



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR DE INGENIEROS
DE CAMINOS, CANALES Y
PUERTOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA CIVIL

PROMOCIÓN 13/14

OPTIMIZACIÓN DEL BINOMIO AGUA-ENERGÍA EN
INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE
AGUA EN PRESIÓN. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE
REGANTES MURADA NORTE, EN EL TÉRMINO
MUNICIPAL DE ORIHUELA (ALICANTE).

AUTOR:

Martín Ruiz Rodríguez

PROFESOR TUTOR:

Dr. Manuel Augusto Pulido Velázquez

PROFESOR COTUTOR:

Dr. Miguel Ángel Jiménez Bello

Valencia, Septiembre 2014

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar me gustaría mostrar mi agradecimiento a mis profesores tutores. A Manuel Pulido Velázquez por ser el primero en confiar en este proyecto y por su apoyo incondicional, y a Miguel Ángel Jiménez Bello por guiarme en este trabajo desde el primer día, y por ofrecerme su valiosa ayuda en los momentos en que más cuesta arriba se me hacía.

Agradecer también a Miguel Jiménez Guillén de Nuevas Técnicas del Goteo la aportación de gran parte de la documentación utilizada, sin la cual no hubiera sido imposible conseguir este resultado.

Por otra parte, recordar a la gente de la Comunidad de Regante de la Murada, a Jesús y a mi tío, por darme la oportunidad de trabajar con una instalación de gran envergadura, y por su disposición a la hora de facilitarme todos los datos que he requerido.

Agradecer a mis amigos su apoyo y motivación, y esos buenos momentos que me han dado fuerzas para conseguir lo que me propongo

Finalmente, recordar a mis padres Martín e Isabel, por darme siempre todo lo que he necesitado, a ellos les debo todo lo que soy y todo lo que he conseguido. A mis hermanas Anabel y Lidia por ser mi principal apoyo en los malos momentos. Y por último a mi novia Gema, por darme las fuerzas y las ganas de intentar mejorar cada día.

A todos ellos, les dedico un trabajo que ha sido fruto de un gran esfuerzo.

RESUMEN EJECUTIVO

En la actualidad, la población mundial crece a un ritmo frenético. Este hecho genera la necesidad de aumentar la producción de bienes y servicios, y por ende el consumo de recursos naturales. Ambas circunstancias han ocasionado que los síntomas de la escasez de recursos y el deterioro ambiental sean cada vez más notables. La superación de esta problemática parte de la adaptación a un mundo sostenible y eficiente.

El agua y la energía conforman dos de los sectores más afectados por la creciente demanda, al ser dos recursos esenciales para el desarrollo socioeconómico. En el contexto actual existe una estrecha relación entre ambos recursos, de forma que el uso de agua requiere consumo de energía y la producción energética requiere el uso de agua. La gestión de esta interacción, englobada bajo el término binomio agua-energía, es uno de los aspectos fundamentales para alcanzar el desarrollo sostenible de ambos sectores.

Como estrategia de sostenibilidad, en este trabajo se ha elaborado una metodología para analizar, evaluar y optimizar la gestión del binomio agua-energía en Instalaciones de Transporte y Distribución de Agua en Presión (ITDAP). Posteriormente, la metodología propuesta se aplicará a un caso real: la ITDAP de la Comunidad de Regantes (CCRR) Murada Norte, situada en el término municipal de Orihuela, Alicante.

La primera fase del proceso se corresponde con el análisis o caracterización de la instalación. En este apartado, se recopila información de la ITDAP relativa a concepto social, resultados económicos, consumos de agua y energía, elementos físicos que componen la red y modelo de explotación. Para completar la caracterización de la instalación, se elabora un modelo matemático de la misma, a partir del cual se consigue simular y obtener los principales parámetros hidráulicos de la instalación, además de servir como soporte para el planteamiento de actuaciones de mejora. En la aplicación real se han utilizado los Sistemas de Información Geográfica (GIS) ARCGIS y la extensión GISRED de ArcView GIS para elaborar un modelo físico de la red, y el software EPANET 2 para realizar la simulación hidráulica, con lo que se ha conseguido obtener un modelo matemático completo de la ITDAP de la CCRR Murada Norte.

En el siguiente paso se evalúa el consumo de agua y energía en la ITDAP. En este punto, se obtienen indicadores de gestión, principalmente indicadores de eficiencia, los cuales permiten evaluar y calificar la gestión hídrica y energética al ser comparados con valores de referencia. Por otra parte, la mejora de estos indicadores será el punto de partida para alcanzar una gestión óptima del binomio agua-energía. Con las referencias del *Protocolo de Auditoría Energética en Comunidad de Regantes* del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), en la CCRR Murada Norte se ha obtenido una calificación energética C, perteneciendo al grupo de consumo Gran Consumidora. En cuanto a la eficiencia hídrica, la comunidad sufre un déficit estimado en un 25 %, mientras que la Eficiencia de la Distribución (ED) es del 92,70 %.

La optimización de la gestión del binomio agua-energía en las ITDAP es el proceso por el cual se establecen medidas de actuación con los objetivos de minimizar el consumo de energía y el coste asociado al mismo,

englobado bajo el término Optimización Energética; y maximizar el aprovechamiento de los recursos hídricos, englobado bajo el término Optimización de Recursos Hídricos. En gran parte de los problemas de optimización en las ITDAP la solución será un compromiso entre ahorro económico por mejora de la eficiencia y coste económico de la actuación a realizar, denominado Óptimo Económico.

El primero de los objetivos propuestos para la Optimización de Recursos Hídricos consiste en maximizar la garantía de suministro, mediante actuaciones que tengan como objetivo minimizar el déficit de agua. En el caso de la CCRR Murada Norte se proyecta la obtención de agua regenerada procedente de la EDAR Sistema Callosa de Segura. El segundo de los objetivos en esta misma línea consiste en minimizar las pérdidas reales o físicas de agua. Para la CCRR Murada Norte se plantea la realización de cubiertas para reducir la evaporación de las balsas de regulación.

En cuanto a los objetivos de la Optimización Energética, en primer lugar se trata la optimización de la Eficiencia de Suministro Energético (ESE), que relaciona la energía aportada por bombeo en forma de altura manométrica respecto a la presión promedio realmente necesaria en los puntos de consumo. En la CCRR Murada Norte se propone una nueva sectorización de la red de distribución para mejorar el ESE. El siguiente aspecto de la gestión energética a considerar en la optimización es el rendimiento energético promedio de los grupos de bombeo. Para el caso real se plantea la sustitución del grupo de bombeo existente por un grupo que ofrece mayores rendimientos para el punto de funcionamiento requerido. Finalmente, el último objetivo de la optimización energética será la optimización económica, que consiste en minimizar el coste global de la factura eléctrica. Para alcanzar este objetivo en la CCRR Murada Norte, por una parte se sugiere reducir la potencia contratada en período punta mediante la instalación de un nuevo grupo de bombeo. Además, se propone el cambio del contrato eléctrico actual con una tarifa 3.1A, a una tarifa 6.1.

Finalmente, se ha propuesto un Plan de Mejora Eficiente de la Comunidad de Regantes Murada Norte en el que se plantea la realización de aquellas alternativas de mejora, obtenidas con criterios de optimización del binomio agua-energía, que presentan una rentabilidad económica justificada, organizándolas en actuaciones de implantación inmediata, a corto plazo y a largo plazo. Con este Plan de Mejora se obtiene un aumento de la dotación anual del 250 % (3 Hm³), un ahorro energético anual del 35 % (471 MWh), y unos beneficios económicos de 543.693 €/año, resultando un VAN de 3.198.839 €.

Palabras claves: binomio agua-energía, agua y energía, gestión, optimización, auditoría energética, ahorro energético, Comunidades de Regantes, regadío, transporte de agua, distribución de agua.

RESUM EXECUTIU

Actualment, la població mundial creix a un ritme frenètic. Aquest fet genera la necessitat d'augmentar la producció de bens i serveis, i per conseqüència el consum de recursos naturals. Ambdues circumstàncies han provocat que els símptomes de l'escassetat de recursos i el deteriori ambiental siguen cada vegada més notables. La superació d'aquesta problemàtica s'inicia en l'adaptació a un món sostenible i eficient.

L'aigua i l'energia conformen dos dels sectors més afectats per la creixent demanda, al ser dos recursos essencials per al desenvolupament socioeconòmic. En el context actual existeix una estreta relació entre ambdós recursos, de manera que l'ús d'aigua requereix consum d'energia i la producció energètica requereix l'ús d'aigua. La gestió d'aquesta interacció, englobada baix el terme binomi aigua-energia, és un dels aspectes fonamentals per aconseguir el desenvolupament sostenible d'ambdós sectors.

Com estratègia de sostenibilitat, en aquest treball s'ha elaborat una metodologia per analitzar, avaluar i optimitzar la gestió del binomi aigua-energia en Instal·lacions de Transport i Distribució de Aigua a Pressió (ITDAP). Posteriorment, la metodologia proposta s'aplicarà a un cas real: la ITDAP de la Comunitat de Regants (CCRR) Murada Nord, situada al terme municipal d'Orihuela, Alacant.

La primera fase del procés es correspon amb l'anàlisi o caracterització de l'instal·lació. En aquest apartat, es recopila informació de la ITDAP relativa al concepte social, resultats econòmics, consums d'aigua i energia, elements físics que componen la xarxa i model d'explotació. Per a completar la caracterització de l'instal·lació, s'elabora un model matemàtic de la mateixa, a partir del qual s'aconsegueix simular i obtenir els principals paràmetres hidràulics de l'instal·lació, a més de servir com suport per al plantejament d'actuacions de millora. En l'aplicació real s'han utilitzat els Sistemes de Informació Geogràfica (GIS), ARCGIS i l'extensió GISRED de ArcView GIS per elaborar un model físic de la xarxa, i el software EPANET 2 per a realitzar la simulació hidràulica, amb lo qual s'ha aconseguit obtenir un model matemàtic complet de la ITDAP de la CCRR Murada Nord.

