

Trabajo Fin de Máster

Diseño multiobjetivo de sistemas fotovoltaicos de
bombeo de agua

Multi-objective design of photovoltaic systems for
water pumping

Autora

Laura Pardo Cabrera

Director

José Luis Bernal Agustín

Máster en Ingeniería Industrial

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2023

RESUMEN

El derecho al agua y al saneamiento es un derecho humano esencial que, sin embargo, no puede ser disfrutado por toda la población mundial, en particular, es difícil contar con este recurso en países subdesarrollados debido a las infraestructuras precarias que allí existen. Por ello, en los últimos años se ha apostado por la aplicación de energías renovables, cómo es el caso del bombeo de agua mediante energía solar, para tratar de acercar dicho recurso a la mayor población posible.

En concreto, en este Trabajo Final de Máster, se ha realizado el diseño de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua en Abala, un pueblo de Etiopía y se ha llevado a cabo su optimización mediante el algoritmo multiobjetivo NSGA-II en *Matlab*, buscando minimizar tanto el coste de la instalación durante su ciclo de vida, cómo la insatisfacción del consumidor, es decir, intentando suministrar en todo momento el caudal hidráulico demandado.

Palabras clave: Instalación fotovoltaica de bombeo solar, optimización multiobjetivo, NSGA-II.

ABSTRACT

The right to water and sanitation is an essential human right that, however, cannot be enjoyed by the entire world population, in particular, it is difficult to count on these underdeveloped resource countries due to the precarious infrastructure that exists there. For this reason, in recent years there has been a commitment to the application of renewable energies, such as pumping water using solar energy, to try to bring this resource to the largest possible population.

Specifically, this Master's Final Project is about the design of a photovoltaic water pumping system allocated in Abala, a town in Ethiopia and its optimization has been carried out using the NSGA-II multi-objective algorithm in Matlab, seeking to minimize both the cost of the installation during its life cycle, as well as consumer dissatisfaction, that is to say, trying to supply the requested hydraulic flow all the time.

Keywords: Photovoltaic pumping system, multiobjective optimization, NSGA-II.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quería agradecer a José Luis Bernal, por haber aceptado dirigir este Trabajo Fin de Máster y por su predisposición y ayuda durante estos meses siempre que lo he necesitado.

En segundo lugar, agradecer también a todo el profesorado de la Universidad de Zaragoza que me ha impartido docencia. No ha sido fácil, pero el conocimiento adquirido pesa frente a todo lo demás.

Por último, pero por supuesto no menos importante, agradecer a mi familia y amigos por su apoyo, pero sobre todo por su paciencia, ya que reconozco que mi carácter y humor ha sido excesivamente variable durante el transcurso de estos estudios.

Índice general

Índice general.....	5
Índice de figuras.....	6
Índice de tablas.....	6
1. Introducción.....	8
1.1. Objetivo y justificación.....	8
2. Introducción a los sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua.....	9
3. Modelado matemático de la instalación.....	11
3.1. Generador fotovoltaico.....	11
3.1.1 Irradiancia solar.....	13
3.2. Unidad de acondicionamiento de potencia.....	15
3.3. Electrobomba.....	16
3.3.1 Motor.....	16
3.3.2 Bomba.....	17
3.4. Depósito de almacenamiento de agua.....	21
4. Desarrollo de la evaluación económica.....	23
4.1. Inversión inicial.....	23
4.2. Gastos de mantenimiento.....	24
4.3. Gastos de sustitución de equipos.....	24
5. Introducción al algoritmo NSGA – II.....	26
5.1. Concepto de no-dominancia.....	27
6. Desarrollo del caso de estudio.....	28
6.1. Aplicación del algoritmo.....	28
6.1.1 Objetivos.....	29
6.1.2 Variables de decisión.....	29
6.1.3 Parámetros del algoritmo.....	29
6.2. Desarrollo del cálculo.....	30
7. Análisis de resultados.....	32
7.1. Configuración óptima.....	35
8. Conclusiones.....	40
8.1. Líneas de trabajo futuras.....	40
9. Bibliografía.....	41

Índice de figuras

Figura 2.1. Elección de sistemas de bombeo, función de volumen y carga dinámica. Fuente: [1]	9
Figura 2.2. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo de bombeo de agua. Fuente: [2]	10
Figura 3.1. Esquema del circuito eléctrico equivalente a una célula fotovoltaica. Fuente: [3]	11
Figura 3.2. Curva característica V-I de un panel fotovoltaico. Fuente: [9]	12
Figura 3.3. Situación geográfica de Abala dentro de África y de Etiopía.	14
Figura 3.4. Extensión de la población de Abala. Fuente: Google Maps.	14
Figura 3.5. Mapa global de ubicaciones apropiadas para instalación de plantas de bombeo solar.	15
Figura 3.6. Circuito eléctrico equivalente al convertidor con regulador MPPT. Fuente: [9]	15
Figura 3.7. Circuito eléctrico equivalente a un motor BDLC. Fuente: [19]	16
Figura 3.8. Esquema de la instalación con la determinación de alturas. Fuente: [12]	19
Figura 3.9. Reservas de agua en el subsuelo de África. Fuente [18] y elaboración propia.	20
Figura 5.1. Procedimiento de cálculo del algoritmo NSGA-II. Fuente: [15]	26
Figura 5.2. Representación de diferentes Frentes de Pareto, en función de los objetivos a obtener.	27
Figura 6.1. Perfil de caudal hidráulico demandado, durante un día.	28
Figura 7.1. Evolución de la irradiación solar media mensual, en el año 2020, en la población de Abala.	32
Figura 7.2. Soluciones no dominadas, para el mes de julio.	32
Figura 7.3. Soluciones no dominadas, para el mes de octubre.	33
Figura 7.4. Soluciones no dominadas, para los meses de junio, julio y agosto.	34
Figura 7.5. Soluciones no dominadas, para los meses de septiembre, octubre y noviembre.	35
Figura 7.6. Evolución de la irradiancia solar mensual, en el año 2020 en Abala, Etiopía.	36
Figura 7.7. Potencia fotovoltaica producida, con la configuración óptima.	36
Figura 7.8. Evolución de caudales, durante un año, con la configuración óptima.	37
Figura 7.9. Evolución de la carga del depósito (tanto por uno), durante un año, con la configuración óptima.	37
Figura 7.10. Evolución de caudales en el mes de julio, para una configuración [1,2,90].	38
Figura 7.11. Evolución de caudales en el mes de julio, para una configuración [1,2,90], para una demanda de 25m ³ /día.	38
Figura 7.11. Evolución de la carga del depósito en el mes de julio, para una configuración [1,2,90], para una demanda de 25m ³ /día.	39

Índice de tablas

Tabla 2.1. Principales ventajas e inconvenientes del bombeo solar. Fuente: [1].	9
Tabla 3.1. Especificaciones del panel fotovoltaico comercial. Fuente: [12]	13
Tabla 3.2. Principales ventajas e inconvenientes del motor BDLC.	16
Tabla 3.3. Especificaciones del motor. Fuente: [17]	17
Tabla 3.4. Especificaciones de la bomba comercial escogida. Fuente: [17]	18
Tabla 3.5. Especificaciones del sistema de tuberías.	21
Tabla 3.6. Coeficientes de resistencia para diferentes accesorios de las tuberías. Fuente: [12]	21

Tabla 4.1. Parámetros relativos a los costes, para los diferentes equipos de la instalación.	25
Tabla 5.1. Principales ventajas y desventajas del NSGA-II	27
Tabla 6.1. Variables de decisión junto a su rango.....	29
Tabla 6.2. Parámetros utilizados en el NSGA-II.....	30
Tabla 7.1. Soluciones no dominadas, para el mes de julio.	32
Tabla 7.2. Soluciones no dominadas, para el mes de octubre.....	33
Tabla 7.3. Soluciones no dominadas, para el periodo de junio a agosto.....	34
Tabla 7.4. Soluciones no dominadas, para el periodo de septiembre a noviembre.....	35
Tabla 7.5. Configuración escogida para el diseño de la instalación y valores tecno-económicos obtenidos.	35
Tabla 8.1. Configuración escogida para el diseño de la instalación y valores tecno-económicos obtenidos.	40

1. Introducción

1.1. Objetivo y justificación

Desde el 28 de julio de 2010, el derecho al agua potable y al saneamiento es considerado un derecho humano esencial, dada su importancia para el desarrollo correcto y disfrute de una vida humana digna. Sin embargo, no toda la población mundial puede cubrir dichas necesidades, debido a muchos factores, principalmente relacionados con las condiciones precarias en las que viven.

Afortunadamente, en los últimos años ha aumentado el interés por solventar este grave problema y por ejemplo, por parte de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), desde 2015 se han implantado los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que pretenden ser alcanzados en 2030. De los diecisiete objetivos que se desarrollan en el plan, en particular, el sexto y séptimo hacen referencia al tema que se está tratando en este trabajo, puesto que se tratan exactamente de *Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos* y *Energía limpia y no contaminante*, respectivamente.

Muchas de las últimas investigaciones y avances realizados, se han basado en el uso de energías renovables, cómo es el caso de las instalaciones de bombeo solar, cuyo fundamento es aprovechar la energía solar, convirtiéndola en eléctrica mediante una instalación fotovoltaica, con la que conseguir el funcionamiento de una bomba que extraiga el agua de pozos ó de otras fuentes dónde se encuentra este recurso y de esta forma hacerlo más accesible a la población.

Todos los motivos mencionados anteriormente, han sido aliciente suficiente para dedicar este Trabajo Final de Máster al diseño, aunque fundamentalmente a la optimización, mediante un algoritmo multiobjetivo, de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua para abastecer el uso doméstico de este recurso a un número concreto de residentes de la población de Abala, un pueblo de Etiopía.

Para ello, primero se ha llevado a cabo un exhaustivo estudio bibliográfico de este tipo de instalaciones para modelar cada uno de los equipos integrantes en la misma, así como para realizar el cálculo económico de todo el sistema durante su vida útil. Posteriormente, se ha desarrollado el código de Matlab necesario para implementar el algoritmo multiobjetivo NSGA-II con el que obtener diferentes parámetros óptimos de la instalación, como el número de placas necesario y el volumen del depósito de almacenamiento. Por último, se han analizado las soluciones obtenidas para escoger aquella que minimiza el coste de la instalación así como la insatisfacción de los consumidores y con la configuración óptima obtenida se ha realizado un estudio de la evolución de diferentes parámetros a lo largo de un año natural.

2. Introducción a los sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua

Los sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua llevan operando desde los años 70, sin embargo, ha sido en las últimas décadas cuando se ha expandido su uso globalmente. Esto es debido, afortunadamente, al auge de las energías renovables en los últimos años.

En concreto, se considera los sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua una muy buena opción para el suministro de este recurso en lugares donde se no puede realizar, por ejemplo, mediante energía de la red eléctrica, porque no se cuenta con esta. No obstante, como cualquier sistema, no todo en él es positivo. En la Tabla 2.1 se muestran algunas ventajas e inconvenientes del mismo.

Tabla 2.1. Principales ventajas e inconvenientes del bombeo solar. Fuente: [1].

Ventajas	Inconvenientes
Uso de energía renovable	Inversión inicial relativamente alta
Larga vida útil	Acceso a servicio técnico limitado
Impacto ambiental mínimo: ni ruido, ni humo, ni emisiones	Dependencia de condiciones climatológicas
Bajo coste de operación	
Bajo coste de mantenimiento	
Facilidad para realizar ampliaciones	
Conocimiento habitual de los equipos necesarios	

Su funcionamiento consiste en utilizar la radiación solar incidente en un generador fotovoltaico, de manera que éste la transforma en energía eléctrica suficiente para alimentar una bomba hidráulica que extrae el agua del lugar en el que se encuentra y la traslada mediante un sistema de tuberías hasta donde se quiera almacenar y/o suministrar. Es por ello, que este tipo de sistemas son óptimos dadas unas condiciones de volumen bombeado y carga dinámica total, que si no se cumplen, sería mejor plantear otras opciones como la energía eólica o el uso de combustibles. En la Figura 2.1 se muestra un gráfico con la distribución de tipos de sistemas óptimos en función de los parámetros mencionados.

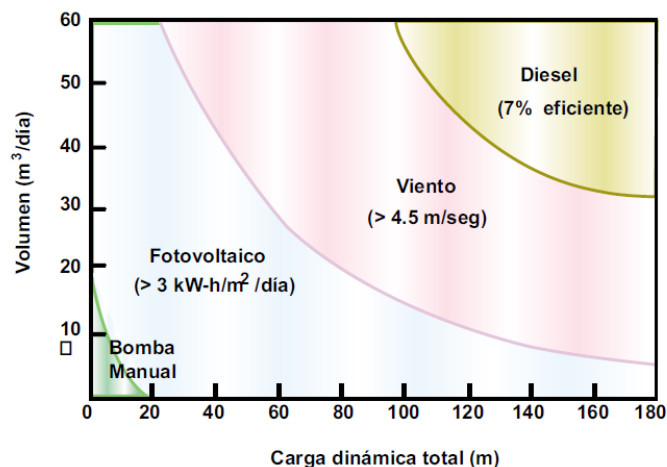


Figura 2.1. Elección de sistemas de bombeo, función de volumen y carga dinámica. Fuente: [1]

Indicar que para el caso que ocupa este trabajo, cómo se verá más adelante numéricamente, se cumplen ambos requisitos para el uso del sistema fotovoltaico, por lo que se ha verificado su idoneidad para realizar el diseño.

A continuación, en la Figura 2.2, se muestra un esquema de los equipos que se utilizan en este tipo de instalaciones, que son el generador fotovoltaico, la unidad de acondicionamiento de potencia, el sistema de electrobomba y el depósito de almacenamiento. En el *Apartado 3. Modelado de la instalación*, se dan más detalles sobre cada uno de ellos.

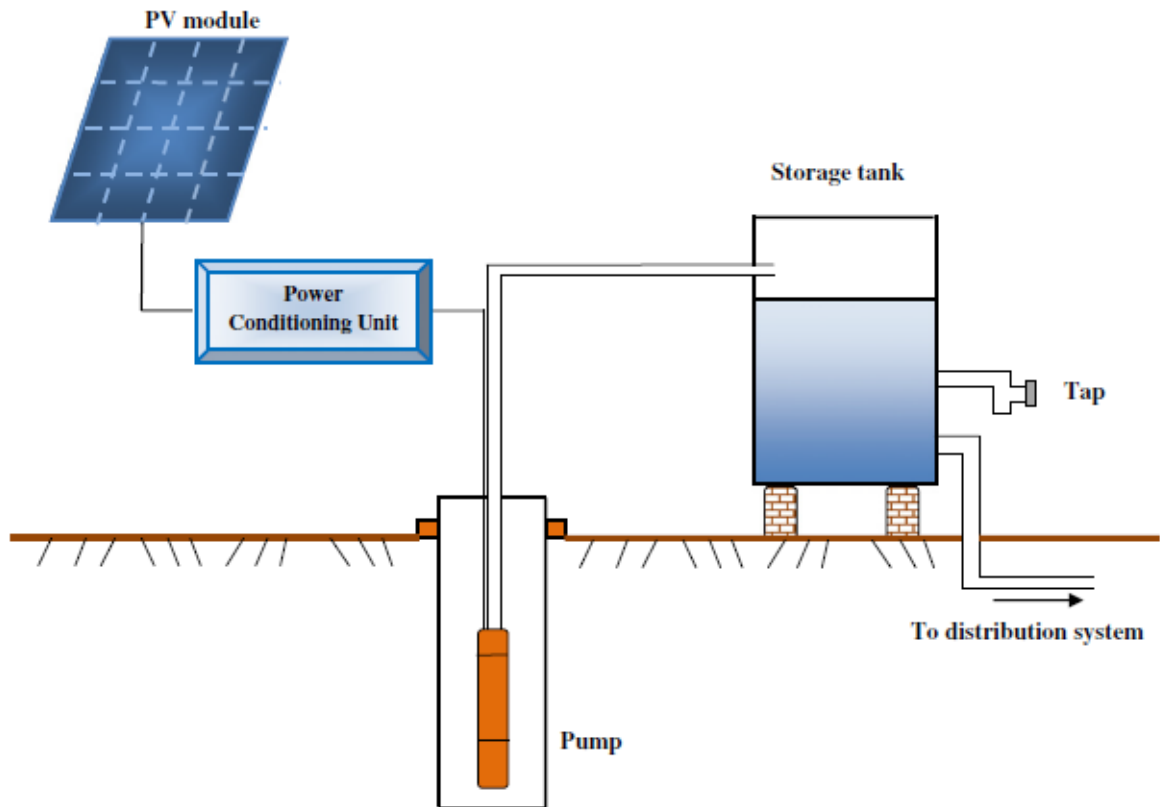


Figura 2.2. Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo de bombeo de agua. Fuente: [2]

3. Modelado matemático de la instalación

Para poder diseñar la instalación, es necesario conocer cada uno de los componentes de la misma. Por ello, a continuación se realiza un análisis de cada una de las cuatro partes principales del sistema, ya vistas en la Figura 2.2.

