2016:

<http://www.thequartzcorp.com/en/blog/2016/09/06/average-price-of-solar-falls-but-what-impact-will-this-have-on-mono-lcoe/200> (2016)

TPL Solar, 2018 <http://www.tplsolar.com/>