En el següent pas s'avalua el consum d'aigua i energia en la ITDAP. En aquest punt, s'obtenen indicadors de gestió, principalment indicadors d'eficiència, els quals permeten avaluar i qualificar la gestió hídrica i energètica al ser comparades amb els valors de referència. Per altra banda, la millora d'aquest indicadors serà el punt de partida per aconseguir una gestió òptima del binomi aigua-energia. Amb les referències del Protocol d'Auditoria Energètica en Comunitat de Regants de l'Institut per a la Diversificació i l'Estalvi d'Energia (IDAE), en la CCRR Murada Nord s'ha obtingut una qualificació energètica C, pertanyent al grup de consum Gran Consumidora. Quant a l'eficiència hídrica, la comunitat pateix un dèficit estimat en un 25 % mentre que l'Eficiència de la Distribució (ED) és del 92,70%.

L'optimització de la gestió del binomi aigua-energia en les ITDAP és el procés pel qual s'estableixen mesures d'actuació amb els objectius de minimitzar el consum d'energia i el cost associat al mateix, englobat baix el terme Optimització Energètica; i maximitzar l'aprofitament dels recursos hídrics, englobat baix el terme Optimització de Recursos Hídrics. En gran part dels problemes d'optimització en les ITDAP la solució serà un compromís entre estalvi econòmic per millora de l'eficiència i cost econòmic de l'actuació a realitzar, denominat Òptim Econòmic.

El primer dels objectius proposats per a la Optimització de Recursos Hídrics consisteix en maximitzar la garantia de subministrament, per mitjà d'actuacions que tinguen com objectiu minimitzar el dèficit d'aigua. En el cas de la CCRR Murada Nord s'exposa l'obtenció d'aigua regenerada procedent de la EDAR Sistema Callosa de Segura. El segon dels objectius en aquesta mateixa línia consisteix en minimitzar les pèrdues reals o físiques d'aigua. Per a la CCRR Murada Nord es planteja la realització de cobertes per a reduir l'evaporació de les basses de regulació.

Pel que fa als objectius de la Optimització Energètica, en primer lloc es proposa l'optimització de l'Eficiència de Subministrament Energètic (ESE), que relaciona la energia aportada per bombeig en forma d'alçada manomètrica respecte la pressió mitjana realment necessària en els punts de consum. En la CCRR Murada Nord es suggereix una nova sectorització de la xarxa de distribució per a millorar el ESE. El següent aspecte de la gestió energètica a tindre en compte en l'optimització és el rendiment energètic mitjà dels grups de bombeig. Per al cas real es planteja la substitució del grup de bombeig existent per un grup que ofereix majors rendiments per al punt de funcionament requerit. Finalment, l'últim objectiu de l'optimització energètica serà la optimització econòmica, que consisteix en minimitzar el cost global de la factura elèctrica. Per aconseguir aquest objectiu en la CCRR Murada Nord, per una banda es proposa reduir la potència contractada en període punta per mitjà de l'instal·lació de un nou grup de bombeig. A més, s'exposa el canvi del contracte elèctric actual, passa d'una tarifa 3.1 A a una tarifa 6.1.

Finalment, s'ha desenvolupat un pla de Millora Eficient de la Comunitat de Regents Murada Nord en el qual es proposa la realització d'aquelles alternatives de millora, obtingudes amb criteris d'optimització del binomi aigua-energia, que presenta una rendibilitat econòmica justificada, organitzant-les en actuacions d'implantació immediata, a curt termini i a llarg termini. Amb aquest Pla de Millora s'obté un augment de la dotació anual del 250% (3 Hm³), un estalvi energètic anual del 35% (471 MWh), i uns beneficis econòmics de 543.693 €/any, resultant un VAN de 3.198.839 €.

Paraules clau: binomi aigua-energia, aigua i energia, optimització, auditoria energètica, estalvi energètic, Comunitats de Regants, transport d'aigua, distribució d'aigua.

EXECUTIVE SUMMARY

Currently, the world population is growing at a frantic pace. This fact creates the need to increase the production of goods and services, and thus the consumption of natural resources. Both circumstances have caused that the symptoms of resource shortage and environmental degradation are increasingly remarkable. Overcoming this problem begins with adapting to a sustainable and efficient world.

Water and energy are two of the sectors most affected by rising demand, because they are two essential resources for socioeconomic development. In the present context there is a close relationship between the two resources, the use of water requires energy consumption and energy production requires the use of water. The management of this interaction, included under the term binomial water-energy, is one of the key issues for achieving sustainable development in both sectors.

As sustainability strategy, in this project has developed a methodology to analyze, evaluate and optimize the management of water-energy binomial in Water Pressurized Transportation and Distribution Facilities (ITDAP). Subsequently, the proposed methodology is applied to a real case: the ITDAP of Irrigation Community (*CCRR*) *Murada Norte*, located in the municipality of *Orihuela, Alicante*.

The first stage of the process corresponds to the analysis and characterization of the installation. In this section, information on social ITDAP concept, economic performance, energy and water consumption, physical elements of the network and operating model are gathered. To complete the characterization of the system a mathematical model from it is elaborated, from which it gets simulate and get the main hydraulic system parameters, in addition to serving as a support for the planning of improvement actions. In real application Geographic Information Systems (GIS) ARCGIS and extension GISRed ArcView GIS have been used to develop a physical model of the network, and the EPANET 2 software has been used for the hydraulic simulation, which it has been able to obtain a complete mathematical model of the *CCRR Murada Norte*.

In the next step water and energy consumption in the ITDAP is evaluated. At this point, management indicators are obtained, mainly efficiency indicators, which allow evaluating and marking water and energy management when they are compared with reference values . Moreover, the improvement of these indicators will be the starting point for reaching an optimal management of water-energy binomial. Referenced to *Protocolo de Auditoría Energética en Comunidad de Regantes* from the Institute for Diversification and Saving of Energy (IDEA), an energy rating C has obtained in *CCRR Murada Norte*, belonging to the Great Consuming consumer group. In terms of water efficiency, the community suffers an estimated 25 % deficit, whereas the efficiency of the distribution (ED) is 92.70%.

Optimizing the management of water-energy binomial in ITDAP is the process by which performance measures are established with the objectives of minimizing energy consumption and cost associated with it, included under the term Energy Optimization; and maximize the use water resources use is included under the term Water Resources Optimization. In much of the optimization problems in ITDAP the solution will be a compromise between cost savings for improving the efficiency and cost of the action to be executed, called Economic Optimal.

The first of the objectives proposed for the Water Resources Optimizing is to maximize the supply warranty through actions that aim to minimize the water deficit. In the case of *CCRR Murada Norte* obtaining recycled water from the *EDAR Sistema Callosa de Segura* is set out. The second objective along the same lines consists in minimize real or physical water losses. For *CCRR Murada Norte* it is considered roofs to reduce evaporation of regulating ponds.

For the objectives of the Energy Optimization, firstly optimizing the Energy Supply Efficiency (ESE) is considered. Energy from pumping as gauge height relates respect to the average pressure that is needed at consumption points. In *CCRR Murada Norte* a new segmentation of the distribution network is proposed to improve the ESE. The next aspect of energy management to consider in optimization is the average energy efficiency of pumping systems. For the real case the replacement of existing pump by a group that offers higher yields for the required operating point arises. Finally, the ultimate goal of energy optimization will be the economic optimization, which is to minimize the overall cost of the electricity bill. To achieve this objective in *CCRR Murada Norte*, first arises reduce peak period contracted power by installing a new pump unit. In addition, changing the electric current contract arises with a rate 3.1A, at a rate 6.1.

Finally, we propose an Efficiency Improving Plan in Irrigation Community *Murada Norte* wherein those conducting improvement alternatives arises, obtained with optimization criteria binomial water-energy, which have a justifiable cost-effectiveness, organizing them in immediate implementation actions in the short term and long term. With this Improvement Plan we obtain an increased the annual allocation of 250% (3 hm³), annual energy savings of 35% (471 MWh), and economic benefits of € 543,693 / year, resulting in a NPV of 3,198,839 €.

Keywords: water-energy binomial, water and energy, management, optimization, energy audit, energy saving, Irrigation Communities, water transport, water supply.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
ÍNDICE DE TABLAS	13
ÍNDICE DE FIGURAS	14
ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS	18
1. INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	19
1.2. BINOMIO AGUA – ENERGÍA.....	20
1.3. SITUACIÓN ENERGÉTICA Y CAMBIO CLIMÁTICO.....	28
1.4. LA AGRICULTURA DE REGADÍO EN ESPAÑA Y SU PAPEL EN EL BINOMIO AGUA-ENERGÍA	35
1.5. OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL TRABAJO	38
2. METODOLOGÍA	40
2.1. INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL BINOMIO AGUA Y ENERGÍA EN LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN.	40
2.1.1. Análisis y caracterización.....	40
2.1.2. Evaluación de la eficiencia hídrica y energética	41
2.1.3. Optimización del binomio agua-energía	41
2.2. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN	45
2.2.1. Software utilizado	46
2.3. INDICADORES DE EFICIENCIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN DEL BIONOMINO AGUA- ENERGÍA EN LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN	55
2.3.1. Definición de los indicadores de eficiencia.....	55
2.3.2. Indicadores para la evaluación de la gestión hídrica	55
2.3.3. Indicadores para la evaluación de la gestión energética	56