3.1. Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico, se podría decir que es el componente principal de esta instalación, puesto que se encarga de transformar la energía solar para convertirla en energía eléctrica y proporcionarla al resto de componentes, para poder llevar a cabo el funcionamiento de la instalación global.

Físicamente, el generador está compuesto por diversos paneles fotovoltaicos y éstos a su vez por células fotovoltaicas. Un panel fotovoltaico comercial indica ya la cantidad y disposición de células de las que está formado, sin embargo la cantidad de paneles y su configuración (paralelo ó serie) puede ser distinta según el objetivo de tensión y/o corriente que se quiera alcanzar.

La transformación de energía solar en energía eléctrica se lleva a cabo en la célula, cuyo funcionamiento se puede representar cómo un circuito eléctrico formado por un generador de corriente, un diodo y varias resistencias, cómo el que se muestra en la Figura 3.1. El cálculo numérico de la corriente de salida puede realizarse mediante una sencilla relación (Ec.1).

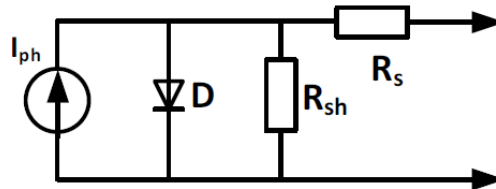


Figura 3.1. Esquema del circuito eléctrico equivalente a una célula fotovoltaica. Fuente: [3].

$$I_o = n_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_d \cdot \left(e^{\left(\frac{q \cdot (V_o + I_o \cdot R_s)}{n_s \cdot k \cdot a \cdot T_c} \right)} - 1 \right) - n_p \cdot \left(\frac{V_o + I_o \cdot R_s}{n_s \cdot R_{sh}} \right) \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

- I_o = Corriente de salida [A]
- I_{ph} = Corriente absorbida por la célula [A]
- I_d = Corriente de saturación inversa del diodo [A]
- q = Carga de un electrón = $1,602 \cdot 10^{-19}$ [C]
- a = Factor de idealidad = 1,30 Fuente: [4]
- k = Constante de Boltzmann = $1,381 \cdot 10^{-23}$ [J/K]
- V_o = Tensión de salida [V]
- T_c = Temperatura de la célula [K]
- R_s = Resistencia en serie [Ω]
- R_{sh} = Resistencia en paralelo [Ω]
- n_s = Número de células conectadas en serie
- n_p = Número de células conectadas en paralelo

Sin embargo, son muchas las referencias bibliográficas que confirman que lo óptimo es trabajar en el punto de máxima potencia, es decir, el punto en el que el panel trabaja con su mayor rendimiento. En la Figura 3.2, se muestra la evolución de la tensión y la corriente para un panel fotovoltaico, indicando entre otros, el mencionado punto de máxima potencia.

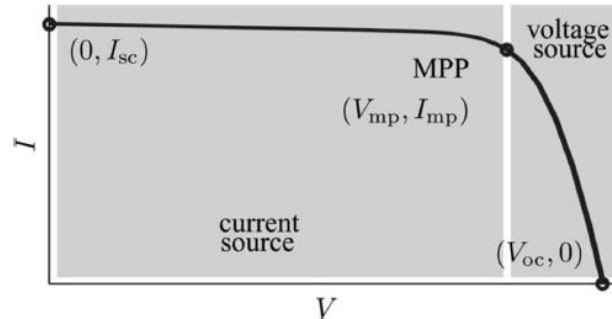


Figura 3.2. Curva característica V-I de un panel fotovoltaico. Fuente: [9]

Por este motivo, se decide realizar el estudio asumiendo que se trabaja en todo momento en búsqueda de dicho punto, para lo que será necesario acoplar un regulador MPPT que es descrito en el *Apartado 3.2. Unidad de Acondicionamiento de Potencia*. A continuación, se muestran las ecuaciones que proporcionan el valor de la tensión y la corriente de salida de cada uno de los paneles (Ec.2 y Ec.3, respectivamente), ambas función de la irradiancia solar recibida por el panel fotovoltaico y la temperatura ambiente [9].

$$V_{mpp}(T, G) = V_{mpp,STC} + k_V \cdot (T - T_{STC}) + V_T \cdot \ln\left(\frac{G}{G_{STC}}\right) \quad \text{Ec. 2}$$

$$I_{mpp}(T, G) = \left(I_{mpp,STC} + k_I \cdot (T - T_{STC})\right) \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}}\right) \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

- $V_{mpp,STC}$ = Tensión punto máxima potencia, en condiciones de prueba estándar [V]
- $I_{mpp,STC}$ = Corriente punto máxima potencia, en condiciones de prueba estándar [A]
- k_V = Coeficiente de tensión térmico [V/°C]
- k_I = Coeficiente de corriente térmico [A/°C]
- G = Irradiancia solar [W/m²]
- G_{STC} = Irradiancia solar, en condiciones de prueba estándar [W/m²]
- T = Temperatura ambiente [°C]
- T_{STC} = Temperatura ambiente, en condiciones de prueba estándar [°C]
- V_T = Voltaje térmico del diodo [V]

La mayoría de los parámetros anteriores dependen del panel fotovoltaico comercial escogido, cuyos valores se muestran en la Tabla 3.1. El voltaje térmico del diodo (Ec.4), por su parte, dependerá también de las condiciones climáticas, puesto que a su vez, la temperatura de la célula (Ec.5) también depende de ellas.

$$V_T = \left(\frac{a \cdot k \cdot T_c}{q}\right) \quad \text{Ec. 4}$$

$$T_c = T + \left(\left(\frac{NOCT - 20}{800}\right) \cdot G\right) + 273,15 \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

T_c = Temperatura de la célula [K]

$NOCT$ = Temperatura de operación normal de la célula [°C]

G = Irradiación solar horaria [W/m^2]

T = Temperatura ambiente [°C]

Tabla 3.1. Especificaciones del panel fotovoltaico comercial. Fuente: [12]

Especificación	Abreviatura	Valor
Potencia pico	$P_{p,max}$	145W
Tensión de máxima potencia	$V_{mpp,STC}$	17,90 V
Corriente de máxima potencia	$I_{mpp,STC}$	8,09 A
Tensión de circuito abierto	$V_{OC,STC}$	22,20 V
Corriente de cortocircuito	$I_{SC,STC}$	8,65 A
Coefficiente de temperatura de V_{OC}	$K_{V,STC}$	-0,340 V/°C
Coefficiente de temperatura de I_{SC}	$K_{I,STC}$	0,065 A/°C
Irradiancia	$G_{,STC}$	1000 W/m^2
Temperatura	$T_{,STC}$	25 °C

Indicar que el panel fotovoltaico, cuyas especificaciones se muestran en la Tabla 3.1 se ha escogido puesto que era el utilizado en un trabajo fin de grado [12], con la misma finalidad, en la misma localización. Se ha verificado su adecuación y con ello, se ha confirmado su elección.

Por último, para conocer la tensión y corriente total de salida del generador en su conjunto, se deben tener en cuenta el número de paneles y la disposición de éstos, ya que pueden conectarse en serie y/o en paralelo.

$$V_{PV} = N_s \cdot V_{mpp} \quad \text{Ec. 6}$$

$$I_{PV} = N_p \cdot I_{mpp} \quad \text{Ec. 7}$$

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot I_{PV} \quad \text{Ec. 8}$$

$$N = N_s \cdot N_p \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

V_{PV} = Tensión obtenida a la salida del generador PV [V]

I_{PV} = Corriente obtenida a la salida del generador PV [A]

N_s = Número de paneles fotovoltaicos en serie

N_p = Número de paneles fotovoltaicos en paralelo

V_{mpp} = Tensión de un solo panel en punto máxima potencia [V]

I_{mpp} = Corriente de un solo panel en punto máxima potencia [A]

3.1.1 Irradiancia solar

La irradiancia solar (G), parámetro fundamental en el estudio, es la intensidad de la radiación solar que mide la unidad de potencia por unidad de superficie [W/m^2]. Como ya se ha mencionado, es uno de los únicos parámetros, junto a la temperatura ambiente, que irá variando su valor con el tiempo, en base a las condiciones climáticas.

Para obtener estos datos, se ha utilizado el software *PVGIS* (Fuente: [6]) en la localización de Abala, un pueblo de Etiopía que forma parte de la Zona Administrativa 2 de la región de Afar, cuya latitud es 13.356° y longitud 39.757°. Se utiliza la relación de datos del año 2020, puesto que era el último con el que se contaba. Se muestra la ubicación de Abala dentro de África, así como su extensión en las Figuras 3.3 y 3.4, respectivamente. En el *Anexo 1. Base de datos climatológicos* se muestra un breve resumen de dichos datos, donde se confirma que es una localización óptima para sistemas fotovoltaicos, debido fundamentalmente a los valores de radiación solar.

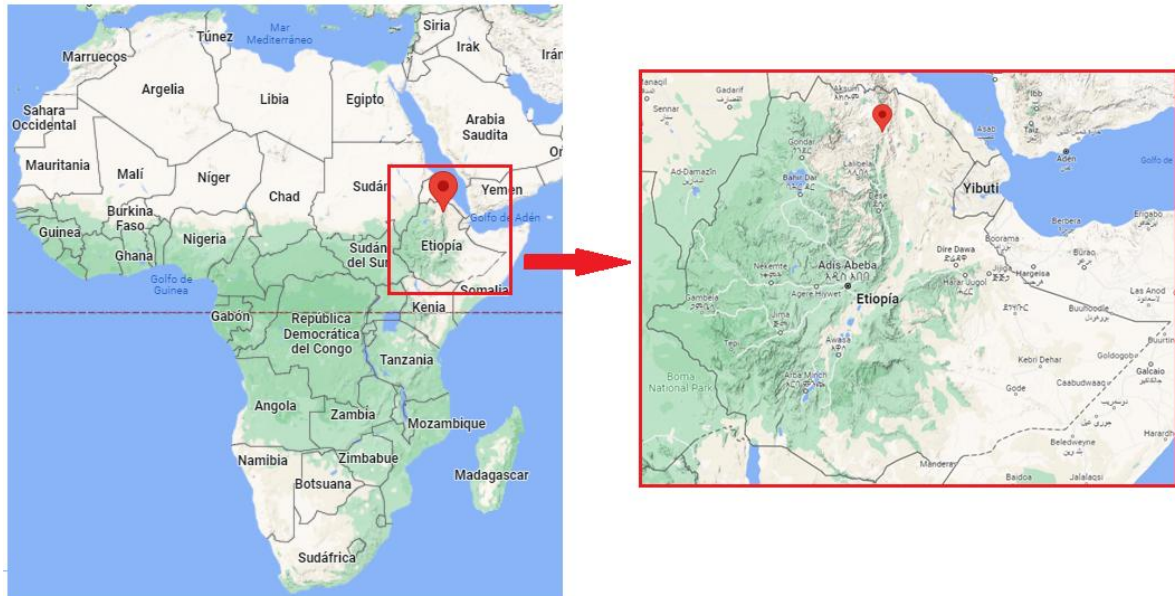


Figura 3.3. Situación geográfica de Abala dentro de África y de Etiopía.
Fuente: Google Maps y elaboración propia.



Figura 3.4. Extensión de la población de Abala. Fuente: Google Maps.

Indicar que la ubicación ha sido elegida tras un estudio bibliográfico, en el que se ha conocido la cantidad de agua subterránea no aprovechada que se encuentra en África, ya que por ejemplo, a finales de 2022 disponía de 2,72 millones de m³ de agua dulce líquida a una profundidad media de 90m, lo que la posicionaba como poseedora de este recurso por delante incluso de América del Sur o Europa. En el mapa que se muestra en la Figura 3.5, se observa que Abala se encuentra en una zona muy apropiada para plantas fotovoltaicas de bombeo.

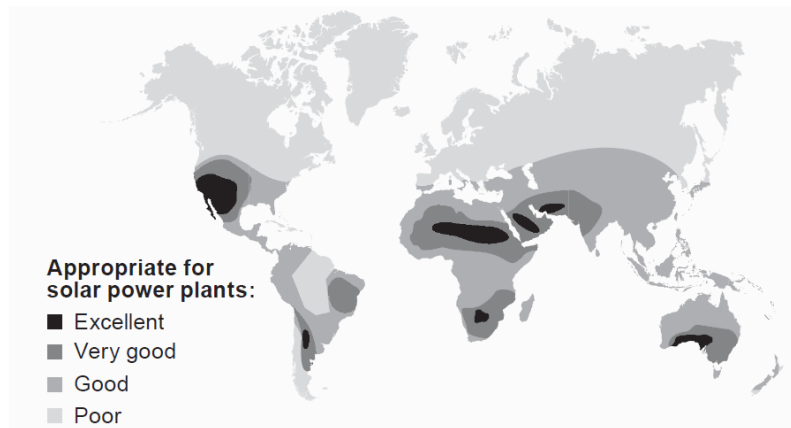


Figura 3.5. Mapa global de ubicaciones apropiadas para instalación de plantas de bombeo solar.
Fuente: [14]

También en uno de los muchos estudios realizados, el líder de la investigación Alan MacDonald indicaba que "En el Cuerno de África se encuentran los acuíferos más pequeños, pero aún así habría suficiente cantidad como para el consumo humano y no resultaría caro extraerlo mediante pozos. Además, no sería necesario invertir en tratamiento del agua, porque su calidad es muy buena" [7].

3.2. Unidad de acondicionamiento de potencia

Cómo ya se ha mencionado previamente, para obtener un mayor rendimiento de los paneles fotovoltaicos es aconsejable trabajar en el punto de máxima potencia, por lo que es necesario contar con un regulador MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que asegure la estabilidad en dicho punto de trabajo, frente a la potencia producida por las placas, que en principio es muy variada debido a los cambios en las condiciones climáticas.

Por ello, en un caso como el que se estudia, en el que todos los equipos trabajan en corriente continua y no es necesario un inversor, es suficiente con utilizar un convertidor DC-DC que además cuente con dicha electrónica MPPT. En la Figura 3.6, se muestra el circuito equivalente al convertidor, que cuenta con un regulador digital MPPT que va variando el ciclo útil (*duty cycle*) del mismo.

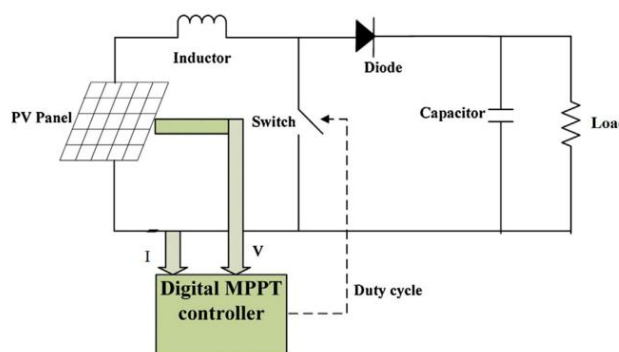


Figura 3.6. Circuito eléctrico equivalente al convertidor con regulador MPPT. Fuente: [9]

3.3. Electrobomba

3.3.1 Motor

El motor que se va a utilizar se trata de un motor de corriente continua, de imanes permanentes, sin escobillas (BDLC – Motor Brushless DC), cuya función es transformar la energía eléctrica procedente del generador fotovoltaico en energía mecánica de rotación. Esta decisión se ha tomado principalmente en base a criterios económicos, porque al trabajar todos los equipos en corriente continua, no es necesario utilizar equipos de inversión.