2.4.	OBJETIVOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS	60
2.4.1.	Garantía de suministro.....	60
2.4.2.	Eficiencia de la Distribución	62
2.5.	OBJETIVOS DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA	65
2.5.1.	Eficiencia Energética en las estaciones de Bombeo	66
2.5.2.	Eficiencia de Suministro Energético.....	69
2.5.3.	Sectorización con criterios energéticos	70
2.5.4.	Tarifa eléctrica	71
2.5.5.	Organización de la explotación	74
2.6.	SÍNTESIS DEL PROCESO	76
3.	APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE	77
3.1.	INFORMACIÓN PREVIA Y DATOS GENERALES DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE	77
3.1.1.	Descripción de la Comunidad de Regantes	77
3.1.2.	Datos de funcionamiento interno	78
3.1.3.	Datos de suministro hídrico	78
3.1.4.	Consumos energéticos para el abastecimiento en alta.....	80
3.1.5.	Datos de consumos energéticos para el abastecimiento en baja.	88
3.2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA Y SU FUNCIONAMIENTO	95
3.2.1.	Descripción general.....	95
3.2.2.	Captación	96
3.2.3.	Estación de bombeo en alta	97
3.2.4.	Tubería de impulsión.....	100
3.2.5.	Balsas reguladoras.....	100
3.2.6.	Estaciones de filtrado	101
3.2.7.	Estación de bombeo en baja	105
3.2.8.	Red de Distribución por Gravedad	110
3.2.9.	Red de Distribución por Impulsión.....	111

3.2.10.	Hidrantes.....	112
3.3.	MODELACIÓN MATEMÁTICA DE LA INSTALACIÓN.....	114
3.3.1.	Metodología.....	114
3.3.2.	Modelación de la instalación de abastecimiento en alta.....	116
3.3.3.	Modelación de la instalación de distribución por gravedad.....	119
3.3.4.	Modelación de la instalación de distribución por impulsión.....	123
3.4.	INDICADORES DE EFICIENCIA.....	126
3.4.1.	Indicadores de eficiencia hídrica.....	126
3.4.2.	Indicadores de eficiencia energética.....	127
4.	PROPUESTAS DE MEJORA.....	132
4.1.	CONCEPTO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA.....	132
4.2.	UTILIZACIÓN DE OTRAS FUENTES DE RECURSOS HÍDRICOS.....	133
4.2.1.	Justificación.....	133
4.2.2.	Análisis de fuentes de recursos hídricos no convencionales cercanas.....	133
4.2.3.	Análisis de la viabilidad económica.....	137
4.3.	REALIZACIÓN DE CUBIERTAS EN LAS BALSAS DE REGULACIÓN.....	143
4.3.1.	Justificación.....	143
4.3.2.	Descripción general del proyecto a realizar.....	143
4.3.3.	Análisis de la viabilidad económica.....	145
4.4.	SECTORIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR GRAVEDAD.....	147
4.4.1.	Justificación.....	147
4.4.2.	Optimización de la cota de la balsa de regulación.....	148
4.4.3.	Descripción de la obra a ejecutar.....	150
4.4.4.	Análisis de la viabilidad económica.....	151
4.5.	NUEVO EQUIPO DE BOMBEO PARA EL ABASTECIMIENTO EN ALTA.....	153
4.5.1.	Justificación.....	153
4.5.2.	Selección de grupos de bombeo.....	153
4.5.3.	Análisis de la viabilidad económica.....	155

4.6.	OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL CONSUMO ENERGÉTICO.....	157
4.6.1.	Justificación	157
4.6.2.	Contratación de la tarifa 6.1	157
4.6.3.	Mercado indexado	160
4.6.4.	Optimización del calendario de funcionamiento de la instalación.....	161
4.7.	PLAN DE MEJORA EFICIENTE DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE	163
4.7.1.	Estrategia para implantación de las mejoras	163
4.7.2.	Estimación de la mejora en la eficiencia de la instalación.....	164
4.7.3.	Estimación de las repercusiones económicas	166
5.	CONCLUSIONES	167
	REFERENCIAS.....	168
	ANEJO 1.....	171
	ANEJO 2.....	179
	ANEJO 3.....	186

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. 1: ENERGÍA RELACIONADA CON EL AGUA EN ESPAÑA EN EL AÑO 2007	24
TABLA 1. 2: FUTUROS FENÓMENOS CLIMÁTICOS EXTREMOS.	30
TABLA 1. 3: EVOLUCIÓN DE SISTEMAS DE RIEGO EN ESPAÑA.	35
TABLA 1. 4: CAMBIOS EN EL USO DEL AGUA Y LA ENERGÍA EN EL RIEGO.	36
TABLA 2. 1: COLECTIVOS DE APLICACIÓN PARA CADA TARIFA ELÉCTRICA	72
TABLA 3. 1: RESUMEN DE INGRESOS Y GASTOS DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE DURANTE EL EJERCICIO 2013.	78
TABLA 3. 2: CALENDARIO ENERGÉTICO PENINSULAR, TARIFA 3.1 A.	81
TABLA 3. 3: POTENCIA REGISTRADA EN EL MÁXÍMETRO (kW) – ABASTECIMIENTO EN ALTA.	82
TABLA 3. 4: POTENCIA REGISTRADA EN EL MÁXÍMETRO (kW) – ABASTECIMIENTO EN BAJA.	88
TABLA 4. 1: EDAR SITUADAS EN LOS ALREDEDORES DE LA CCRR MURADA NORTE.	136
TABLA 4. 2: PRECIO POR KILÓMETRO DE INSTALACIÓN DE TUBERÍAS	138
TABLA 4. 3: COSTES DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE AGUA REGENERADA.	139
TABLA 4. 4: COSTES DE INVERSIÓN Y EXPLOTACIÓN DE AGUA REGENERADA.	140
TABLA 4. 5: COSTE UNITARIO FINAL DEL AGUA REGENERADA.	141
TABLA 4. 6: CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE LA Balsa EN FUNCIÓN DEL ÁREA DE CORONACIÓN	150
TABLA 4. 7: PEAJES DE ACCESO VIGENTES A PARTIR DE FEBRERO DE 2014.	157
TABLA 4. 8: OFERTA DE CONTRATACIÓN ESTIMADA PARA UNA TARIFA 1.6	159

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. 1: DISTRIBUCIÓN DEL AGUA EN LA TIERRA.	20
FIGURA 1. 2: FUENTES DE AGUA RENOVABLE PER CÁPITA EN 2010.....	20
FIGURA 1. 3: PRINCIPALES CONSUMIDORES DEL AGUA EXTRAÍDA.....	21
FIGURA 1. 4: INTENSIDAD ENERGÉTICA EN CADA ETAPA DEL CICLO DEL AGUA	25
FIGURA 1. 5: INTENSIDAD ENERGÉTICA MEDIA EN EL CICLO DEL AGUA EN ESPAÑA.	26
FIGURA 1. 6: ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE DEL MAR Y DE LA TIERRA EN 2013 RESPECTO DEL PERÍODO 1961-1990	28
FIGURA 1. 7: ANOMALÍAS DEL PROMEDIO MUNDIAL ANUAL DE LA TEMPERATURA ENTRE 1850 Y 2013, RESPECTO DEL PERÍODO 1961-1990	29
FIGURA 1. 8: PROMEDIO MUNDIAL DE FRACCIÓN MOLAR E ÍNDICE DE CRECIMIENTO DEL CO ₂ , CH ₄ Y N ₂ O DESDE 1984 HASTA 2012	29
FIGURA 1. 9: CONSUMOS DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 2012	31
FIGURA 1. 10: CONSUMOS DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA EN 2012.....	32
FIGURA 1. 11: ENERGÍA ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍAS EN ESPAÑA).	33
FIGURA 2. 1: PROCEDIMIENTO ESQUEMÁTICO DE BÚSQUEDA DE SOLUCIONES MEDIANTE LA METODOLOGÍA PRUEBA-ERROR	42
FIGURA 2. 2: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN.	43
FIGURA 2. 3: DESCRIPCIÓN GRÁFICA DEL ÓPTIMO ECONÓMICO.	44
FIGURA 2. 4: CAPTURA DE PANTALLA DE UNA HERRAMIENTA GIS DURANTE LOS TRABAJOS DE MODELACIÓN DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE.	46
FIGURA 2. 5: COMPONENTES FÍSICOS DE EPANET.....	48
FIGURA 2. 6: DEFINICIÓN GRÁFICA DE LOS FORMATOS RASTER Y VECTORIAL.....	50

FIGURA 2. 7: DEFINICIÓN GRÁFICA DEL FORMATO RASTER	50
FIGURA 2. 8: ESQUEMA DE LA VENTA PRINCIPAL DE ARCMAP Y COMPONENTES.	51
FIGURA 2. 9: ESQUEMA DE LA VENTANA ARCCATALOG Y COMPONENTES.	51
FIGURA 2. 10: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CREACIÓN DE MODELOS CON GISRED	54
FIGURA 2. 11: OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA EN EL CONTROL DE PÉRDIDAS DE AGUA.	62
FIGURA 3. 1: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DEL VOLUMEN DE AGUA CAPTADO EN EL CANAL DEL TRASVASE TAJO-SEGURA.	79
FIGURA 3. 2: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE CADA PERÍODO TARIFARIO DURANTE EL PERÍODO DE FACTURACIÓN 2013.	81
FIGURA 3. 3: CONSUMO ENERGÉTICO MENSUAL (ABASTECIMIENTO EN ALTA).	82
FIGURA 3. 4: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL MENSUAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR PERÍODOS TARIFARIOS (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	83
FIGURA 3. 5: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ANUAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR PERÍODOS TARIFARIOS (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	84
FIGURA 3. 6: COSTE ENERGÉTICO MENSUAL (ABASTECIMIENTO EN ALTA).	85
FIGURA 3. 7: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL MENSUAL DEL COSTE ENERGÉTICO POR CONCEPTO (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	85
FIGURA 3. 8: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ANUAL DEL COSTE ENERGÉTICO POR CONCEPTO (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	86
FIGURA 3. 9: EVOLUCIÓN DEL COSTE UNITARIO DEL TÉRMINO DE POTENCIA DURANTE 2013 (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	86
FIGURA 3. 10: EVOLUCIÓN DEL PRECIO UNITARIO DEL TÉRMINO DE ENERGÍA DURANTE 2013, Y COSTE UNITARIO PONDERADO SOPORTADO (ABASTECIMIENTO EN ALTA).....	87
FIGURA 3. 11: EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA (ABASTECIMIENTO EN ALTA).	87
FIGURA 3. 12: CONSUMO ENERGÉTICO MENSUAL (ABASTECIMIENTO EN BAJA).....	89

FIGURA 3. 13: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL MENSUAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR PERÍODOS TARIFARIOS	
(ABASTECIMIENTO EN BAJA)	90
FIGURA 3. 14: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ANUAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR PERÍODOS TARIFARIOS	
(ABASTECIMIENTO EN BAJA)	90
FIGURA 3. 15: COSTE ENERGÉTICO MENSUAL (ABASTECIMIENTO EN BAJA)	91
FIGURA 3. 16: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL MENSUAL DEL COSTE ENERGÉTICO POR CONCEPTOS	
(ABASTECIMIENTO EN BAJA)	92
FIGURA 3. 17: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ANUAL DEL COSTE ENERGÉTICO POR CONCEPTOS	
(ABASTECIMIENTO EN BAJA)	92
FIGURA 3. 18: EVOLUCIÓN DEL COSTE UNITARIO DEL TÉRMINO DE POTENCIA DURANTE 2013	
(ABASTECIMIENTO EN BAJA)	93
FIGURA 3. 19: EVOLUCIÓN DEL PRECIO UNITARIO DEL TÉRMINO DE ENERGÍA DURANTE 2013, Y COSTE UNITARIO	
PONDERADO SOPORTADO (ABASTECIMIENTO EN BAJA)	93
FIGURA 3. 20: RELACIÓN ENTRE ENERGÍA REACTIVA Y ENERGÍA ACTIVA (ABASTECIMIENTO EN BAJA)	94
FIGURA 3. 21: ESQUEMA DE UNA UNIDAD DE FILTRO DE MALLA	102
FIGURA 3. 22: PÉRDIDAS DE CARGA EN CADA UNIDAD DE FILTRO DE MALLA EN FUNCIÓN DEL CAUDAL	102
FIGURA 3. 23: CURVA CARACTERÍSTICA H-Q – GRUPO DE BOMBEO 3	106
FIGURA 3. 24: CURVA CARACTERÍSTICA H-Q – GRUPO DE BOMBEO 4 Y 5	107
FIGURA 3. 25: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA EN EPANET DE LA INSTALACIÓN DE ABASTECIMIENTO EN ALTA	116
FIGURA 3. 26: CURVA CARACTERÍSTICA H-Q DEL GRUPO DE BOMBEO 1	117
FIGURA 3. 27: CURVA CARACTERÍSTICA H-Q DEL GRUPO DE BOMBEO 2	118
FIGURA 3. 28: ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LA INSTALACIÓN DE ABASTECIMIENTO EN ALTA	118
FIGURA 3. 29: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA EN EPANET DE LA INSTALACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	
POR GRAVEDAD	120
FIGURA 3. 30: CURVAS DE MODULACIÓN DE LOS TURNOS DE RIEGO EN EL ESCENARIO DE DISEÑO	121

FIGURA 3. 31: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA EN EPANET DE LA INSTALACIÓN DE DISTRIBUCIÓN POR IMPULSIÓN.	123
FIGURA 4. 1: TRATAMIENTOS DE REGENERACIÓN DE AGUAS SIN DESALACIÓN PROPUESTOS EN EL RD 1620/2007	135
FIGURA 4. 2: DISTRIBUCIÓN DE LAS EDAR CERCANAS A LA CCRR MURADA NORTE.	137
FIGURA 4. 3: DISTRIBUCIÓN GRÁFICA DE LAS REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE LAS ALTERNATIVAS DE COTA PARA LA NUEVA Balsa.	149
FIGURA 4. 4: CALENDARIO ENERGÉTICO 2014 DE LA TARIFA 6.1 HORARIO PENINSULAR	158
FIGURA 4. 5: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ESTIMADA POR PERÍODOS DE LA TARIFA 6.1 (ABASTECIMIENTO EN ALTA).	159
FIGURA 4. 6: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL ESTIMADA POR PERÍODOS DE LA TARIFA 6.1 (ABASTECIMIENTO EN BAJA).	159
FIGURA 4. 7: EJEMPLO DE DISTRIBUCIÓN HORARIA DE PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO	160
FIGURA 4. 8: DISTRIBUCIÓN DE PRECIOS INTERANUALES DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO	161

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA 1: VISTA DEL CANAL DEL TRASVASE TAJO-SEGURA A SU PASO POR LA CAPTACIÓN DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE.	79
FOTOGRAFÍA 2: VISTA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN SITUADO EN LA ESTACIÓN DE BOMBEO EN ALTA.	80
FOTOGRAFÍA 3: VISTA DE LA OBRA DE CAPTACIÓN Y LA EDIFICACIÓN QUE CONTIENE LOS EQUIPOS DE BOMBEO EN ALTA.	97
FOTOGRAFÍA 4: VISTA DE LOS DOS GRUPOS DE BOMBEO QUE FORMAN PARTE DEL ABASTECIMIENTO EN ALTA.	99
FOTOGRAFÍA 5: VISTA DE UNO DE LOS ARRANCADORES ESTÁTICOS.	99
FOTOGRAFÍA 6: VISTA DE LAS DOS BALSAS DE REGULACIÓN.	101
FOTOGRAFÍA 7: VISTA DE LA EDIFICACIÓN DONDE SE ENCUENTRA LA ESTACIÓN DE FILTRADO Nº1.	103
FOTOGRAFÍA 8: VISTA DE LAS UNIDADES DE FILTRO DE MALLA DE LA ESTACIÓN DE FILTRADO Nº1.	103
FOTOGRAFÍA 9: VISTA DE LAS UNIDADES DE FILTRO DE MALLA DE LA ESTACIÓN DE FILTRADO Nº2.	104
FOTOGRAFÍA 10: ETIQUETA IDENTIFICATIVA DE UNA DE LAS UNIDADES DE FILTRO DE MALLA.	104
FOTOGRAFÍA 11: VISTA DE LA EDIFICACIÓN DONDE SE ENCUENTRAN LA ESTACIÓN DE BOMBEO EN BAJA Y LA ESTACIÓN DE FILTRADO Nº2.	108
FOTOGRAFÍA 12: VISTA DE LOS GRUPOS DE BOMBEO QUE FORMAN PARTE DEL ABASTECIMIENTO EN BAJA.	108
FOTOGRAFÍA 13: PLACA IDENTIFICATIVA DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GRUPO DE BOMBEO 3.	109
FOTOGRAFÍA 14: PLACA IDENTIFICATIVA DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GRUPO DE BOMBEO 4 Y 5.	109
FOTOGRAFÍA 15: MANÓMETRO QUE REGISTRA LA PRESIÓN DE SALIDA DEL BOMBEO.	110
FOTOGRAFÍA 16: VISTA DE UNO DE LOS HIDRANTES CON EQUIPO DE AUTOMATIZACIÓN.	113

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

En los últimos años el tópico “*producir más con menos*” parece predominar en todos los sectores socioeconómicos, influyendo en la política financiera de los países desarrollados y de las empresas más importantes del mercado. En una sociedad cada vez más numerosa, con unas necesidades de bienestar, a priori crecientes, es evidente que se requiere de una mayor dotación de recursos y servicios.

Sin embargo esta situación choca contra un axioma, vivimos en un mundo físico finito, por tanto los recursos de los que disponemos son limitados. Esta idea conforma la base de nuestro modelo económico global, y hoy en día supone el mayor reto al que se enfrenta la humanidad.

En base a esta situación, durante las últimas décadas el concepto de sostenibilidad ha ganado importancia, cuyo objetivo es el de garantizar el bienestar actual sin comprometer el de las generaciones venideras. Alcanzar este propósito conlleva, entre otras cosas, mejorar el estado medioambiental del planeta, y el impacto del ser humano y sus procesos en él. Además, un modelo sostenible sugiere hacer un uso racional de los recursos disponibles, mediante una gestión eficiente y un consumo consecuente.

Dentro del complejo entramado económico actual, el agua y la energía son dos recursos esenciales, básicos para garantizar el bienestar social e íntimamente ligados al progreso económico. Por tanto, garantizar el desarrollo sostenible de estos dos sectores es un objetivo primordial y una estrategia a seguir.

1.2. BINOMIO AGUA – ENERGÍA

Aunque el agua es considerada un recurso renovable (no sujeto al concepto de escasez), el agua apta para uso humano representa un porcentaje muy reducido del total de los recursos hídricos disponibles en el planeta. Su calidad se ve muy afectada por los procesos humanos contaminantes o la sobreexplotación, y su disponibilidad varía notablemente en el tiempo y el espacio, principalmente como consecuencia de las condiciones climáticas. Debido a esta situación, hoy en día es considerado un recurso escaso, y en algunas zonas del planeta esta escasez supone una grave problemática.