En cuanto a la elección concreta de un motor sin escobillas, es debido a que al sufrir menor desgaste, se requiere menor mantenimiento y por ende, reducción económica también. En la Figura 3.7 se muestra un circuito eléctrico equivalente a estos tipos de motores y en la Tabla 3.2 se detallan algunas ventajas más e inconvenientes de dichos motores.

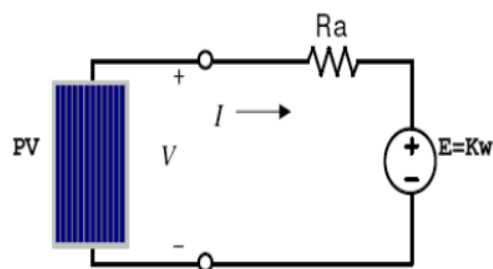


Figura 3.7. Circuito eléctrico equivalente a un motor BDLC. Fuente: [19]

Tabla 3.2. Principales ventajas e inconvenientes del motor BDLC.

Ventajas	Inconvenientes
Poco peso	Inversión inicial mayor
Poco espacio	Coste adicional por controlador
Elevada eficiencia (consumo de energía)	
No fricción, poco desgaste	
Alta vida útil	
Respuesta rápida antes los cambios en la demanda de carga	

Tanto la tensión como la corriente que le llegan al motor, son las de salida del generador fotovoltaico, pero teniendo en cuenta la eficiencia de la unidad de acondicionamiento de potencia (Ec.10 y 11, respectivamente). Por otro lado, se calcula también la tensión de salida del motor o fuerza contraelectromotriz (Ec.12), así como el par motor (Ec.13).

$$V_{motor} = \eta_{conv} \cdot V_{PV} \tag{Ec. 10}$$

$$I_{motor} = \eta_{conv} \cdot I_{PV} \tag{Ec. 11}$$

$$E = V_{motor} - I_{motor} \cdot R_{devanado} \tag{Ec. 12}$$

Donde:

E = Fuerza contraelectromotriz [V]

V_{motor} = Tensión de salida del convertidor y entrada al motor [V]

I_{motor} = Corriente que circula por el motor [A]

$R_{devanado}$ = Resistencia del devanado del motor [Ω]

$$T_{motor} = K_{T,mot} \cdot I_{motor}$$

Ec. 13

Donde:

$$T_{motor} = \text{Par de salida del motor [Nm]}$$

$$K_{T,mot} = \text{Constante de par del motor [Nm / A]}$$

$$I_{motor} = \text{Corriente que circula por el motor [A]}$$

Es importante mencionar, que si la fuerza electromotriz tiene un valor nulo indica que la diferencia de potencial en el motor es cero y por lo tanto, este no está en movimiento; mientras que si es negativa indica situación de frenado. En ambos casos, la bomba no recibe la potencia necesaria, por lo que no impulsará caudal.

Finalmente, en la Tabla 3.3 se muestran las especificaciones del motor con sus valores, necesarias para realizar los cálculos anteriores.

Tabla 3.3. Especificaciones del motor. Fuente: [17]

Característica	Abreviatura	Valor
Resistencia del inducido [Ω]	R _{ind}	0,80
Constante de par [Nm/A]	K _{T,mot}	0,175

3.3.2 Bomba

Por su parte, la bomba se encargará de elevar el agua desde el pozo hasta el depósito de almacenamiento, por lo que la potencia hidráulica de la misma es fundamental para así conocer también el caudal que es capaz de suministrar hacia el depósito. La relación principal es la siguiente (Ec.14).

$$P_{hid} = \rho \cdot g \cdot Q_{hid} \cdot h_{total}$$

Ec. 14

Donde:

$$P_{hid} = \text{Potencia hidráulica de la bomba [W]}$$

$$\rho = \text{Densidad del agua} = 1000 \text{ [kg/ m}^3\text{]}$$

$$g = \text{Gravedad en la superficie terrestre} = 9,81 \text{ [m/ s}^2\text{]}$$

$$Q_{hid} = \text{Caudal hidráulico bombeado [m}^3\text{/s]}$$

$$h_{total} = \text{Altura hidráulica total [m]}$$

La potencia que ejerce la bomba es producto del par de la bomba y la velocidad de rotación (Ec.15), mientras dicho par es a su vez producto de la constante de la bomba comercial escogida (función de los parámetros que se muestran en la Tabla 3.4 y cálculo en Ecuación 17) y de la velocidad de rotación.

$$P_{hid} = T_{bomba} \cdot w_{rot}$$

Ec. 15

Donde:

$$T_{bomba} = \text{Par de la bomba [Nm]}$$

$$w_{rot} = \text{Velocidad de rotación [rad/s]}$$

$$T_{bomba} = K_{bomba} \cdot w_{rot}^2 \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

$$K_{bomba} = 2 \cdot \pi \cdot \rho \cdot b_1 \cdot r_1^2 \cdot \tan \beta_1 \cdot \left(r_2^2 - \frac{r_1^2 \cdot b_1 \cdot \tan \beta_1}{b_2 \cdot \tan \beta_2} \right) \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

$$\rho = \text{Densidad del agua} = 1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$b_1 = \text{Altura del álabe a la entrada del impulsor [m]}$$

$$r_1 = \text{Radio del impulsor de entrada [m]}$$

$$\beta_1 = \text{Ángulo de inclinación del álabe a la entrada del impulsor [rad]}$$

$$b_2 = \text{Altura del álabe a la salida del impulsor [m]}$$

$$r_2 = \text{Radio del impulsor de salida [m]}$$

$$\beta_2 = \text{Ángulo de inclinación del álabe a la salida del impulsor [rad]}$$

Tabla 3.4. Especificaciones de la bomba comercial escogida. Fuente: [17]

Característica	Abreviatura	Valor
Radio del impulsor de entrada [m]	r_1	$16,75 \cdot 10^{-3}$
Radio del impulsor de salida [m]	r_2	$80 \cdot 10^{-3}$
Ángulo de inclinación del álabe a la entrada del impulsor [rad]	β_1	$(19/90)\pi$
Ángulo de inclinación del álabe a la salida del impulsor [rad]	β_2	$(11/60)\pi$
Altura del álabe a la entrada del impulsor [mm]	b_1	$5,40 \cdot 10^{-3}$
Altura del álabe a la salida del impulsor [mm]	b_2	$2,20 \cdot 10^{-3}$

Por otro lado, para obtener la velocidad de rotación se asume que no hay pérdidas de transmisión entre el motor y la bomba, ya que en las bombas centrífugas el rendimiento mecánico es la unidad, debido a que como el eje de la bomba va conectado directamente al eje del motor no se producen pérdidas mecánicas (Ec.18).

$$T_{motor} = T_{bomba} \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$$T_{motor} = \text{Par de salida del motor [Nm]}$$

$$T_{bomba} = \text{Par de la bomba [Nm]}$$

De esta forma, se pueden igualar los términos que dan lugar a dichos pares (Ec.19) y así obtener la ecuación para el cálculo de la velocidad de rotación en función de las constantes de cada uno de los equipos y de la corriente que circula por el propio motor (Ec.20).

$$K_{T,mot} \cdot I_{motor} = K_{bomba} \cdot w_{rot}^2 \quad \text{Ec. 19}$$

$$w_{rot} = \sqrt{\frac{(K_{T,mot} \cdot I_{motor})}{K_{bomba}}} \quad \text{Ec. 20}$$

En definitiva, una vez conocidos los equipos a instalar, la potencia depende de la corriente que le llegue al motor (Ec.21).

$$P_{hid} = \sqrt{\frac{(K_{T,mot} \cdot I_{motor})^3}{K_{bomba}}} \quad Ec. 21$$

Explicado el concepto de potencia, para poder calcular el caudal hidráulico es necesario tener en cuenta también la altura hidráulica, que en definitiva es la suma de la diferencia de altura entre la aspiración y la impulsión, más las pérdidas por fricción que se dan durante el recorrido del fluido por las tuberías. En la Figura 3.8 se muestra un esquema de la instalación con la determinación de alturas.

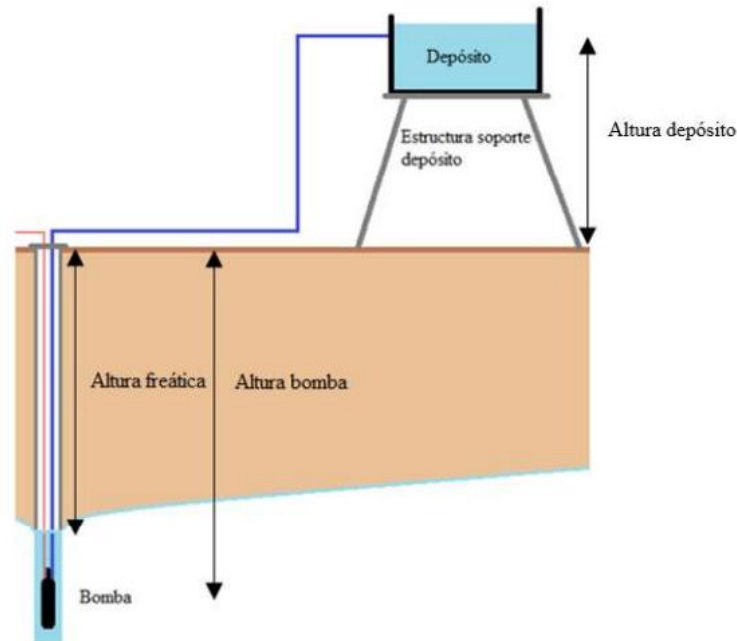


Figura 3.8. Esquema de la instalación con la determinación de alturas. Fuente: [12]

$$h_{total} = h_{estática} + h_{pérdidas} \quad Ec. 22$$

$$h_{estática} = h_{freática} + h_{depósito} \quad Ec. 23$$

$$h_{pérdidas} = h_{fricción} + h_{accesorios} \quad Ec. 24$$

Por un lado, la altura freática depende fundamentalmente de a que profundidad se encuentra el agua en el interior del pozo. Ésta, se ha supuesto para el caso de estudio de 25m, teniendo en cuenta los datos que se muestran en la Figura 3.9. El depósito, por su parte, se ubica a una altura de 2,00m respecto el terreno.

Para las pérdidas por fricción del fluido por el conducto, se utiliza la Ecuación de Manning (Ec.25), que aunque es cierto que no es tan exacta como la Ecuación de Darcy-Weisbach, es igualmente válida para tuberías con geometría circular como es el caso y se reduce su complejidad puesto que no es necesario calcular el factor de fricción en función del número de Reynolds, que a su vez también depende del caudal.

$$h_{fricción} = 10,2936 \cdot n^2 \cdot \frac{Q_{hid}^2}{D_{tub}^{5,33}} \cdot L_{tub} \quad Ec. 25$$

Donde:

n = Coeficiente de rugosidad (adimensional)

D_{tub} = Diámetro de la tubería [m]

Q_{hid} = Caudal de agua bombeado [m^3/s]

L_{tub} = Longitud total de tubería, desde bomba hasta depósito [m]

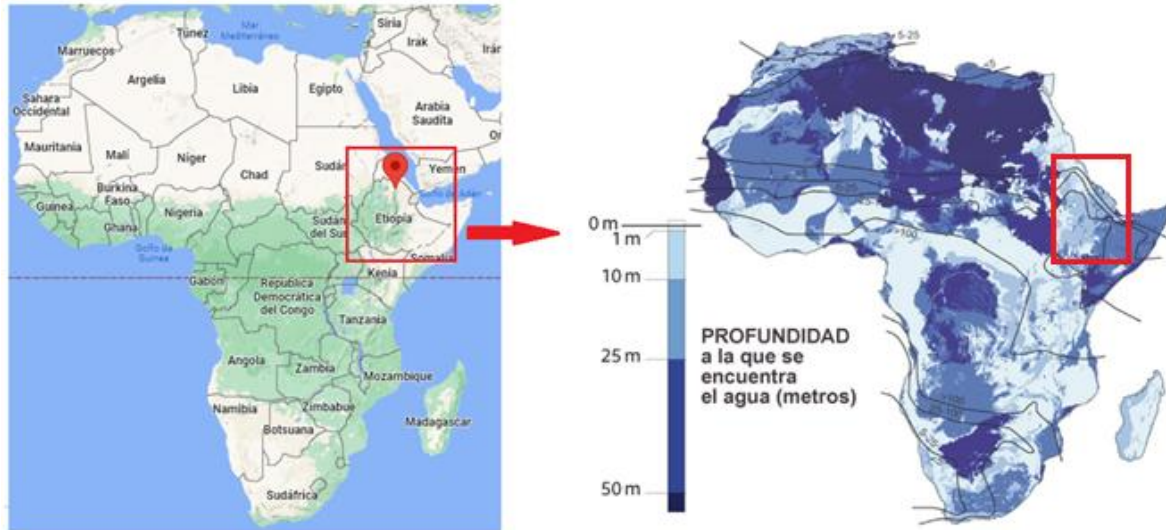


Figura 3.9. Reservas de agua en el subsuelo de África. Fuente [18] y elaboración propia.

Por otro lado, las pérdidas por fricción en los accesorios, también denominadas pérdidas menores, son proporcionales mayoritariamente a la velocidad con la que el fluido circula por dicho accesorio, que puede ser un codo, una expansión ó contracción de la sección de flujo así como una válvula (Ec.26). Cómo interesa trabajar con caudal, se reordena la misma (Ec.27).

$$h_{accesorios} = \sum K \cdot \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ec. 26}$$

$$h_{accesorios} = \sum K \cdot \frac{8 \cdot Q_{hid}^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D_{tub}^4} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

K = Coeficiente de resistencia de cada accesorio

v = Velocidad promedio del fluido, en el lugar de la pérdida menor [m/s]

g = Aceleración de la gravedad en la superficie terrestre = 9,81 [m/s^2]

Reubicando y organizando todos los términos, se obtiene la relación para calcular la altura hidráulica total (Ec.28), así como para el cálculo de la potencia hidráulica (Ec.29), ambas en función del caudal hidráulico bombeado.

$$h_{total} = h_{estática} + \left(10,3 \cdot n^2 \cdot \frac{Q_{hid}^2}{D_{tub}^{5,33}} \cdot L_{tub} \right) + \left(\sum K \cdot \frac{8 \cdot Q_{hid}^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D_{tub}^4} \right) \quad \text{Ec. 28}$$

$$P_{hid} = \rho \cdot g \cdot \left(h_{estática} \cdot Q_{hid} + \left(\left(\frac{10,3 \cdot n^2}{D_{tub}^{5,33}} \cdot L_{tub} \right) + \left(\sum K \cdot \frac{8}{g \cdot \pi^2 \cdot D_{tub}^4} \right) \right) \cdot Q_{hid}^3 \right) \quad \text{Ec. 29}$$

Finalmente, una vez conocida la potencia hidráulica de la bomba calculada a partir de la corriente suministrada al motor (Ec.21), se puede calcular el caudal hidráulico bombeado puesto que al final es función de un polinomio de tercer grado (Ec.29).

A continuación, en las Tablas 3.5 y 3.6, se muestran los valores referentes a la geometría del sistema de tuberías, así como el coeficiente de fricción para cada uno de los accesorios de la misma, respectivamente.

Tabla 3.5. Especificaciones del sistema de tuberías.

Característica	Abreviatura	Valor
Diámetro de tubería [m]	D_{tub}	0,03
Longitud de tubería [m]	L_{tub}	40
Material	-	PVC
Coeficiente de rugosidad	n_{PVC}	0,006

Tabla 3.6. Coeficientes de resistencia para diferentes accesorios de las tuberías. Fuente: [12]

Accesorio	Valor
Codo de 90° (x3)	0,90
Válvula antirretorno	2,50
Caudalímetro	2,50
Entrada a bomba	0,50
Salida a depósito	1,00

3.4. Depósito de almacenamiento de agua

Debido a la naturaleza variable de la energía solar, es necesario contar con un sistema de acumulación para aquellos momentos en los que dicha energía es nula o insuficiente para generar la energía eléctrica necesaria, como por ejemplo por la noche ó en días nublados. Por eso, en aquellas instalaciones diseñadas para abastecer en términos de energía eléctrica, se utilizan fundamentalmente baterías donde acumular ésta, sin embargo, en casos como el que se estudia en este documento donde la aplicación principal es abastecer agua suficiente a una población, lo interesante es contar con un depósito donde almacenar el agua en exceso, y por lo tanto, se debe realizar también un estudio del mismo.