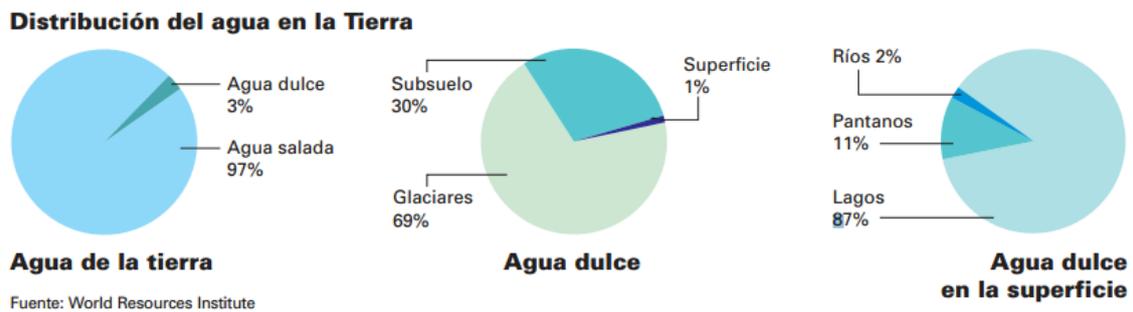


Figura 1. 1: Distribución del agua en la Tierra. (Fuente INE, 2008)

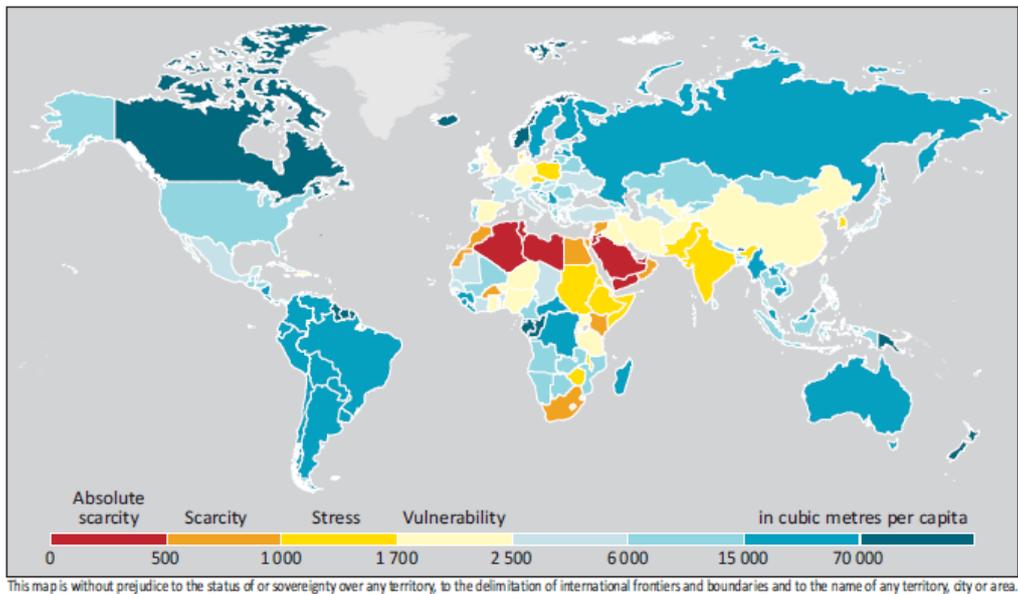


Figura 1. 2: Fuentes de agua renovable per cápita en 2010. (Fuente IEA, 2013)

De entre los usos del agua, la industria (20%), el abastecimiento urbano (10%) y la agricultura de regadío (70%) son los mayores consumidores consuntivos del recurso agua (ONU, 2014). Esto significa que abastecer a la población de agua potable, alimentos y demás bienes de producción industrial, está intrínsecamente ligado con la disponibilidad de agua y su calidad. Las actividades intensivas en el uso del agua suponen en España un 18 % del PIB nacional, un 56 % de las exportaciones y un 20 % de los empleos (INE, 2010).

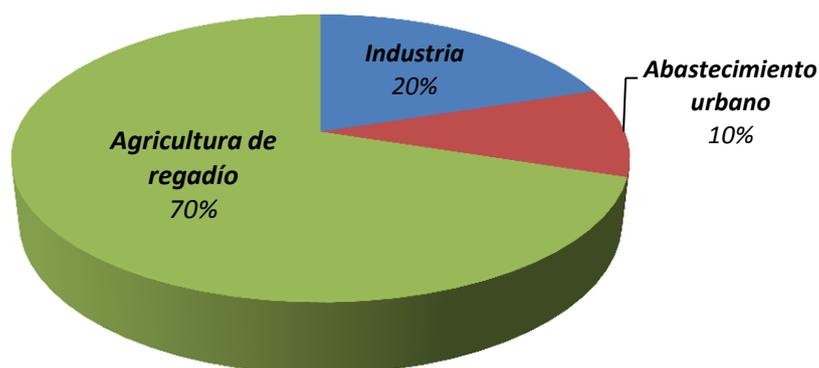


Figura 1. 3: Principales consumidores del agua extraída. (Fuente: UN WATER

<http://www.unwater.org/statistics/en/>)

La falta de acceso a agua potable y saneamiento es uno de los motivos más importantes de mortalidad en los países menos desarrollados, hasta el punto de que un niño muere cada 20 segundos por este motivo. Aproximadamente 768 millones de personas (11%) no tiene acceso a agua potable, y cerca de 2.500 millones (36%) de personas no tienen acceso a un sistema adecuado de saneamiento (ONU, 2014).

Por su parte, el regadío es el responsable de la mayor parte de la producción agraria (60% en España), y por tanto una parte fundamental de la producción global de alimentos. Aunque la problemática alimenticia muestra durante los últimos años una tendencia a la baja, actualmente se estima que 867 millones de personas sufren desnutrición crónica. Además, alrededor de 2.500 millones de personas tienen la agricultura como medio de vida (FAO, 2013).

En cuanto al sector industrial, la gran mayoría de procesos industriales llevan asociados un consumo de agua. Esto se puede reflejar como un consumo de agua virtual de los productos que sufren un proceso industrial, donde se determina la cantidad de agua que ha sido utilizada para producir un determinado producto. Por ejemplo producir un pantalón vaquero precisa 10.850 litros de agua, o producir un kilo de carne de vacuno industrial requiere 15.500 litros de agua (INE, 2008).

Por otra parte, las estadísticas reflejan un rápido crecimiento de la población, actualmente de más de 7.000 millones de personas, lo que significa que la población se ha duplicado desde los años 70; y con un ritmo de crecimiento de más de 80 millones de personas al año, lo que equivale a la población de Alemania o casi el doble de la población española. Este hecho implica una creciente demanda de recursos hídricos, estimando un aumento del 55% en la demanda de agua para el horizonte 2050, lo que supone que el 40% de la población vivirá en zona de estrés hídrico (ONU, 2014).

Esta complicada situación pone de manifiesto la necesidad de una evolución de nuestro modelo actual de gestión del agua hacia un modelo más sostenible, donde la tecnología jugará un papel fundamental.

Actualmente, algunas de las metodologías para conseguir un uso sostenible del agua y mejorar la situación de las zonas donde existe mayor riesgo de escasez están basadas en el desarrollo tecnológico, englobadas bajo el concepto de modernización. Gran parte de las tendencias actuales se pueden resumir en los siguientes aspectos:

- **Aumentar la disponibilidad de los recursos mediante nuevas técnicas de captación:** la desalación o la reutilización son claros ejemplos.
- **Mejorar la calidad de las aguas superficiales:** creciente uso de las estaciones depuradoras y otras actuaciones en materia de saneamiento y calidad de aguas.
- **Disminuir el consumo excesivo y la sobreexplotación:** campañas de concienciación ciudadana, consumo decreciente en los países desarrollados y mejora de los conocimientos de disponibilidad (monitorización).
- **Hacer un uso más eficiente del agua:** reducción de pérdidas en redes de transporte y distribución, modernización del regadío y automatización.

Por otra parte, el desarrollo de las máquinas hidráulicas y el mayor conocimiento actual del comportamiento físico del agua en presión, han conseguido mejorar la disponibilidad del recurso, permitiendo entre otras cosas el acceso de agua a las zonas problemáticas de manera más sencilla, o el uso de tecnologías más eficientes con el uso del agua. Esto ha ocasionado que exista en todos los sectores una tendencia al alza en el uso de agua a presión, que supone un consumo energético, en detrimento del transporte tradicional de agua por gravedad, cuyo consumo energético es nulo.

Por tanto existe, y se está utilizando, la tecnología necesaria para garantizar el acceso a un bien tan esencial para la vida y el desarrollo socioeconómico como es el agua. Desde 1990, 2.300 millones de personas han obtenido acceso a fuentes de abastecimiento de agua potable (ONU, 2014).

Sin embargo ambos aspectos, tecnologías para el uso sostenible y mayor uso del agua a presión para el transporte y distribución de agua, implican que actualmente existe un coste energético creciente asociado al uso humano del agua, relacionando íntimamente los recursos agua y energía. Este consumo energético en alza, especialmente en el regadío (apartado 3.1), implica un aumento de los costes de explotación de las infraestructuras hidráulicas que conforman el ciclo integral del agua.

En muchas circunstancias, estos costes limitan la rentabilidad de las actuaciones para alcanzar la sostenibilidad en el uso del agua (la Directiva Marco de Agua exige la recuperación de los costes), o la asequibilidad del recurso para los usuarios. En este aspecto, se podría decir que la escasez hídrica no es un problema tecnológico, al menos en los países desarrollados, sino una problemática económica, que afecta al precio del agua, y por inercia a los costes en todos los demás sectores.

Actualmente se barajan, según la fuente consultada, diversas estimaciones sobre los consumos energéticos que supone el sector del agua, aunque a grandes rasgos se estima que entorno al 8% de la energía producida en el planeta se destina al uso del agua (AEAS, 2014), en España esta cifra se estima del 7% del gasto energético total del país (Hardy y Garrido, 2010). En la siguiente tabla se representa la cantidad de energía utilizada en cada etapa del ciclo del agua en España.

TABLA 1. 1: ENERGÍA RELACIONADA CON EL AGUA EN ESPAÑA EN EL AÑO 2007

<i>Etapas del ciclo</i>	<i>Uso de agua</i>	<i>Electricidad</i>	
	<i>Volumen (Hm3)</i>	<i>Consumo (GWh)</i>	<i>(%)</i>
<i>Suministro/Captación/Abastecimiento y tratamiento de agua</i>		11 861	64
Urbano	4 526	5 979	33
Agrícola	20 360	4 196	23
Energía	8 759	1 656	9
<i>Distribución / uso de agua</i>		3 629	20
Residencial	2 544	441	2,4
Comercio	852	148	0,8
Municipal y Otro	96	17	0,1
Industrial	1 840	349	1,9
Agrícola	20 360	2 469	13
Agua no registrada	1 191	206	1,1
<i>Tratamiento de aguas residuales</i>		2 893	16
Recogida de agua	5 204	260	1,4
Depuración de agua	4 570	2 338	13
Agua reciclada (tratamiento y distribución)	501	294	1,6
Total de la energía relacionada con el agua		18 354	
Demanda total de energía en España		260 073	
Porcentaje		7,0 %	

Fuente: elaboración propia con datos del Centro de Estudios e Investigación para la Gestión de Riesgos Agrarios y Medioambientales, Universidad Politécnica de Madrid (Hardy y Garrido, 2010).

Un indicador muy utilizado para caracterizar los consumos energéticos que supone el ciclo del agua es el de los kWh/m³, conocido como intensidad energética. En la Figura 1.4 podemos observar los rangos de intensidad energética en cada etapa del ciclo del agua, elaborada a partir de resultados obtenidos por uno de los estudios pioneros y más importantes en materia de interacción agua-energía en el ciclo del agua, realizado por el estado de California en 2005, *California's Water-Energy Relationship* (CEC, 2005).

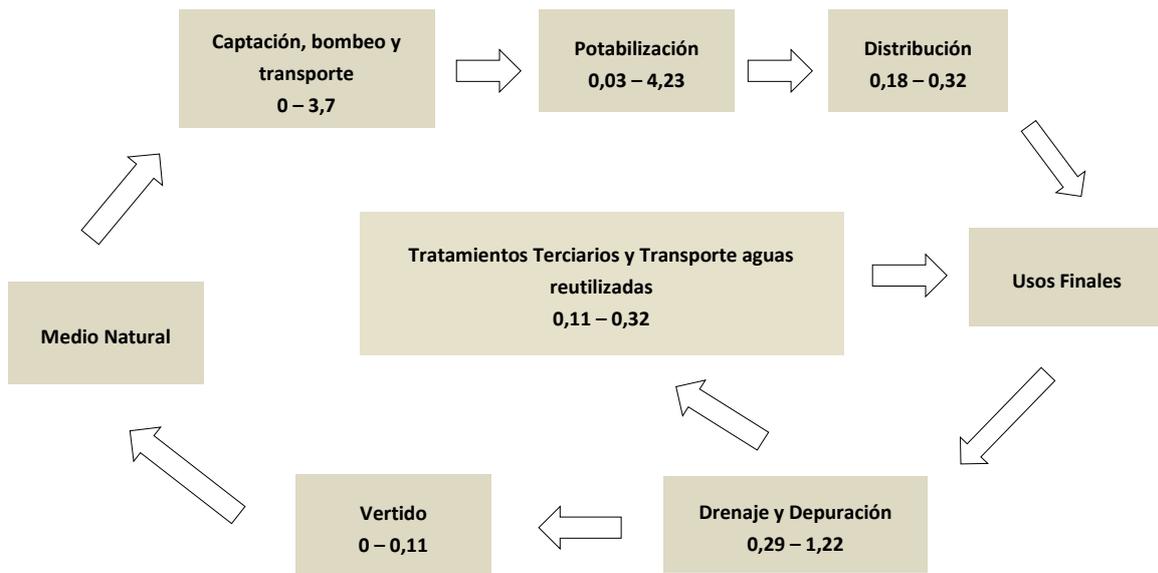


Figura 1. 4: Intensidad energética en cada etapa del ciclo del agua. (Fuente: CEC, 2005).

Por otra parte, las estimaciones de las intensidades energéticas medias en España para cada etapa del ciclo del agua se reflejan en la Figura 1.5. En España se ha estimado un consumo global de 0,52 kWh/m³, sin contar el consumo producido en el uso final del agua (calentamiento, explotaciones privadas,...). Sin embargo estas intensidades son muy variables según el sistema considerado. Por ejemplo en la ciudad de Valencia se estimó una intensidad energética de 1,24 kWh/m³ (Hardy y Garrido, 2010).

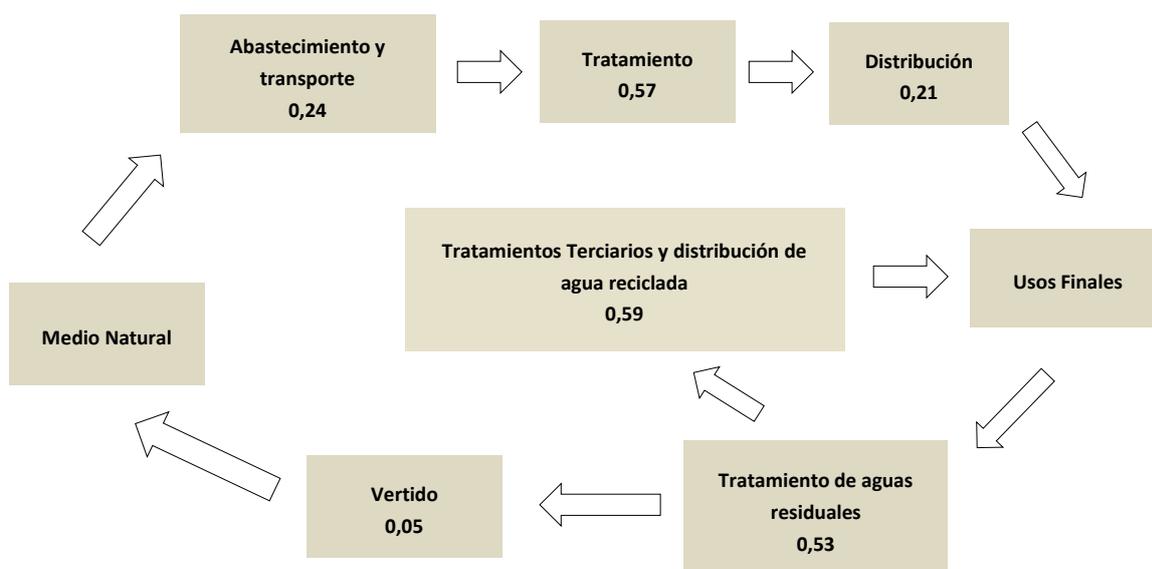


Figura 1. 5: Intensidad energética media en el ciclo del agua en España. (Fuente: Hardy y Garrido, 2010).

A su vez, el agua es un recurso básico para la obtención de recursos energéticos, ya sea para la producción directa de energía hidroeléctrica, o como input en otros procesos de generación de energía primaria y final, tales como la extracción de petróleo y gas, o formando parte del ciclo productivo en las centrales térmicas, nucleares y de ciclo combinado.

Aproximadamente el 90% de la generación de energía global requiere del uso intensivo de agua, consumiendo más del 10% del agua extraída. Esta situación supone que la creciente demanda energética implica unas necesidades hídricas crecientes para suplir esa demanda, y por tanto la seguridad del sector energético se ve afectada activamente por el planeamiento, la logística y la seguridad hídrica.

La demanda de energía se prevé crezca en torno al 35% para el año 2035, mientras que la demanda de electricidad crecerá un 70% para ese mismo año, lo que supondrá un incremento del 20% en la extracción de agua y un incremento del 85% del agua consumida por el sector energético (ONU, 2014).

Por tanto, la producción energética necesita agua, y la gestión del agua requiere energía. Esta mutua relación agua-energía, conocida de forma extendida con el término binomio agua-energía, es uno de los temas más actuales e importantes en el sector del agua, siendo por ejemplo la temática principal en la celebración del Día Mundial del Agua 2014, por iniciativa de las Naciones Unidas, o siendo uno de los principales objetivos del I+D+i en Europa.

La mayoría expertos y entidades de ambos sectores coinciden en que esta relación sugiere la necesidad de una gestión integral del agua y la energía, de forma que esta gestión conjunta permita garantizar el acceso a la sociedad de agua en cantidad y calidad suficientes, con un consumo eficiente de energía que lo haga rentable y asequible para todos los usuarios. Desde otro punto de vista, esta gestión conjunta es uno de los eslabones necesarios para alcanzar un modelo de explotación de la energía limpio, fiable y seguro.

En definitiva se puede afirmar que entender la relación entre el agua y la energía para mejorar la gestión de este binomio es un elemento fundamental para alcanzar el desarrollo sostenible de ambos sectores.

1.3. SITUACIÓN ENERGÉTICA Y CAMBIO CLIMÁTICO

El análisis y predicción de las condiciones meteorológicas ha sido una de las pretensiones de nuestra sociedad desde hace siglos. Los fenómenos naturales meteorológicos han mostrado a lo largo de la historia su capacidad destructiva y catastrófica, afectándose activamente al desarrollo de la sociedad, incluso en la actualidad.

Hoy en día, la evolución en la predicción meteorológica permite conocer tendencias climáticas y conseguir una cierta predicción a corto plazo de los fenómenos naturales, que junto con una coordinación de los medios nacionales de protección civil permiten disminuir las consecuencias de los fenómenos climáticos extremos. Sin embargo, la impredecibilidad y variabilidad del clima siguen aterrizando a aquellos que las sufren, mientras que la prevención sigue siendo la principal defensa frente a las catástrofes naturales.

Se tiene constancia de la gran variabilidad climática que ha sufrido el planeta desde sus inicios, siempre debido a causas naturales ajenas a la voluntad del ser humano. Sin embargo, durante finales del siglo XX, y principalmente ya en el siglo XXI, los expertos meteorólogos comenzaron a advertir que el planeta estaba sufriendo un proceso de calentamiento, y establecieron una relación entre el mismo y el aumento los niveles de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, consecuencia de la creciente actividad industrial del ser humano. Desde 1850, trece de los catorce años más cálidos se han producido durante el siglo XXI. Cada decenio, la temperatura es mayor al anterior, siendo el decenio 2001-2010 el más cálido registrado (OMM, 2013).