Para ello, lo que se busca es poder controlar el estado del depósito en el instante de tiempo deseado, es decir, saber el nivel de agua con el que cuenta considerando la carga y la descarga de la misma. A continuación, se muestra la descripción mediante ecuaciones de dicho proceso.

En primer lugar, se analiza el volumen de agua disponible en el tanque en cada instante, en este caso, en cada hora, teniendo en cuenta que éste será igual al volumen disponible en el instante anterior, más el caudal hidráulico que se haya bombeado, menos el caudal demandado, ambos en el instante de estudio. Obviamente si el volumen disponible anterior más el caudal bombeado actual, son menores que la demanda, el depósito se queda vacío (Ec.30).

$$V_{disp}(t) = \begin{cases} V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem}(t) & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t)) > Q_{dem}(t) \\ 0 & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t)) \leq Q_{dem}(t) \end{cases} \quad \text{Ec. 30}$$

Además, habrá también otro término que indicará cómo de lleno está en cada instante el depósito, puesto que es una relación entre el volumen disponible de agua, con el volumen nominal del mismo (Ec.31), en tanto por uno.

$$Carga(t) = \frac{V_{disp}(t)}{V_n} \quad \text{Ec. 31}$$

Y por último, en relación entre el caudal demandado y el disponible en cada instante, se pueden dar dos situaciones, aunque el objetivo es que ambas sean excepcionales. Por un lado, aquellas en las que el volumen disponible no sea suficiente para abastecer la demanda y haya caudal deficiente (Ec.32). Por otro lado, aquellas en las que el volumen disponible, incluso después de haber suministrado la demanda, sea mayor al volumen nominal del depósito y haya caudal excedente (Ec.33).

$$V_{def}(t) = \begin{cases} |V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem}| & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t)) \leq Q_{dem} \\ 0 & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem}) \geq 0 \end{cases} \quad \text{Ec. 32}$$

$$V_{exc}(t) = \begin{cases} V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem} - V_n & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem}) > V_n \\ 0 & \text{si } (V_{disp}(t-1) + Q_{hid}(t) - Q_{dem}) \leq V_n \end{cases} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

$V_{disp}(t)$ = Volumen de agua disponible en el tanque, en un determinado momento [m^3]

Q_{dem} = Caudal de agua demandado [m^3/h]

$V_{def}(t)$ = Volumen de agua deficitario, en un determinado momento [m^3]

$V_{exc}(t)$ = Volumen de agua en exceso, en un determinado momento [m^3]

$Carga(t)$ = Relación entre volumen de agua disponible y volumen nominal del depósito

V_n = Volumen nominal del depósito [m^3]

Indicar que el parámetro de caudal excedente se utiliza simplemente para realizar el análisis y poder llevar a cabo un dimensionamiento óptimo del depósito de almacenamiento de agua, ya que en una instalación real, el caudal excedente no existe físicamente puesto que el depósito cuenta con un sensor de llenado, de manera que en el momento en que éste alcanza su capacidad máxima, la bomba para y no suministra más agua al mismo. Es decir, este término interesa para analizar aquellos casos en los que se está desperdiciando potencia fotovoltaica, ya que aún disponiendo de ella no puede utilizarse debido a que no hay capacidad disponible en el depósito.

4. Desarrollo de la evaluación económica

Para realizar la evaluación económica de una instalación de bombeo fotovoltaico, normalmente se realiza un análisis del ciclo de vida (*Life Cycle Cost - LCC*) de todo el sistema, que incluye diferentes costes que se dan a lo largo de la vida útil del mismo. Estos son, fundamentalmente, la inversión inicial, los costes debido a mantenimiento y los costes de sustitución de aquellos equipos con menor vida útil (Ec.34). Indicar que por simplificación, no se considera el impacto del valor de los componentes al final de su vida útil.

$$LCC = C_{cap} + C_{mant} + C_{sust} \quad \text{Ec. 34}$$

Donde:

$$C_{cap} = \text{Inversión inicial [€]}$$

$$C_{mant} = \text{Gastos de mantenimiento [€]}$$

$$C_{sust} = \text{Gastos de sustitución [€]}$$

4.1. Inversión inicial

Para el cálculo de la inversión inicial realizada al adquirir los componentes del sistema, se tiene en cuenta, básicamente, el número de unidades de cada uno de ellos y el precio unitario, así como el coste de obra y de instalación de los equipos (Ec.35). Este último gasto mencionado, suele ser equivalente al 40% del coste del generador fotovoltaico y al 20% del coste del sistema de electrobomba (Ec.36), por lo que finalmente el coste de capital se calcula en función únicamente de los equipos (Ec.37).

$$C_{cap} = N_{PV} \cdot CU_{PV} + N_{CONV} \cdot CU_{CONV} + N_{EB} \cdot CU_{EB} + V_N \cdot CU_{DEP} + C_{obins} \quad \text{Ec. 35}$$

Donde:

$$N_{PV} = \text{Número de paneles fotovoltaicos}$$

$$CU_{PV} = \text{Coste unitario de los paneles [€/panel]}$$

$$N_{CONV} = \text{Número de convertidores}$$

$$CU_{CONV} = \text{Coste unitario del convertidor [€/unidad]}$$

$$N_{EB} = \text{Número de electrobombas}$$

$$CU_{EB} = \text{Coste unitario de la electrobomba [€/unidad]}$$

$$V_N = \text{Volumen nominal del depósito de agua [m}^3\text{]}$$

$$CU_{DEP} = \text{Coste unitario del depósito de agua } \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right]$$

$$C_{obins} = \text{Coste de obra civil e instalación de equipos [€]}$$

$$C_{obins} = 0.40 \cdot (N_{PV} \cdot CU_{PV}) + 0.20 \cdot (N_{EB} \cdot CU_{EB}) \quad \text{Ec. 36}$$

$$C_{cap} = 1.40 \cdot (N_{PV} \cdot CU_{PV}) + N_{CONV} \cdot CU_{CONV} + 1.20 \cdot (N_{EB} \cdot CU_{EB}) + V_N \cdot CU_{DEP} \quad \text{Ec. 37}$$

4.2. Gastos de mantenimiento

Los gastos de mantenimiento de la instalación, por su parte, son la suma de los gastos de mantenimiento de cada uno de los equipos (Ec.38).

$$C_{mant} = C_{mPV} + C_{mEB} + C_{mDEP} \quad \text{Ec. 38}$$

Donde:

C_{mant} = Coste de mantenimiento total del sistema [€]

C_{mPV} = Coste de mantenimiento del generador fotovoltaico [€]

C_{mEB} = Coste de mantenimiento de la electrobomba [€]

C_{mDEP} = Coste de mantenimiento del depósito de almacenamiento de agua [€]

Para obtener el coste de mantenimiento de cada uno de los componentes, la fórmula será exactamente la misma (Ec.39), pero aplicada con los valores correspondientes a cada uno de ellos, donde el coste de mantenimiento del primer año, por su parte, será el coste de capital inicial de los equipos, multiplicado por una constante (Ec.40).

$$C_{mant,i} = \begin{cases} C_{0mant,i} \cdot \left(\frac{1+FR}{TI-FR}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{1+FR}{1+TI}\right)^{LP}\right) & \text{si } TI \neq FR \\ C_{0mant,i} \cdot LP & \text{si } TI = FR \end{cases} \quad \text{Ec. 39}$$

Donde:

$C_{0mant,i}$ = Coste de mantenimiento de un equipo el primer año [€]

TI = Tasa de Interés Anual

FR = Tasa de inflación

LP = Vida útil del sistema completo [años]

$$C_{0mant,i} = k_i \cdot C_{cap,i} \quad \text{Ec. 40}$$

4.3. Gastos de sustitución de equipos

Por último, debido a que el generador fotovoltaico tiene una vida útil de unos 25 años, es decir, bastante larga, se da por hecho que habrá otros equipos, con menor vida útil, que deberán ser sustituidos al menos una vez durante ese periodo de tiempo. En este caso son el convertidor y la electrobomba, por lo que el coste de sustitución tiene solamente en cuenta ambos dos (Ec.41).

$$C_{sust} = C_{sust,CONV} + C_{sust,EB} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde:

$C_{sust,CONV}$ = Coste de sustitución del convertidor [€]

$C_{sust,EB}$ = Coste de sustitución de la electrobomba [€]

Para el coste de sustitución de cada uno de los equipos, cómo se muestra en la siguiente ecuación (Ec.43), se tiene en cuenta el número de veces que serán sustituidos en función de la vida útil (Tabla 4.1).

$$C_{sust,i} = C_{cap,i} \cdot \sum_{j=1}^{Nsust} \left(\frac{1 + FR}{1 + TI} \right)^{\left(\frac{LP \cdot j}{Nsust + 1} \right)}$$

Ec. 42

En la Tabla 4.1 se muestran los valores necesarios de cada uno de los equipos, para poder llevar a cabo el cálculo económico.

Tabla 4.1. Parámetros relativos a los costes, para los diferentes equipos de la instalación.
Fuente: [12] y [17]

Equipo	Unidades	Coste Unitario [€]	Vida útil [años]	IR	FR	k _i
Panel fotovoltaico	Ns x Np	180	25	0,04	0,035	0,01
Acondicionador de potencia	1	800	10			-
Electrobomba	1	1600	10			0,03
Depósito de agua	Vn	20 (€/m ³)	25			0,01

Descritas ya las ecuaciones necesarias para la evaluación del sistema, tanto en el ámbito técnico (potencia, caudal, etc.) cómo en el económico (coste de vida útil), se procede a introducir el algoritmo utilizado para llevar a cabo la optimización de la instalación.

5. Introducción al algoritmo NSGA – II

Un algoritmo se define básicamente cómo “un conjunto ordenado y finito de acciones que permite hallar la solución de un problema”. En el caso de los algoritmos evolutivos, estas acciones funcionan mediante un proceso de selección natural, basado en la Teoría de la Selección Natural (*Charles Robert Darwin, 1859*), donde los individuos que tienen mayor éxito para sobrevivir son los que mejor se adaptan al medio que los rodea y a su vez, tienen mayor probabilidad de generar descendientes. Es decir, en el caso que ocupa este trabajo, las mejores soluciones al problema, serán aquellas que superen todo el proceso al que se las someta y cumplan con los objetivos de mejor manera que el resto.

Dentro de los algoritmos evolutivos, a su vez, encontramos el subcampo referente a los algoritmos genéticos, cuyos inicios se remontan a 1970 de la mano de John Henry Holland. Sin embargo, la mayoría de los algoritmos genéticos actuales, son variaciones del algoritmo genético simple (AG) que propuso Goldberg en 1989, basado fundamentalmente en tres operadores genéticos básicos: reproducción, cruce y mutación.

En concreto, el algoritmo que ocupa este estudio, el NSGA – II (*Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*), es un algoritmo genético, de estrategia elitista, utilizado para resolver problemas de optimización multiobjetivo. Es un algoritmo de segunda generación, puesto que en principio se trata de una mejora del algoritmo inicial NSGA, propuesta por Kalyanmoy Deb en 2002, no obstante, no guardan mucha similitud entre ambos y la decisión de mantener el nombre fue de los autores, básicamente por preservar la identidad inicial.

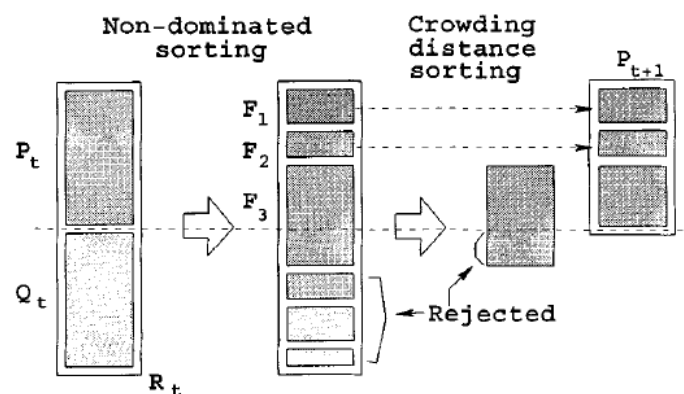


Figura 5.1. Procedimiento de cálculo del algoritmo NSGA-II. Fuente: [15]

El pseudocódigo para ejecutar el algoritmo NSGA-II, cuyo esquema se muestra en la Figura 5.1, es el siguiente:

1º) Generación de una población inicial de padres (P_t), de manera aleatoria pero de tamaño concreto ($nPop$), utilizando las variables previamente definidas dentro de un espacio de decisión. Posteriormente, evaluación de dichos individuos y clasificación por frentes basada en el criterio de no dominancia.

2º) Aplicación de los operadores de selección, cruce y mutación para generar una población descendiente (Q_t) del mismo tamaño ($nPop$).

3º) Combinación de ambas poblaciones, en una de doble tamaño ($2n_{Pop}$), que se trata de una nueva población (R_t), con la que se clasifican los frentes de dominancia.

4º) Determinación del conjunto final, seleccionando los frentes de mejor clasificación. En aquellos casos en que se supera el tamaño de la población, se eliminan las soluciones con menor distancia de apilamiento.

5º) Una vez cumplido el criterio de convergencia, bien definido por un número máximo de iteraciones, bien porque la población de soluciones encontrada ya se considera inmejorable, fin del proceso. De lo contrario, se reinicia el procedimiento obteniendo más individuos a analizar, en el tercer paso.

Tabla 5.1. Principales ventajas y desventajas del NSGA-II

Ventajas	Inconvenientes
Elitismo	Disminución de eficacia si la población es pequeña
Gran diversidad de población	
Mejora de la complejidad	
Sencillo de entender	

5.1. Concepto de no dominancia

En este punto, es importante definir el concepto de no dominancia, fundamental en la ejecución de un algoritmo como el descrito previamente. En este aspecto, indicar que, una solución A domina una solución B, **sí y solo sí** cumple las siguientes dos condiciones:

- La solución A es mejor ó igual que B, en todos los objetivos.
- La solución A es estrictamente mejor que B, en al menos uno de los objetivos.

Una vez encontradas dichas soluciones no dominadas, éstas constituyen el Frente de Pareto, que adquiere una forma característica en función de los objetivos a conseguir, o mejor dicho, en función de si se trata de maximizar o minimizar éstos (Figura 5.2). Posteriormente, se verá que los obtenidos para el caso de estudio son similares al que se muestra en la esquina superior izquierda.

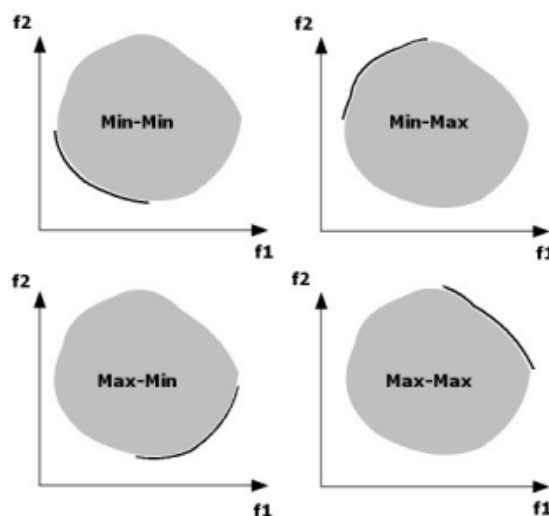


Figura 5.2. Representación de diferentes Frentes de Pareto, en función de los objetivos a obtener.
Fuente: [20]

6. Desarrollo del caso de estudio

El objetivo fundamental con el desarrollo de esta instalación, es poder abastecer el caudal de agua diario suficiente a la población. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), la cantidad necesaria de agua diaria por un humano, en países subdesarrollados como es el caso, se encuentra en el rango de 20 a 30L, asumiendo los mínimos básicos necesarios. Conocido este dato y en función del número de habitantes que se quiera abastecer, se calcula el volumen diario de agua que se debe suministrar (Ec.43).

$$Q_{\text{demanda}} = \frac{\text{Necesidad diaria} \cdot N_{\text{personas}}}{1000} = \frac{30 \cdot 1000}{1000} = 30\text{m}^3/\text{día} \quad \text{Ec. 43}$$

Posteriormente, conocido el volumen de agua demandado diariamente, se ha realizado un perfil de consumo intentando aproximar lo máximo posible a la realidad, asumiendo periodos sin consumo en horas nocturnas, así cómo mayor demanda en periodos concretos del día. Se muestra el perfil de consumo durante un día en la Figura 6.1 y se considera el mismo para todos los días del año estudiado.