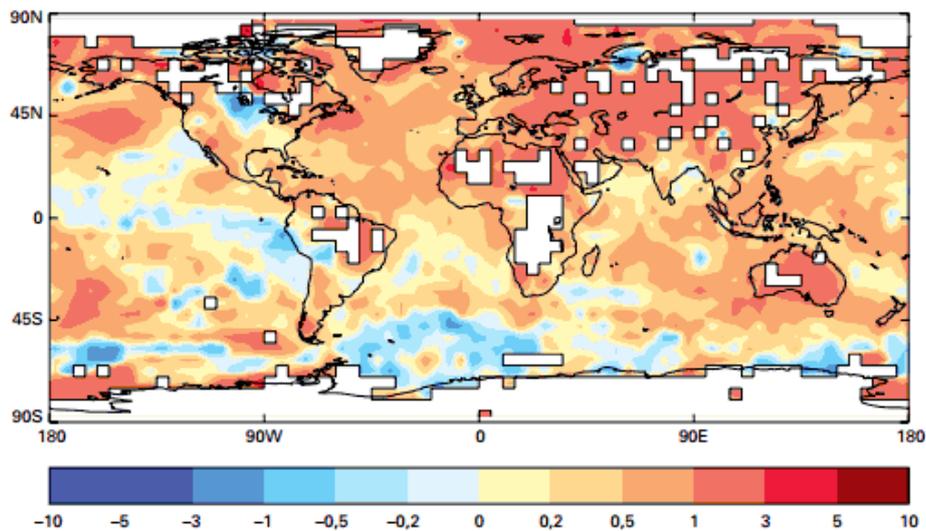


Figura 1. 6: Anomalías de la temperatura en la superficie del mar y de la tierra (oC) en 2013 respecto del período 1961-1990. (Fuente: OMM, 2014)

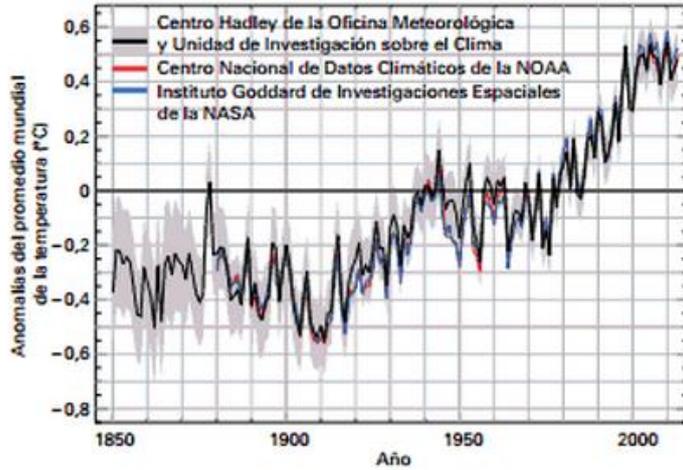


Figura 1. 7: Anomalías del promedio mundial anual de la temperatura entre 1850 y 2013, respecto del período 1961-1990. (Fuente: OMM, 2014)

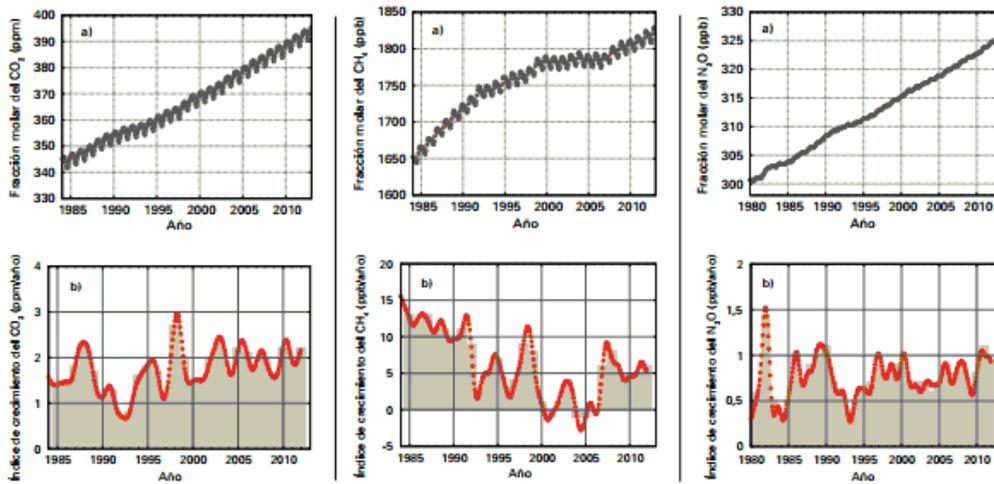


Figura 1. 8: Promedio mundial de fracción molar (arriba) e índice de crecimiento (abajo) del CO₂, CH₄ y N₂O (de izquierda a derecha) desde 1984 hasta 2012. (Fuente: OMM, 2014)

El análisis de los escenarios que supone el cambio climático es uno de los principales campos de estudio en materia climática, siendo el *Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático* (IPCC) un referente a nivel mundial en este aspecto. La mayoría de análisis realizados por el IPCC hasta la fecha ratifican una relación entre el cambio climático y la creciente aparición de fenómenos ambientales extremos, aunque existe cierto grado de incertidumbre debido a la variabilidad natural del clima. En la siguiente tabla se muestran las conclusiones obtenidas de acuerdo a los escenarios analizados por el IPCC.

TABLA 1. 2: FUTUROS FENÓMENOS CLIMÁTICOS EXTREMOS.

Fenómeno	Localización	Observaciones	Incertidumbre
Aumento importante de las temperaturas extremas para finales del siglo XXI	Mundial	Aumento de la frecuencia y magnitud de las temperaturas extremas cálidas y reducción de las temperaturas extremas frías. Aumento de la duración, frecuencia o intensidad de las olas de calor.	<i>Prácticamente cierto</i> (99% - 100%)
Aumento de la frecuencia o proporción de precipitaciones intensas durante el siglo XXI	Latitudes altas y tropicales, y en invierno en latitudes medias del hemisferio norte	Aumento de las precipitaciones extremas, aunque se proyecte una disminución de las precipitaciones totales. Disminución de los períodos de retorno.	<i>Probable</i> (66 % - 100%)
Aumento de la velocidad máxima de los ciclones tropicales	Latitudes tropicales	Frecuencia de ciclones permanecerá estable. Descenso de los ciclones extratropicales.	<i>Probable</i> (66 % - 100%)
Intensificación de las sequías en algunas estaciones del año durante el siglo XXI	Sur de Europa, zona mediterránea, Europa central, la zona central de América del norte, América Central y México, noreste de Brasil y África meridional	Consecuencia de la disminución de las precipitaciones y/o el aumento de la evapotranspiración. La probabilidad no es superior debido a la falta de datos de observación.	<i>Nivel de confianza medio</i>
Cambios en el régimen de inundaciones fluviales	Algunas regiones	Consecuencia de las precipitaciones extremas. Probabilidad baja por evidencia limitada y complejidad del fenómeno. Mayor probabilidad por razonamiento físico.	<i>Nivel de confianza bajo</i>
Aumento de los niveles de aguas altas extremas de las zonas costeras	Zonas costeras, especialmente Estados insulares tropicales	Erosión costera e inundaciones favorecidas. Consecuencia del aumento del nivel del mar y velocidad máxima de los ciclones tropicales.	<i>Muy probable</i> (90% - 100%)
Aumento de los fenómenos de alta montaña	Algunas regiones	Inestabilidad de pendientes, movimientos de masa, desbordamiento de lagos y deslizamientos de ladera. Debido a las olas de calor, retroceso glacial, degradación del premafrost y las precipitaciones intensas.	<i>Nivel de confianza alto</i>
Cambios en los modelos a gran escala de variabilidad del clima	Global	Cambios en precipitación y circulación de monzones. Cambios en la variabilidad y frecuencia de los episodios de El Niño/Oscilación Sur. Probabilidad baja por poco consenso o resultados incoherentes.	<i>Nivel de confianza bajo</i>
Impactos sobre la vida humana	Gestión de los recursos hídricos, agricultura y seguridad alimentaria, silvicultura, salud, turismo, aspectos socioeconómicos, pérdidas económicas, movilidad y reubicación de la población.		

Fuente: elaboración propia a partir de datos del IPCC (IPCC, 2012).

Gran parte de este problema ambiental, conocido como cambio climático o calentamiento global, es atribuido a nuestro modelo energético actual, basado en el uso de combustibles fósiles con altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO₂ y metano.

Además de su aportación al cambio climático, el uso mayoritario de recursos fósiles no renovables implica una insostenibilidad del modelo energético. Estos recursos energéticos clásicos, constituidos principalmente por el petróleo, gas y carbón, se ven altamente influenciados por el aumento de la población y la creciente demanda energética, ya que su período de formación es demasiado elevado respecto al ritmo al que se consumen actualmente.

El agotamiento de estos recursos, implica un aumento en el coste de acceso a los mismos, como claramente se observa en el caso del precio del petróleo y sus derivados, la energía final predominante en el transporte. En 2012 el precio del petróleo creció un 12% respecto 2009, y más del doble desde el año 2000 (IEA, 2013).

De forma excepcional, se observan períodos de descenso en el precio de los combustibles fósiles, debido principalmente a la aparición de nuevas tecnologías o el descubrimiento de nuevos yacimientos que aumentan la producción de los mismos, como es el caso del gas con la aparición del *fraking* y su actual bajada de precios en EEUU.