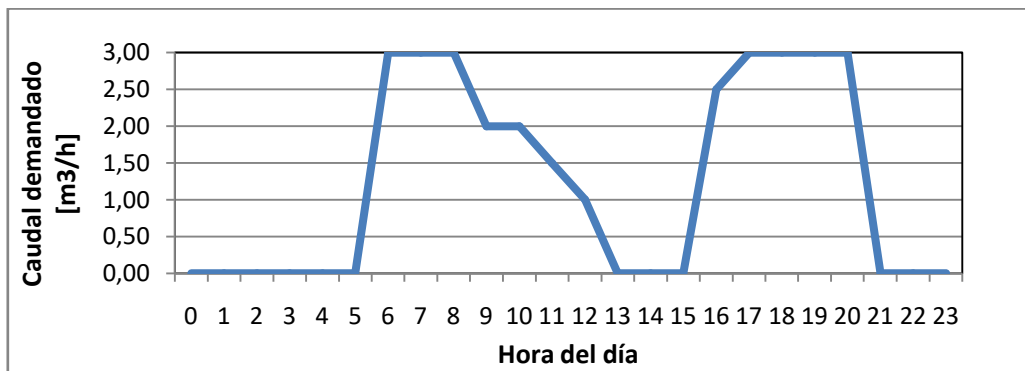


Figura 6.1. Perfil de caudal hidráulico demandado, durante un día.

Conocida la demanda, es importante verificar en un principio, si esta puede ser satisfecha, por ello se calcula el caudal horario que será posible suministrar, en función de las Hora Sol Pico de la zona. Se muestra también un gráfico de la evolución de este valor anual en la Figura A.1.2 del Anexo 1. Base de datos climatológicos.

$$Q_{\text{posible}} = \frac{Q_{\text{demanda}}}{\text{HSP}_{\text{medio anual}}} = \frac{30 \text{ m}^3/\text{día}}{6 \text{ h/día}} = 5\text{m}^3/\text{h} \quad \text{Ec. 44}$$

Se verifica (Ec.44), por lo tanto, que el caudal horario medio posible es superior al caudal máximo horario demandado y que por lo tanto, tiene sentido llevar a cabo el estudio.

6.1. Aplicación del algoritmo

En primer lugar, indicar que el algoritmo NSGA – II para Matlab utilizado, se ha obtenido de Yarpiz, mediante un acceso público no restringido, cuya referencia se muestra a continuación:

Mostapha Kalami Heris, NSGA-II in MATLAB (URL: <https://yarpiz.com/56/yypea120-nsga2>), Yarpiz, 2015.

6.1.1 Objetivos

Los objetivos a minimizar con la ejecución del algoritmo, son los siguientes:

El primero es el **coste económico de la instalación durante su vida útil**. Se han desarrollado las ecuaciones para su cálculo en el *Apartado 4. Desarrollo de la evaluación económica*.

El segundo es la **insatisfacción de los consumidores**. Ésta es evaluada en función del caudal deficiente en el periodo estudiado (Ec.32), de manera que, a mayor caudal deficiente, mayor insatisfacción.

Cómo se puede observar, se trata de dos objetivos conflictivos entre sí, puesto que un coste bajo de instalación, conlleva generalmente reducción de equipos o tamaño de los mismos, lo que puede provocar disminución de caudal proporcionado, es decir, insatisfacción del consumidor porque no recibe el bien deseado. Por el contrario, obviamente, una disminución de insatisfacción, es decir, que todo el caudal demandado sea proporcionado, conlleva implícitamente que aumente el coste de la instalación.

6.1.2 Variables de decisión

Las variables de decisión, es decir, las variables cuyo valor se modificará y ajustará para obtener el valor óptimo de los objetivos, se muestran a continuación junto al espacio de búsqueda establecido para cada una de ellas.

Tabla 6.1. Variables de decisión junto a su rango.

Variable	Abreviatura	Valor mínimo	Valor máximo
Número de paneles en serie	N_s	1	20
Número de paneles en paralelo	N_p	1	20
Volumen del depósito [m^3]	V_n	90	210

El rango para el número de paneles, se ha establecido en función de lo observado en otros diseños bibliográficos, donde se han utilizado entre uno y veinte paneles para poder suministrar el agua requerida.

El rango para el volumen del depósito se ha escogido en función de la autonomía del mismo, ya que, en base también a bibliografía consultada, se indica que estos sistemas deberían tener una autonomía preventiva de mínimo 3 días. Por ello, el valor del depósito mínimo debe ser de $90m^3$. En cuanto al valor máximo, se ha estimado de una semana, aunque probablemente no sea necesario un volumen tan elevado.

6.1.3 Parámetros del algoritmo

Los valores de los parámetros del algoritmo son clave para obtener las soluciones óptimas en el menor tiempo posible. A continuación se analiza brevemente la influencia de cada uno de dichos parámetros en la búsqueda de las soluciones.

En primer lugar, la población inicial de individuos debe ser lo suficientemente grande para obtener un mayor número de soluciones posibles, pero sin que eso perjudique en la velocidad de convergencia hacia una solución óptima.

En segundo lugar, el número máximo de iteraciones es también conflictivo, puesto que debe ser suficiente como para que puedan encontrarse todas las soluciones posibles, pero no es conveniente sobredimensionar el tiempo de ejecución, si no se observan cambios notables en los resultados.

En tercer lugar, el cruce es el operador fundamental de los algoritmos genéticos, puesto que es el responsable de la evolución de las soluciones mediante intercambio genético entre los individuos. Valores adecuados para el mismo se encuentran en el rango 0,60-0,80.

Por último, la mutación es otro de los operadores característicos de estos algoritmos, puesto que a diferencia del cruce, se encarga de mantener la diversidad de la población. Es peligroso ya que puede tener un efecto constructivo pero también destructivo en el problema, de manera que por lo general se suele aplicar con probabilidad muy pequeña. Los valores adecuados se encuentran en el rango 0,10-0,30.

En función de esta breve descripción de los parámetros y multitud de pruebas realizadas variando sus valores, en la Tabla 6.2 se muestran finalmente los valores fijados para la realización de la optimización.

Tabla 6.2. Parámetros utilizados en el NSGA-II.

Característica	Abreviatura	Valor
Población inicial de individuos	nPop	250
Número máximo de iteraciones	MaxIt	200
Tasa de cruce	pCrossover	0,70
Tasa de mutación	pMutation	0,20

6.2. Desarrollo del cálculo

Inicialmente, se han calculado los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia utilizando Excel, a partir de los datos extraídos de PVGIS y las relaciones explicadas previamente (Ec.1 y 2, respectivamente). Obtenidos esos valores, a continuación se realiza el siguiente bucle en MATLAB [17] para cada una de las configuraciones del algoritmo [Ns,Np,Vn].

1. Se leen los valores en el punto de máxima potencia, a partir de los cuales se calculan todos los parámetros del sistema, a través de todos sus equipos, hasta obtener el valor de potencia hidráulica de la bomba. Conocido dicho valor y mediante una ecuación polinómica (Ec.29), se obtiene el caudal hidráulico bombeado cada hora.
2. A partir de ese caudal y durante todo el periodo de tiempo que se haya decidido estudiar, se refleja la evolución del volumen disponible, o no, en el depósito de almacenamiento y se calculan variables como el caudal deficiente o excedente.

3. Finalmente, se calculan las funciones objetivo, tanto de coste, como de insatisfacción, de manera que se obtiene una solución al algoritmo posible.

Obtenida dicha solución, con su configuración de paneles y volumen, así como los valores de coste e insatisfacción, se lleva a cabo el algoritmo como tal, para analizar por lo tanto cuáles de ellas son no dominadas, de forma que se crea el Frente de Pareto.

Ya por último, conocidas todas las soluciones no dominadas, se lleva a cabo el análisis (*Apartado 7. Análisis de resultados*), donde se escoge cuál es la mejor de ellas en base a la evolución del resto de parámetros, a lo largo de un año natural.

7. Análisis de resultados

En primer lugar, se han obtenido los datos de irradiación solar mensual media, de manera que se puede observar en la Figura 7.1, cómo evoluciona ésta a lo largo del año. En concreto, se observa que el mes crítico es julio ($126,8\text{kWh/m}^2$), mientras que el mejor mes es octubre ($214,8\text{kWh/m}^2$), aunque muy similar a marzo ($211,4\text{kWh/m}^2$).

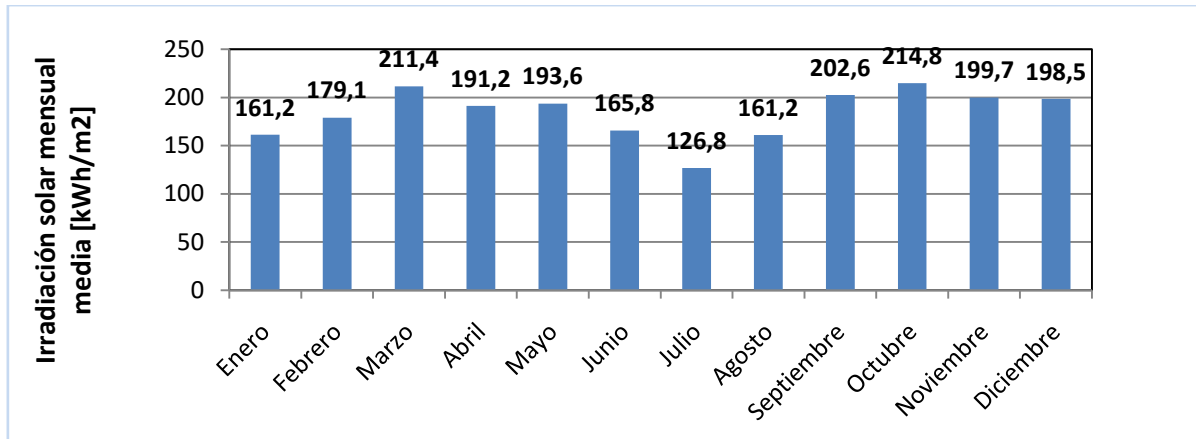


Figura 7.1. Evolución de la irradiación solar media mensual, en el año 2020, en la población de Abala.

Por este motivo y para tratar de reducir los tiempos de ejecución, se va a llevar a cabo inicialmente la aplicación del algoritmo para el mes más crítico, es decir, para julio. De esta forma, se obtienen las soluciones no dominadas para dicho mes, que cómo se puede observar en la Figura 7.2 son únicamente cuatro.

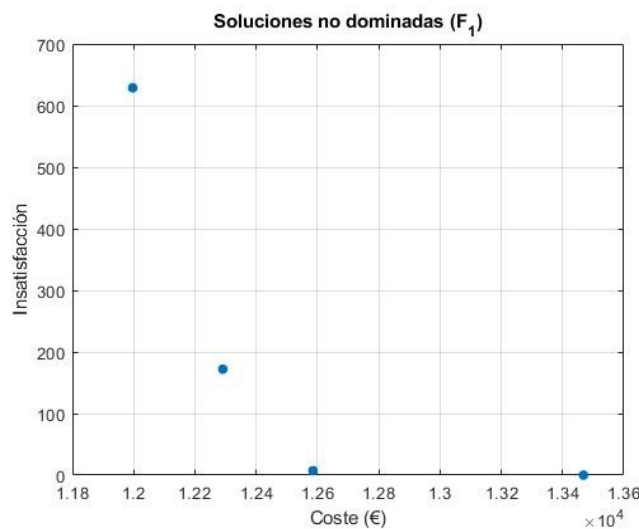


Figura 7.2. Soluciones no dominadas, para el mes de julio.

Los valores de las variables de decisión para cada una de las soluciones, así como los valores de las funciones objetivo, se muestran en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Soluciones no dominadas, para el mes de julio.

Ns	Np	Vn [m³]	Coste [€]	Insatisfacción [m³]
1	1	90	11996,8	628,80
1	2	90	12291,1	172,06
1	3	90	12585,4	7,25
2	3	90	13468,2	0,00

Analizando los datos de la Tabla 7.1 se puede directamente descartar la opción de trabajar con un único panel, puesto que aunque el coste obviamente es el más bajo, la insatisfacción es muy elevada, proporcionando a la población solamente un 30% del caudal demandado.

En este momento, conocido ya el límite restrictivo inferior, se ejecuta el algoritmo para el mes con mayor irradiación, es decir, para octubre. Como se puede ver en la Figura 7.3, se han obtenido únicamente 2 soluciones posibles.

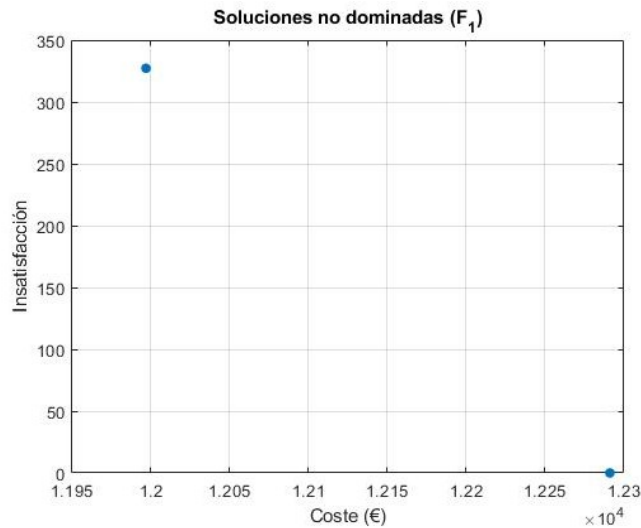


Figura 7.3. Soluciones no dominadas, para el mes de octubre.

En la Tabla 7.2 se muestran los valores para dichas soluciones, con los que se confirma que ni siquiera el mes con mayor irradiación será suficiente un único panel fotovoltaico para satisfacer toda la demanda hidráulica. Desde este momento, se decide aumentar directamente a dos el valor mínimo para el número de paneles en paralelo.

Tabla 7.2. Soluciones no dominadas, para el mes de octubre.

Ns	Np	Vn [m ³]	Coste [€]	Insatisfacción [m ³]
1	1	90	11996,8	327,22
1	2	90	12291,1	0

Añadir también que no hay variación en el volumen del depósito en ninguno de los dos meses estudiados, debido a que un aumento del mismo solamente implica aumento del coste y no produce disminución de la insatisfacción, al menos durante el transcurso de un solo mes.

Por ello, para tratar de ver si realmente hay alguna influencia en el volumen del depósito, se decide ejecutar el algoritmo en un periodo de tiempo mayor, donde se de opción a una posible acumulación de agua y se disminuya el caudal deficiente. Se ejecuta por lo tanto el algoritmo para un trimestre, en concreto de junio a agosto, donde se encuentran los valores valle de irradiación solar (Figura 7.1).

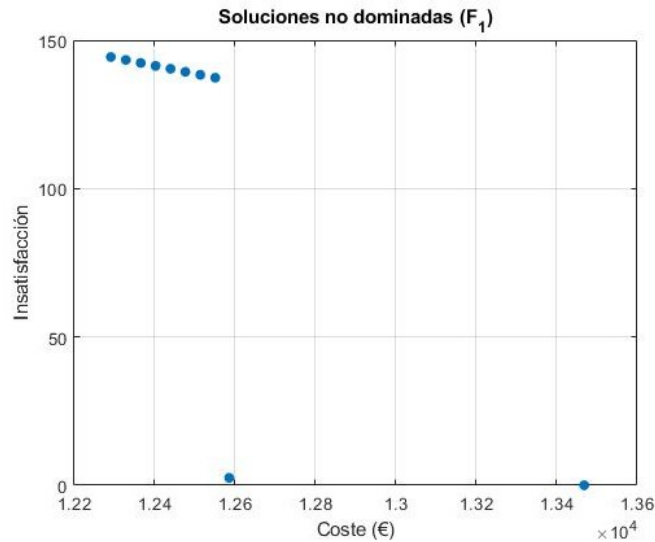


Figura 7.4. Soluciones no dominadas, para los meses de junio, julio y agosto.

En este caso, tal y como se muestra en la Figura 7.4, se obtienen dos soluciones claramente diferenciadas en la parte inferior, donde entre ellas cambia el número de paneles fotovoltaicos a utilizar, mientras que el resto de soluciones, que se observan en la esquina superior izquierda, se basan fundamentalmente en una misma configuración de paneles, pero un aumento progresivo del volumen del depósito. En la Tabla 7.3 se muestran los valores significativos para las cuatro soluciones más diferenciadas, ya que se estima innecesario analizar aquellas en las que únicamente aumenta el volumen del depósito en 1m^3 .

Tabla 7.3. Soluciones no dominadas, para el periodo de junio a agosto.

Ns	Np	Vn [m ³]	Coste [€]	Insatisfacción [m ³]	Exceso [m ³]
1	2	90	12291	144,35	154,983
1	2	97	12550	137,35	140,98
1	3	90	12585	2,50	275,24
2	3	90	13468	0	1577

Teniendo en cuenta que para el total de estos tres meses, la demanda hidráulica era de 2760m^3 , todas las configuraciones de la Tabla 7.3 podrían parecer adecuadas (la de mayor insatisfacción implica únicamente un 5%). Es por ello, que como la demanda ha sido satisfecha en principio, se ha procedido a calcular el volumen en exceso producido, ya que aunque físicamente no se desperdicia esa cantidad de agua, si se está desaprovechando potencia fotovoltaica. De este modo, se observa que con el mayor número de paneles, incluso tratándose de los meses con menor radiación, hay un elevado caudal en exceso, equivalente a la demanda de mes y medio, por lo que no se puede considerar óptimo.

Por último, para realizar el mismo análisis trimestral, pero en la zona pico de irradiación, se ejecuta el algoritmo para el conjunto de meses de septiembre, octubre y noviembre.

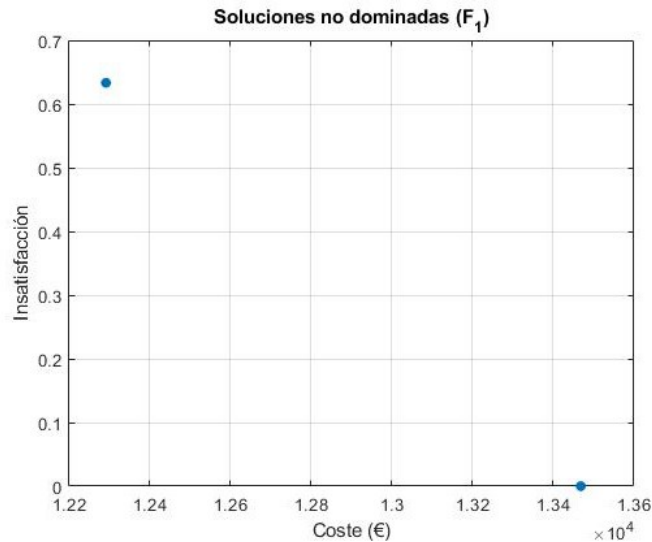


Figura 7.5. Soluciones no dominadas, para los meses de septiembre, octubre y noviembre.

En este otro caso, se encuentran únicamente dos soluciones no dominadas, tal y como se ve en la Figura 7.5, igual que ocurría en octubre, debido a que con los valores elevados de irradiación enseguida se obtiene la solución para la insatisfacción nula. Los valores numéricos exactos se muestran en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4. Soluciones no dominadas, para el periodo de septiembre a noviembre.

Ns	Np	Vn [m ³]	Coste [€]	Insatisfacción [m ³]	Exceso [m ³]
1	2	90	12291	0,633	1234
2	3	90	13468	0	3234

Ambas soluciones son aceptables en cuanto a la insatisfacción, puesto que en un caso es nula y en el otro no llega a equivaler al 0,02% de la demanda. Sin embargo, el exceso es muy alto, sobre todo en el caso de mayor número de paneles, por lo que podría considerarse un sobredimensionamiento.

En base a los resultados obtenidos y previamente analizados, se establece a continuación la configuración que se considera óptima y se estudia la evolución anual del sistema en función de la misma.

7.1. Configuración óptima

Tras el estudio previo, donde ya de primeras se descarta instalar un único panel, puesto que es insuficiente en todos los casos, así como colocar seis paneles (dos en serie y tres en paralelo), por ser excesivo, se decide que la configuración óptima consiste en dos paneles conectados en paralelo y un depósito de almacenamiento de 90m³. Con estos datos medios (Tabla 7.5) se analiza la evolución del sistema en conjunto durante todo el año natural 2020.

Tabla 7.5. Configuración escogida para el diseño de la instalación y valores tecno-económicos obtenidos.

Ns	Np	Vn [m ³]	Coste [€]	Insatisfacción [m ³]	Demanda [m ³]	Exceso [m ³]	Carga
1	2	90	12291	169,25 (1,5%)	10980	3222	76,95%

En primer lugar, se muestra en la Figura 7.6 la evolución de la irradiancia solar mensual media, así como la potencia fotovoltaica producida por el generador, en la Figura 7.7. La comparación de ambos gráficos confirma que el sistema modelado funciona correctamente, puesto que la evolución de ambos sigue la misma tendencia y en aquellos meses con mayor irradiancia, la potencia producida por el generador fotovoltaico es mayor que en aquellos donde la irradiancia disminuye.

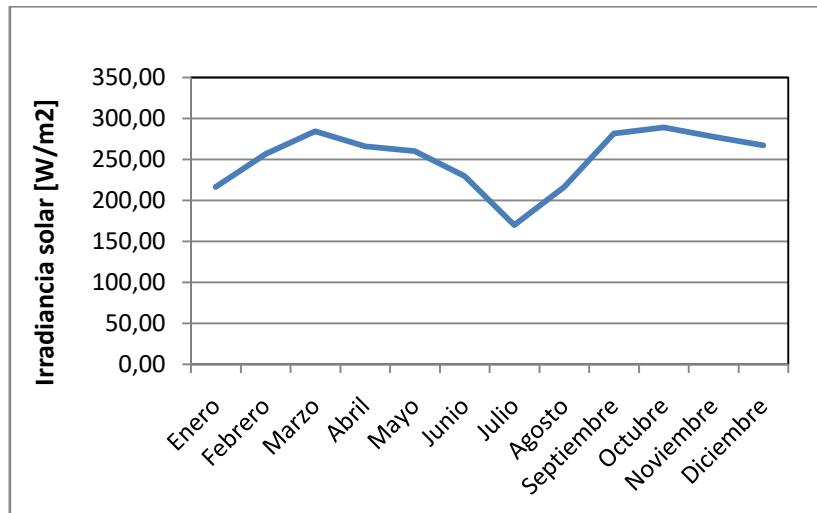


Figura 7.6. Evolución de la irradiancia solar mensual, en el año 2020 en Abala, Etiopía.

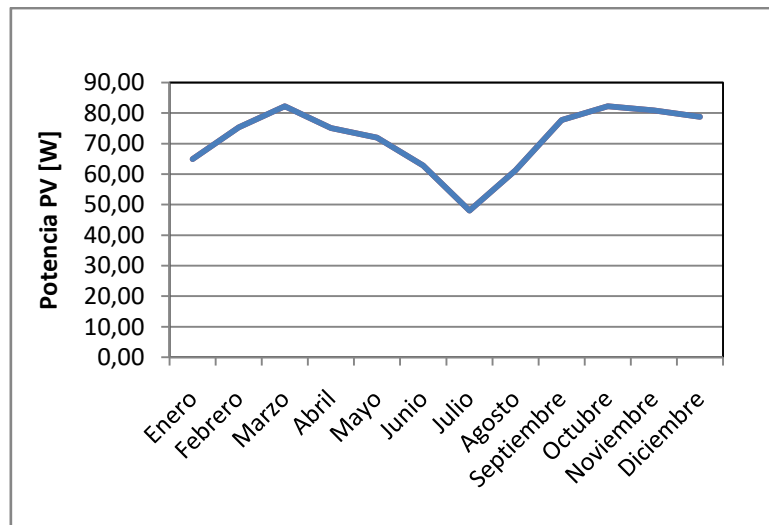


Figura 7.7. Potencia fotovoltaica producida, con la configuración óptima.

Seguidamente, en la Figura 7.8, se muestra la evolución de caudales en el mismo periodo de tiempo. Inicialmente, mencionar que el caudal hidráulico bombeado sigue una tendencia muy similar a la de la potencia del generador fotovoltaico (Figura 7.7), es decir, a mayor potencia proporcionada, mayor caudal bombeado y viceversa, por lo que se reafirma que el modelado de los equipos es el correcto para todos ellos.

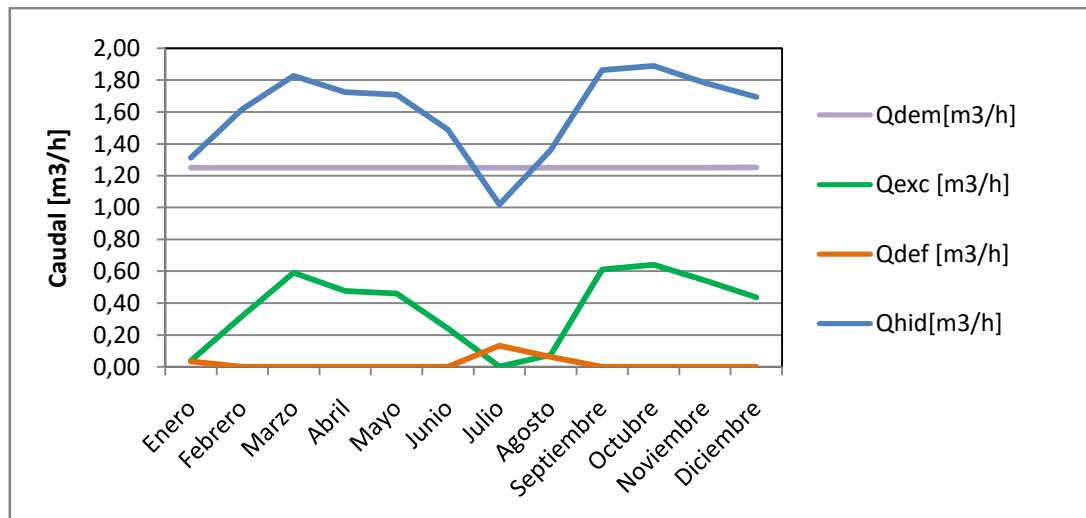


Figura 7.8. Evolución de caudales, durante un año, con la configuración óptima.

En cuanto a los valores numéricos, se observa una vez más que el mes crítico es julio y por eso es el único en el que el caudal hidráulico bombeado es inferior al caudal demandado. En cambio para el resto del año, el caudal es incluso superior a la demanda, por lo que se ve como la evolución de este, sigue la misma tendencia que el caudal excedente.

Sin embargo, cómo se muestra en la Figura 7.9, en ninguno de los meses se alcanza el 100% en la carga del depósito, es decir, que esté lleno completamente todos los días. Esto reafirma porque en la optimización multiobjetivo no se obtenían soluciones no dominadas con un volumen mayor, sino que se considera que 90m³ es el adecuado. De este modo, el depósito no está sobredimensionado, ya que en todo momento el volumen ocupado supera la mitad de su capacidad o es igual a la misma, como en enero y en el valle de julio y agosto, pero tampoco se queda pequeño, puesto que en las épocas de mayor carga, no se alcanza el 100% de la capacidad total y por lo tanto, podría todavía llenarse más.

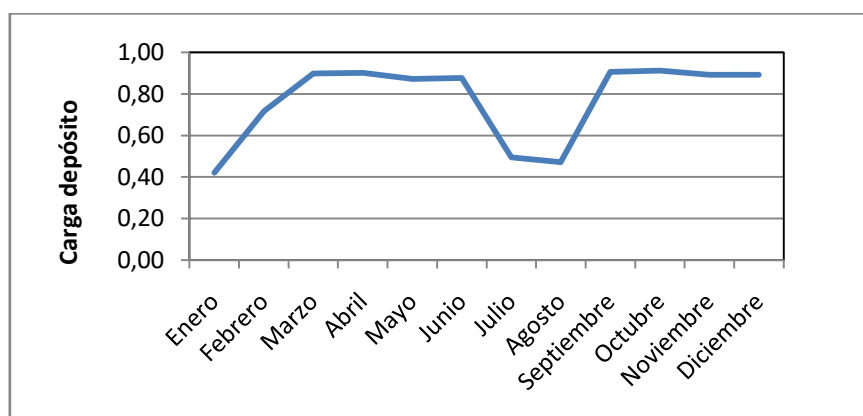


Figura 7.9. Evolución de la carga del depósito (tanto por uno), durante un año, con la configuración óptima.

Finalmente, en vista de que solamente puede haber problemas de escasez de agua en julio, se analiza este mes en particular para ver cómo de grave es la insatisfacción, puesto que si la demanda no puede ser mínimamente satisfecha, se deberá optar directamente por otra configuración de paneles y/o volumen del depósito.

Cómo se muestra en la Figura 7.10, la insatisfacción se produce de manera puntual un día al inicio del mes, pero fundamentalmente en varios días alternos del final de éste, donde se observa que hay caudal hidráulico bombeado, pero es insuficiente para satisfacer la demanda en su totalidad.

Aunque sería suficiente con disminuir la demanda en esos días concretos, se decide estudiar entonces, si la configuración elegida es suficiente para satisfacer, al menos, una demanda de $25\text{m}^3/\text{día}$, es decir, lo que significaría reducir el consumo por persona de 30 a 25L diarios, durante todo el mes. Indicar que se tiene en cuenta en todo momento que este valor de consumo estaría amparado por la OMS, quien considera como mínimo un consumo diario por persona de 20L. Cómo se puede observar, en este caso en la Figura 7.11, la demanda sería suministrada sin problemas.

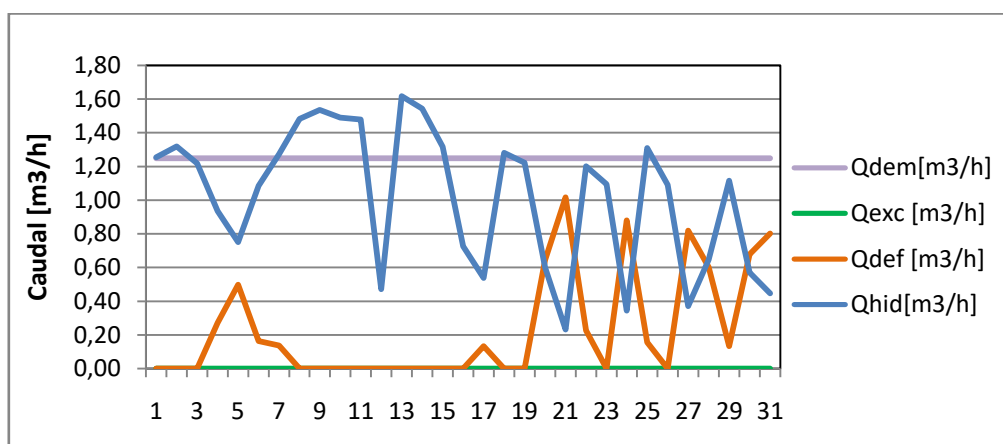


Figura 7.10. Evolución de caudales en el mes de julio, para una configuración [1,2,90].

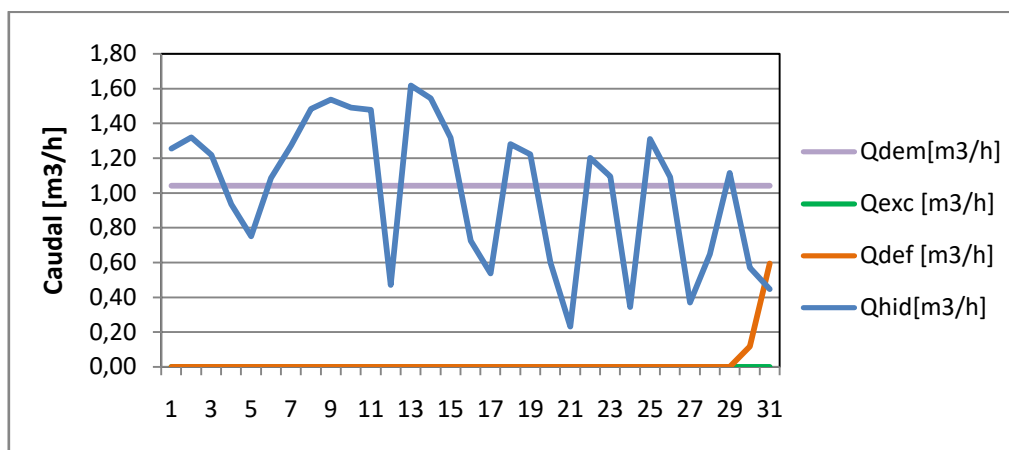


Figura 7.11. Evolución de caudales en el mes de julio, para una configuración [1,2,90], para una demanda de $25\text{m}^3/\text{día}$.

Además, cómo se muestra en la Figura 7.12, no se trata de una situación extrema, en la que el caudal bombeado es totalmente suministrado, sino que queda volumen de agua disponible en el depósito por si fuera necesario aumentar la demanda en algún momento puntual. Obviamente, a final de mes, esta carga disminuye puesto que se está evaluando una situación límite, sin embargo, mejora en agosto y finaliza el año sin ningún problema, suministrando la demanda total de $30\text{m}^3/\text{día}$, como ya se ha visto previamente (Figura 7.8).

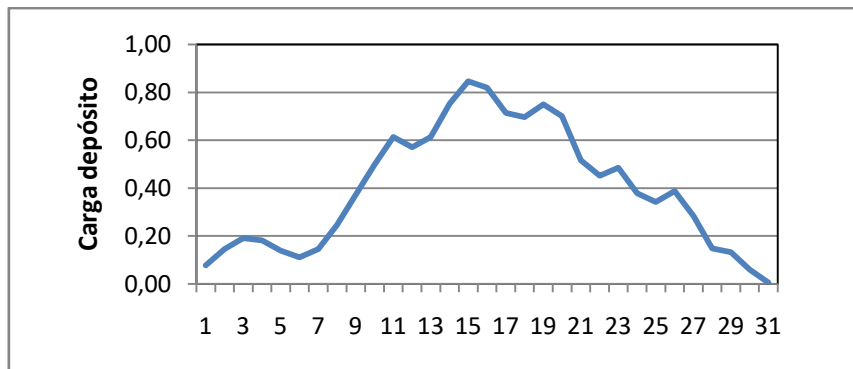


Figura 7.12. Evolución de la carga del depósito en el mes de julio, para una configuración [1,2,90], para una demanda de $25\text{m}^3/\text{día}$.

Indicar que también se ha estudiado la opción de aumentar el volumen del depósito (segunda opción de la Tabla 7.3), para ver si así pudiera haber acumulación y llegar a julio con reservas de agua. No obstante, debido a que los meses anteriores a julio tampoco destacan por el excesivo caudal bombeado, eso no ocurre. Se verifica nuevamente, que el algoritmo está diseñado correctamente y por eso no da como solución válida ningún volumen para el depósito más allá de los 97m^3 , que tampoco son óptimos.

Por último, mencionar simplemente que ha sido analizada también la configuración [1,3,90], puesto que en alguna de las ejecuciones del algoritmo constaba como solución no dominada. Sin embargo, aparte del mero cálculo numérico, que no era del todo óptimo puesto que el aumento de coste no compensaba la reducción de insatisfacción, se ha tenido en cuenta que no es habitual contar con este tipo de configuraciones, en las que hay un elevado número de paneles fotovoltaicos en paralelo, debido a que causa un aumento excesivo en la corriente del sistema. Eso ocasiona problemas en el motor escogido y conlleva a tener que aumentar también el número de paneles en serie, para equiparar el aumento de la tensión, lo que encarece enormemente el coste de instalación y no proporciona resultados mucho mejores a los ya obtenidos, en cuanto a insatisfacción.

8. Conclusiones

En primer lugar, destacar la adecuación de la población de Abala, gracias a la irradiación solar incidente, para la ubicación de sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua. Por este motivo, en todas las ejecuciones del algoritmo realizadas, independientemente de la época del año, había una configuración de paneles y tamaño de depósito, no excesivos, con la que se conseguía insatisfacción nula, es decir, se podía suministrar toda la demanda.

En segundo lugar, indicar que el análisis de resultados no ha sido sencillo, debido a que con las soluciones obtenidas se conseguían resultados muy variables dependiendo de la época del año estudiada, consecuencia principalmente de la diferencia en las condiciones climatológicas. Por ello, se ha tratado de encontrar en la medida de lo posible, la configuración que mejor se adaptara durante todo el año, de manera que se consiguiera satisfacer la mayor demanda posible, al menor coste y además evitando picos de potencia en exceso en los que se desaprovechara la energía solar.

Finalmente, tras la completa evaluación realizada, se muestra la configuración de paneles y volumen del depósito escogido, en la Tabla 8.1, junto a los resultados obtenidos con esos valores.

Tabla 8.1. Configuración escogida para el diseño de la instalación y valores tecno-económicos obtenidos.

Ns	Np	Vn [m ³]	Coste [€]	Insatisfacción [m ³]	Demanda [m ³]	Exceso [m ³]	Carga
1	2	90	12291	169,25 (1,5%)	10980	3222	76,95%

Por lo tanto, aunque obviamente sería excelente poder satisfacer la demanda al 100%, con el coste de instalación obtenido se puede considerar aceptable una insatisfacción del 1,5%, teniendo en cuenta que se está analizando todo un año natural. Además, como se ha mostrado en el análisis, prácticamente toda la insatisfacción se produce en julio, mes para el que se ha realizado una evaluación concreta y se verifica que aunque no satisface toda la demanda inicialmente planteada, se puede suministrar una cantidad suficiente diaria de agua para el consumo humano, de 25L.

8.1. Líneas de trabajo futuras

En vista de que las condiciones de la localización son las idóneas para instalar un sistema de este tipo y ya que se produce exceso muchos meses, pero no el suficiente como para almacenarlo de manera hidráulica, se podría estudiar la instalación de baterías que almacenen la energía y la proporcionen al sistema en los meses valle de irradiación, fundamentalmente.

Por último, indicar también que se va a preparar un artículo de congreso con los resultados obtenidos en la realización de este Trabajo Fin de Máster.

9. Bibliografía

- [1] Sandia National Laboratories, <<Guía para el desarrollo de proyectos de Bombeo de Agua con Energía Fotovoltaica>>, vol.1.
- [2] Bakelli, Y., Arab, A. H., & Azoui, B. (2011). Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar energy*, 85(2), 288-294.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.11.023>
- [3] Gevorkov, L., Domínguez-García, J. L., & Romero, L. T. (2022). Review on solar photovoltaic-powered pumping systems. *Energies*, 16(1), 94.
<https://doi.org/10.3390/en16010094>
- [4] Mahesh Vinayak Hadole, Prabodh Bajpai, Kamlesh Narayan Tiwari et al. (2022). Modelling and Planning Operation of Directly Coupled Solar PV Pump Operated Drip Irrigation System.
<https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1595939/v1>
- [5] Chilundo, R. J., Mahanjane, U. S., & Neves, D. (2018). Design and performance of photovoltaic water pumping systems: comprehensive review towards a renewable strategy for Mozambique. *Journal of Power and Energy Engineering*, 6(7), 32-63.
<https://doi.org/10.4236/jpee.2018.67003>
- [6] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [En línea]
- [7] El subsuelo de África almacena inmensos depósitos de agua. [En línea]
<https://www.elperiodico.com/es/sociedad/20120421/subsuelo-africa-almacena-inmensos-depositos-1690444>
- [8] Kiprono, A W., Llario, A I., (2020) Solar Pumping for Water Supply: Harnessing solar power in humanitarian and development, Rugby, UK: Practical Action Publishing.
<http://dx.doi.org/10.3362/9781780447810>
- [9] Jordehi, A. R. (2016). Parameter estimation of solar photovoltaic (PV) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 354-371.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.049>
- [10] Olcan, Ceyda. (2015). Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems. *Energy Conversion and Management*. 100.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.018>
- [11] Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>

- [12] Oteo de Miguel, J. (2018). Diseño de sistema aislado de bombeo fotovoltaico en Abala, Etiopía, Trabajo Fin de Grado, Universidad Carlos III de Madrid.
- [13] Escudero Vega, R. (2018). Optimización del Algoritmo Genético Multiobjetivo SPEA2 en la Sintonización de TMDs, Trabajo Fin de Máster, Universidad de Valladolid.
- [14] Kiprono, A W., Llarío, A I., (2020) Solar Pumping for Water Supply: Harnessing solar power in humanitarian and development, Rugby, UK: Practical Action Publishing.
<http://dx.doi.org/10.3362/9781780447810>
- [15] Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., & Meyarivan, T. A. M. T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. IEEE transactions on evolutionary computation, 6(2), 182-197.
<http://doi: 10.1109/4235.996017>
- [16] Villegas Ramírez, J.G. (2003). Problemas de localización multiobjetivo, Trabajo Fin de Máster, Universidad de los Andes.
- [17] Khatib, T., Halbot Muhsen, D. (2020). Photovoltaic Water Pumping Systems. Concept, Design, and Methods of Optimization.
<https://doi.org/10.1016/C2019-0-02778-1>
- [18] Un océano bajo las arenas de África. [En línea]
[Un océano bajo las arenas de África | Sociedad | EL PAÍS \(elpais.com\)](http://elpais.com)
- [19] A. Oi, M. Anwari and M. Taufik, "Modeling and Simulation of Photovoltaic Water Pumping System," *2009 Third Asia International Conference on Modelling & Simulation*, Bundang, Indonesia, 2009, pp. 497-502.
<https://doi: 10.1109/AMS.2009.85>
- [20] Correa Flórez, C.A., Andrés Bolaños, R., Molina Cabrera, A. (2008). Algoritmo multiobjetivo NSGA-II aplicado al problema de la mochila.
<https://doi.org/10.22517/23447214.3205>



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Diseño multiobjetivo de sistemas fotovoltaicos de
bombeo de agua

Multi-objective design of photovoltaic systems for
water pumping

Anexos

Autora

Laura Pardo Cabrera

Director

José Luis Bernal Agustín

Máster en Ingeniería Industrial

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2023



Índice de anexos

Índice de anexos.....	46
Anexo 1. Base de datos climatológicos	47
Anexo 2. Código de MATLAB.....	49

Índice de figuras de anexos

Figura A.1.1. Bases de datos PVGIS a utilizar según la ubicación de estudio. Fuente: [2]	47
Figura A.1.2. Horas solar pico para 2020, en Abala, Etiopía.	47
Figura A.1.3. Evolución de la temperatura en 2020, en Abala, Etiopía.....	48

Anexo 1. Base de datos climatológicos

Los datos climatológicos, cómo ya se ha mencionado en el documento principal, se han obtenido mediante el software PVGIS y la base de datos ha sido *PVGIS-SARAH2*, ya que es la más adecuada para dicha ubicación, cómo se muestra en la Figura A.1.1. Es importante indicar también que los datos han sido recogidos asumiendo que los paneles estaban colocados con un azimut de -5° y una inclinación de 16° . Estas orientaciones han sido proporcionadas directamente por PVGIS, consideras cómo las óptimas.

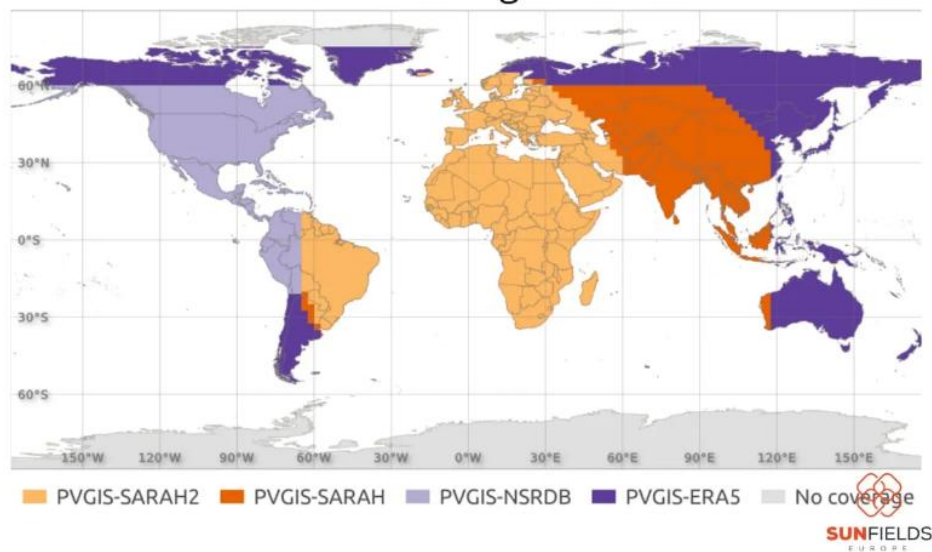


Figura A.1.1. Bases de datos PVGIS a utilizar según la ubicación de estudio. Fuente: [2]

En cuanto a la rotación de los paneles fotovoltaicos, se ha decidido que estos se posicionen en eje fijo, puesto que el cambio no es excesivamente grande en cuanto a irradiación solar recibida, pero sí disminuye el coste económico de la instalación, debido tanto a la menor inversión inicial, cómo a la disminución en la necesidad de mantenimiento posterior por fallos en dichos mecanismos de rotación.

A través de esta base de datos, se han obtenido las horas de pico solar medias mensuales, a partir de las que se calcula la hora solar pico media anual, necesaria para el cálculo del caudal hidráulico horario disponible (Ec.44).

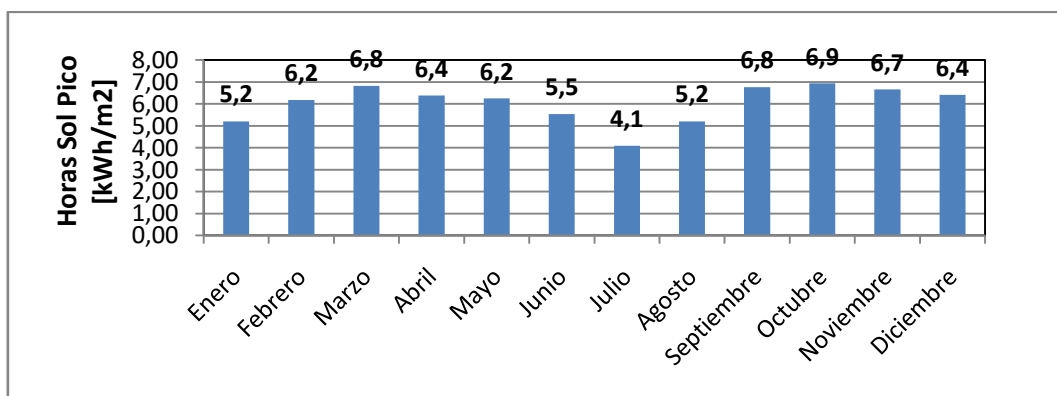


Figura A.1.2. Horas solar pico para 2020, en Abala, Etiopía.

$$HSP_{medio\ anual} = 6,03$$

Otro parámetro climatológico importante es la temperatura ambiental, cuya evolución para el año 2020 en Abala, se muestra en la Figura A.1.3.

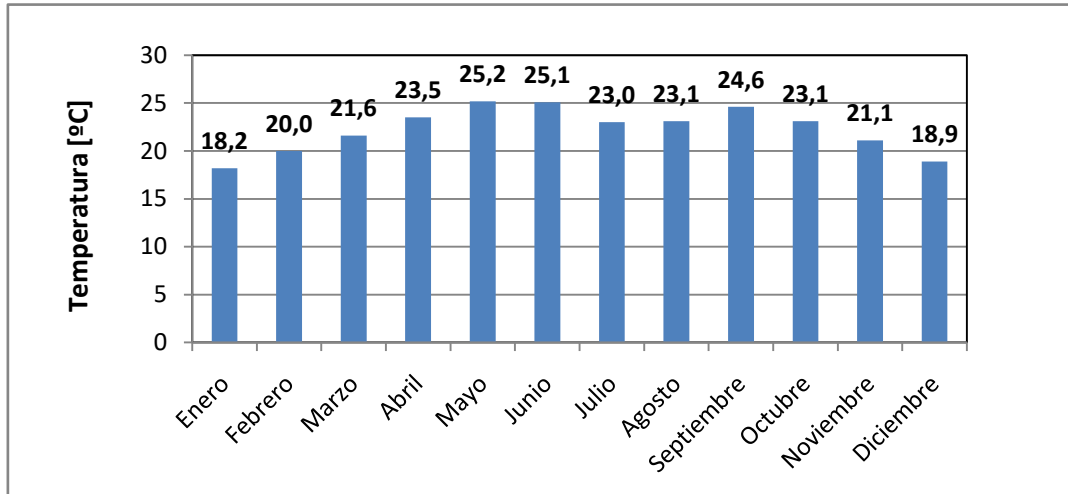


Figura A.1.3. Evolución de la temperatura en 2020, en Abala, Etiopía.

Estos datos de temperatura se han tenido en cuenta también al realizar el análisis puesto que un panel solar tiene un mayor rendimiento, cuanto menor es la temperatura ambiente a la que está sometido. Este dato ha reafirmado que el cuatrimestre medio del año es el más crítico, ya que además de tener irradiación solar baja, es el periodo con mayor temperatura y sin embargo, en el último cuatrimestre del año se dan las mejores condiciones para el funcionamiento de la instalación.

Anexo 2. Código de MATLAB

```
%DESARROLLO DEL PROBLEMA MULTIOBJETIVO:

function z = MOPROBLEM(x,nVar,G,Tc,Vmpp,Impp,Qdem)

%%CAUDAL DEMANDADO:

Npers=1000;           %Número de personas a abastecer
Qmin=30;              %Caudal diario por persona(OMS) [L/día]
Ddiaria=(Npers*Qmin)/1000;   %Demanda de agua diaria[m3/día]

%%Datos genéricos:
dens = 1000;         %Densidad del agua en [kg/m3]
g = 9.81;           %Aceleración de la gravedad terrestre [m/s2]

%%ECUACIONES DE CÁLCULO DEL SISTEMA:

%%%1.GENERADOR FOTOVOLTAICO:

Vpv = x(1).*Vmpp;    %Tensión de salida del generador PV [V]
Ipv = x(2).*Impp;    %Corriente de salida del generador PV [A]

N=x(1)*x(2);        %Número total de paneles PV

Amod = (1485*666)/(10^6); %Área de un módulo PV comercial elegido [m2]
Apv = x(1)*x(2)*Amod;   %Área total del generador PV [m2]

Pteo = Apv.*G;       %Potencia teórica de salida del generador PV [W]
Ppv = Vpv.*Ipv;     %Potencia real de salida del generador PV [W]

%%% Eficiencia del generador PV:
%(Es necesario indicar que ocurre cuando Pteo=0 y no se puede dividir)

effPV = zeros(size(Pteo)); % Inicializar el vector de eficiencia del generador PV
idx = find(Pteo <= 0);    % Busca índices donde Pteo<=0
effPV(idx) = 0;         % Si Pteo=0, effPV=0

idx = find(Pteo > 0);    % Busca índices donde Pteo>0
effPV(idx) = (Ppv(idx)./Pteo(idx)); % Calcula la eficiencia en esos índices

%%%2.UNIDAD DE ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA:

effconv=0.95;          %Eficiencia media del convertor

%%%3.ELECTROBOMBA:

%%%3.1.MOTOR:

%Parámetros comerciales:
```

```

Rdev = 0.80;          %Resistencia del devanado [?]
KT = 0.175;         %Constante de par del motor [Nm/A]

Vmotor = effconv.*Vpv;    %Tensión de entrada al motor [V]
Imotor = effconv.*Ipv;    %Corriente de entrada al motor [A]

Tmotor = KT.*Imotor;     %Cálculo del par del motor [Nm]

%Control FEM:
%(En aquellos casos en que FEM<=0, motor parado).

Em = Vmotor-Imotor.*Rdev;    %Fuerza electromotriz [V]

Em1 =(Em>=0).*Em;          %Asumir Fuerza Electromotriz = 0
Imotor =(Em>=0).*Imotor;   %Asumir Corriente = 0
Vmotor =(Em>=0).*Vmotor;   %Asumir Tensión = 0

Pmin=Vmotor.*Imotor;       %Potencia de entrada al motor [W]
Pmout = Em1.*Imotor;       %Potencia de salida del motor [W]

%Cálculo eficiencia del motor:
%(Es necesario indicar que ocurre, cuando Pmin=0 y no se puede dividir)

effmot = zeros(size(Pmout)); % Inicializar el vector de eficiencia del motor
idx = find(Pmin <= 0); % Busca indices donde Pmin=0
effmot(idx) = 0; % Si Pmin=0, effmot=0

idx = find(Pmin > 0); % Busca indices donde Pmin>0
effmot(idx) = Pmout(idx)./Pmin(idx); % Calcular la eficiencia en esos índices

%%3.2.BOMBA:

%Parámetros comerciales:

b1= 5.4/1000; %Altura del álabe a la entrada del impulsor [mm]
b2= 2.2/1000; %Altura del álabe a la salida del impulsor [mm]
beta1=( 38*2*pi)/360; %Ángulo inclinación álabe a la entrada del impulsor [º]
beta2=( 33*2*pi)/360; %Ángulo inclinación álabe a la salida del impulsor [º]
r1= (33.5/2)/1000; %Radio del impulsor de entrada [mm]
r2= (160/2)/1000; %Radio del impulsor de salida [mm]
Kbomba = 2*pi*dens*b1*(r1^2)*tan(beta1)*(r2^2-(r1^2*b1*tan(beta1)))/(b2*tan(beta2));
%Constante de la bomba [Nm/(rad/s)^2]

omega = abs(sqrt((KT.*Imotor)./Kbomba)); %Velocidad rotación bomba [rad/s]

Tbomba = Tmotor; Par de motor igual a par de bomba, se asume que no hay pérdidas [Nm]

Eh = Tbomba.*omega; %Potencia hidráulica de la bomba [Nm*rad/s]=[W]

Pbout = Eh;

Pbout=(Em>=0).*Pbout; %Si E<0, todo apagado, Pbout = 0
Pbin=Pmout; %Potencia entrada bomba = Potencia salida motor
%Cálculo eficiencia bomba:

```

%(Es necesario indicar que ocurre, cuando Pbin=0 y no se puede dividir)

```
effbomba = zeros(size(Pbout)); % Inicializar el vector de eficiencia del motor
idx = find(Pbin <= 0); % Busca indices donde Pbin<=0
effbomba(idx) = 0; % Si Pbin=0, effbomba=0
```

```
idx = find(Pbin > 0); % Busca indices donde Pbin>0
effbomba(idx) = Pbout(idx)./Pbin(idx); % Calcular la eficiencia en esos índices
```

```
effbomba=(effbomba<=0.95).*effbomba;
```

%%CÁLCULO CAUDAL HIDRÁULICO BOMBEADO:

%Sistema de tuberías y pérdidas en el mismo:

```
Ltub=40; %Longitud de la tubería [m]
Dtub = 0.030; %Diámetro de la tubería [m]
```

```
hfreat=25; %Altura freática: profundidad en la que hay agua [m]
hdep=2.00; %Altura a la que se coloca el depósito [m]
hest = hfreat + hdep; %Altura estática [m]: Altura freática + Altura del depósito [m]
```

```
n=0.006; %Coeficiente de rugosidad[adim.] - Depende de material de tubería
codos = 3; %Número de codos de la tubería de conexión pozo-depósito
Kcodo=0.90; %Valor de K para codo 90º
Kvalv=2.50; %Valor de K para válvula antirretorno
Kcaud=2.50; %Valor de K para caudalímetro
Kent=0.50; %Valor de K, entrada a bomba
Ksal=1.00; %Valor de K, salida de tubería, entrada a depósito
Kaccess=codos*Kcodo+Kvalv+Kcaud+Kent+Ksal; %Total valores de K
fricc = (10.2936*(n^2)*Ltub)/(Dtub^(16/3)); %Parámetro pérdidas por fricción, sin Q
acces = (Kaccess)*(8/(g*(pi^2)*(Dtub^4))); %Parámetro pérdidas en accesorios, sin Q
Khid=(dens*g)/3600; %Parámetro para pasar entre [m3/s] y [m3/h]
```

```
Qhid=zeros(length(Eh),1); %Inicialización Qhid
```

%Comienza bucle de cálculo de caudal, según potencia en cada momento:

```
for ii=1:length(Eh)
```

%Indica que ii recorrerá tantos valores, como elementos tenga Pbout, es decir, el nº de valores que se haya obtenido para Pbout.

```
%Se trabaja de la forma: Ax3 + Bx2 + Cx1 + D = 0
A=(dens*g)*(fricc+acces);
B=0;
C=(dens*g)*hest;
D=(-Eh(ii));
r=roots([A B C D]); %Cálculo de las raíces de la ecuación, son 3
```

%Busca raíz con parte real >0:

```
if (imag(r(1))==0 && real(r(1))>0)
    QQ=real(r(1));
else if (imag(r(2))==0 && real(r(2))>0)
```

```

    QQ=real(r(2));
    else if (imag(r(3))==0 && real(r(3))>0)
        QQ=real(r(3));
    else
        QQ=0; %Si ninguna solución es válida,caudal=0

    end
    end
end

    QQQ(ii,1)=3600*QQ;    %Guarda valores QQ, en matriz (ii x 1), paso a [m3/h]

end

%Cálculo altura hidráulica total:
%(Es necesario indicar que ocurre, cuando QQQ=0 y no se puede dividir)

htotal = zeros(size(QQQ)); % Inicializar el vector de eficiencia del motor
idx = find(QQQ <= 0); % Busca indices donde QQ<=0
htotal(idx) = 0;    % Si QQ=0, htotal=0

    idx = find(QQQ > 0); % Busca indices donde Pbin>0
    htotal(idx) = Eh(idx)./(Khid*QQQ(idx));    % Calcular la eficiencia en esos índices

QQQ=(Em>=0).*QQQ;    %Si E>=0, QQQ mantiene su valor, por el contrario QQ=0
QQQ=(effbomba<=0.95).*QQQ; %Si effbomba<=0.95, QQQ mantiene su valor, por el contrario QQ=0

%% CAUDAL HIDRÁULICO BOMBEADO, EN UNIDADES M3/H.

Qhid=[0;QQQ]; %Añade el valor de QQQ=0 inicial, por si necesitamos programar cálculos. ";" significa
concatenación vertical.
Vhid=(Qhid./(pi*(Dtub^2)/4))/3600;    %Velocidad del agua en las tuberías[m/s]

%%EFICIENCIAS:

effsubsis=effconv.*effmot.*effbomba;
efftotal=effPV.*effconv.*effmot.*effbomba;

%%CAUDAL HORARIO Y ESTADO DEL DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO DE AGUA%%

%Inicialización de variables que se usarán:

Qdem=[0;Qdem];
Vdisp=zeros(length(Qhid),1);    %Volumen de agua disponible en el depósito [m3]
Qexc=zeros(length(Qhid),1);    %Caudal de agua, que sobresale del depósito por exceso [m3/h]
Qdef=zeros(length(Qhid),1);    %Caudal de agua deficitario, que falta para abastecer [m3/h]
Carga=zeros(length(Qhid),1);    %Estado del depósito
X = Qhid(2:end,1)- Qdem(2:end,1);    %Diferencia entre el caudal horario producido y el
demandado [m3/s]

%%%%Situación: Después del depósito, comparación del caudal bombeado con el demandado, pero
teniendo en cuenta también el volumen que había en el depósito:
hora=length(Qhid)-1;

```

```

for i=1:hora

    Vdisp(i+1,1)=(Vdisp(i,1)+X(i,1))>=0.*abs(Vdisp(i,1)+X(i,1));

    %Si en el instante anterior: Vdisp+(Exc ó def) >=0; Vdisp ahora será igual a eso.
    %Si en cambio, fue negativo, no hubo agua, Vdisp=0

    Carga(i+1,1)= Vdisp(i+1,1)/(x(3));    %Estado de carga del depósito = Volumen de agua/Volumen
total

    if Carga(i+1,1)>=1                    %Si es mayor que 1, se excede el volumen total, no cabe el agua
"nueva"

        Carga(i+1,1)=1;                  %Se asume Carga = 1, Completamente lleno
        Qexc(i+1,1)= Vdisp(i+1,1)-x(3);  %Se calcula el exceso
        Vdisp(i+1,1)=x(3);              %Como carga=1, volumen de agua disponible, todo el depósito
    else
        Qexc(i+1,1)= 0;                  %Si es menor que 1, no hay exceso de agua
    end

    Qdef(i+1,1)=(Vdisp(i,1)+X(i,1))<0.*abs(Vdisp(i,1)+X(i,1));

    %Si en el instante anterior: Vdisp+(Exc ó def)<0; me quedé sin agua
    %Si en cambio, fue negativo, hubo agua suficiente, Vdef=0

end

Qhid=Qhid(2:end,1);
Qhidtot=sum(Qhid);

Qexc=Qexc(2:end,1);
Qexc tot=sum(Qexc);

Qdef=Qdef(2:end,1);
Qdef tot=sum(Qdef);

Vdisp=Vdisp(2:end,1);
Carga=Carga(2:end,1);

Qdem=Qdem(2:end,1);

D=zeros(length(Qhid),1)+Qdem;

%Parámetros de análisis de la situación del depósito:

LLP=sum(Qdef(1:end,1))/sum(D(1:end,1));    %LLP en todo el periodo = Qdeficiente total /
Qdemandado total.
Exceso=sum(Qexc(1:end,1))/sum(D(1:end,1)); %Exceso en todo el periodo = Qexcedente total /
Qdemandado total.
Disp=sum(Vdisp(1:end,1))/sum(D(1:end,1));  %Disponibilidad en todo el periodo = Vdisponible total /
Qdemandado total.
Dt=sum(D(1:end,1));                        %Demanda en todo el periodo.
Cargatot=sum(Carga);

```

Trabajo Fin de Máster – Laura Pardo Cabrera

%% 1.3 COSTE SUSTITUCIÓN

Nsust=2;

CcsustCONV=zeros(1,Nsust);

CsustEB=zeros(1,Nsust);

for j=1:Nsust

CsCONV=(Ccapconv)*(((1+FR)/(1+IR))^(LP*j)/(Nsust+1));

CsEB=(Ccapeb)*(((1+FR)/(1+IR))^(LP*j)/(Nsust+1));

CcsustCONV(1,j)= CsCONV;

CcsustEB(1,j)= CsEB;

end

CsustCONV=sum(CcsustCONV);

CsustEB=sum(CcsustEB);

Csust=CsustCONV + CsustEB;

%%FUNCIÓN OBJETIVO COSTE:

coste = Ccap + Cmant + Csust;

%%OBJETIVO 2: INSATISFACCIÓN

%Se trata de analizar la insatisfacción de los consumidores, en función del caudal que no reciben.

%%FUNCIÓN OBJETIVO INSATISFACCIÓN:

insatisfaccion=0; %Inicializamos insatisfacción.

if (LLP==0)

insatisfaccion = 0; % Si LLP=0, no hay caudal deficiente. Todos contentos.

elseif (LLP==1)

insatisfaccion= Dt;

else

insatisfaccion = sum(Qdef);

end

z = [coste insatisfaccion]';

end