En el caso de España, a este hecho se le añade la problemática de ser un país con gran dependencia energética del exterior, de más del 70 %, importando el 99% del petróleo y gas (ACIEP, 2013). Esta situación implica que la mayoría de bienes y servicios producidos en España, incluyendo los costes del ciclo del agua, se ven altamente influenciados por las fluctuaciones de precios globales de los recursos energéticos.

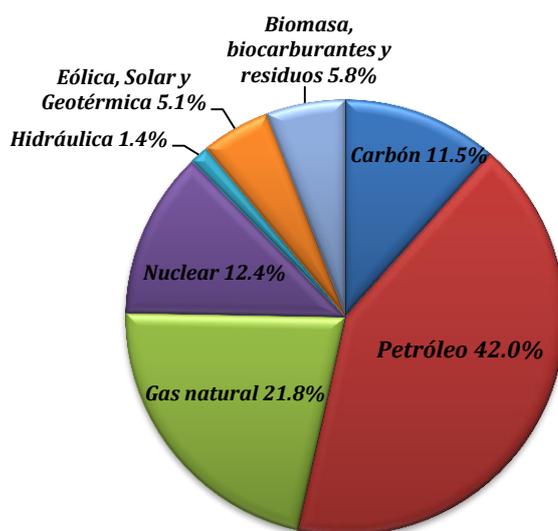


Figura 1. 9: Consumos de energía primaria en España en 2012 (Fuente: Foro Nuclear, 2013).

Debido a esta situación, durante los últimos años se ha planteado, no solo en el caso de España, la necesidad de un cambio en el modelo energético, cuyos objetivos principales se pueden concentrar en los siguientes aspectos:

- Utilización de recursos energéticos renovables.
- Mayor rango de aplicación de la energía eléctrica, destacando el salto de la energía eléctrica al transporte.
- Reducción de las pérdidas energéticas, promoviendo la mejora de la eficiencia energética y el ahorro energético.
- Descenso en las emisiones de GEI (gases efecto invernadero).
- Favorecer el intercambio energético entre países.

Entre estos aspectos, cabe destacar que la mayor utilización de los recursos renovables, cuya producción principal de energía final es energía en forma eléctrica, supone que la tendencia esperable a medio y largo plazo sea de una mayor utilización de este tipo de energía, que en 2012 supuso alrededor de un 23% de la energía final consumida en España (Foro Nuclear, 2013).

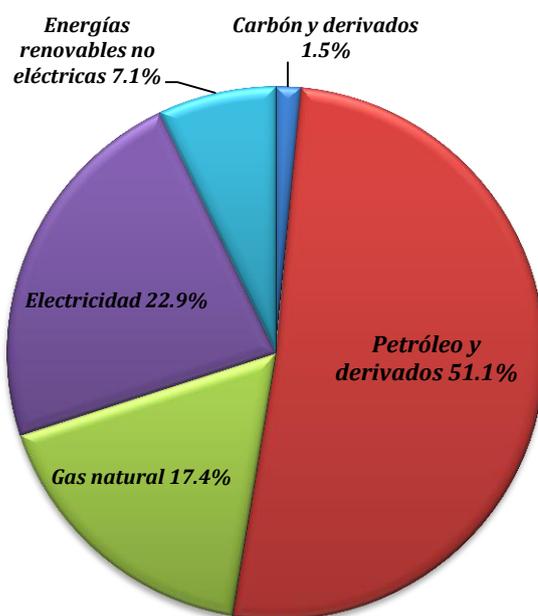


Figura 1. 10: Consumos de energía final en España en 2012 (Fuente: Foro Nuclear, 2013).

El sistema eléctrico español ha sufrido durante el último siglo un aumento considerable en la utilización de energía renovable, destacando la energía eólica, la energía solar y la energía hidroeléctrica.

En el caso de la energía eólica, cuya utilización es la más significativa entre las renovables, este aumento ha sido más acentuado durante los últimos años, cubriendo más de un 20% de la demanda eléctrica de 2013 en España (AEE, 2014). Sin embargo la energía eólica tiene el inconveniente de ser una energía cuya producción no se puede controlar, es decir, no es posible adaptar su producción a la curva de demanda, lo cual es necesario para la correcta explotación de la energía eléctrica, al ser un tipo de energía difícilmente almacenable.

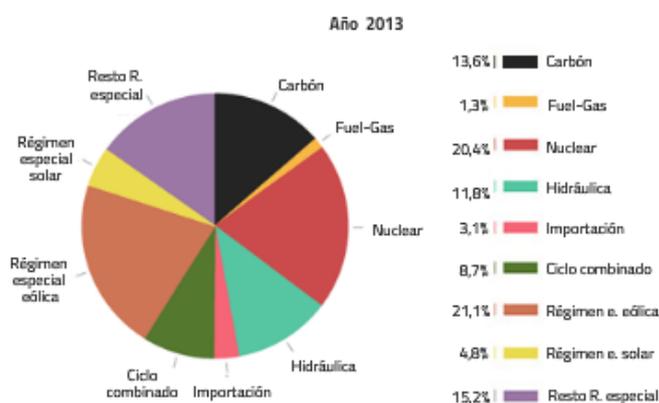


Figura 1. 11: Energía eléctrica por tecnologías en España. (Fuente: OMIE, 2014).

En este aspecto, las centrales hidroeléctricas de puntas, y en especial las centrales reversibles, que almacenan la energía eléctrica sobrante de la red en forma de energía hidráulica potencial, aunque en su totalidad no representan una potencia instalada tan importante, tienen un papel imprescindible como reguladoras del sistema eléctrico, siendo la alternativa renovable al uso de combustibles fósiles contaminantes para esta función.

Por tanto, esta situación energética refleja también las ventajas de una gestión integral del binomio agua-energía, favoreciendo la interrelación entre ambos sectores para mejorar la seguridad del sector energético.

En la actualidad existen infinidad de instalaciones que integran la producción hidroeléctrica, u otros procesos de producción energética renovable, en el ciclo del agua. Este es el caso, entre muchos otros ejemplos, de las centrales hidroeléctricas que aprovechan los desniveles producidos en los grandes embalses; o de las estaciones depuradoras que utilizan el biogás procedente de la digestión anaerobia de los fangos.

En relación con este último aspecto, la aportación de producción energética, aunque sea marginal, en las infraestructuras que conforman el ciclo integral del agua podría beneficiar a ambos sectores, reduciendo los costes de explotación de las infraestructuras en el caso del sector del agua, y favoreciendo la producción de energía renovable, o la regulación del mercado eléctrico.

Además, hoy en día parece evidente que uno de los sectores más afectados por el cambio climático será el del agua, por tanto la intervención de este sector en el modelo energético con la finalidad de paliar estos efectos ambientales supone un beneficio a largo plazo para la logística hídrica. Al ser la energía hidroeléctrica un recurso renovable, que no consume ni altera la calidad del agua, el uso de este tipo de energía es adecuado para alcanzar un modelo energético sostenible.

1.4. LA AGRICULTURA DE REGADÍO EN ESPAÑA Y SU PAPEL EN EL BINOMIO AGUA-ENERGÍA

En España la agricultura de regadío produce casi un 60% de la producción agrícola nacional, que representa alrededor del 8% del PIB nacional, utilizando únicamente el 14% de la superficie agraria útil (Del Campo, 2014). Esto justifica la gran importancia económica del regadío dentro del sector de la agricultura en nuestro país.

El regadío es considerado el uso consuntivo que más agua demanda en España. Por esta razón, durante los últimos años se viene produciendo una modernización de las técnicas de laboreo agrícolas en este sector de acuerdo con el Plan Nacional de Regadíos, con el objetivo de realizar un uso más eficiente del recurso hídrico y cuya inversión ha supuesto unos 6.000 millones de euros (Del Campo, 2014).

Los resultados se reflejan en datos del INE, donde se observa que la demanda de años atrás de 24.250 Hm³ anuales, representando un 80% de los usos consuntivos, ha pasado a partir del proceso de modernización al entorno de los 16.000 Hm³, representando un 63% de los usos consuntivos. Esta evolución ha sido posible gracias a la mayor utilización de técnicas de riego más eficientes con el uso del agua, destacando el riego localizado, comúnmente conocido como riego por goteo. Actualmente, España es el segundo país del mundo en porcentaje de uso de riego localizado, y el primero en número de hectáreas regadas por este método (Del Campo, 2014).

TABLA 1. 3: EVOLUCIÓN DE SISTEMAS DE RIEGO EN ESPAÑA.

TIPO DE RIEGO	Antes del año 2000		Año 2013	
	Hectáreas	%	Hectáreas	%
Gravedad (Superficie)	1.973.336	59	1.004.782	28
Aspersión y otros	802.712	24	828.202	23
Localizado (Goteo)	568.588	17	1.707.576	48
TOTAL	3.344.636	100	3.540.560	100

Fuente: elaboración propia con datos de la presentación de Andrés Del Campo, presidente de FENERCORE, en la celebración del “Día Mundial del Agua 2014” en Madrid (Del Campo, 2014).

Esta tendencia a un mayor uso del riego localizado ha supuesto un aumento del consumo energético en las instalaciones de regadío, ya que estas técnicas requieren de una mayor aportación de energía a la red en forma de presión. **“La mayor eficiencia hídrica va ligada a una mayor ineficiencia energética”** (Corominas, 2010).

TABLA I. 4: CAMBIOS EN EL USO DEL AGUA Y LA ENERGÍA EN EL RIEGO.

Año	Uso de Agua (m³/Ha)	Consumo de Energía (kWh/Ha)
1950	8250	206
1970	8000	480
1980	7750	775
1990	7500	1088
2000	7000	1435
2007	6500	1560
2007/1970 (%)	-23	69

Fuente: elaboración propia con datos de un artículo de Joan Corominas presentado en la sesión monográfica “Agua y Energía” de las Jornadas de Ingeniería del Agua, celebradas en Madrid en Octubre de 2009 (Corominas, 2010).

Por otra parte, la agricultura de regadío se caracteriza por ser una consumidora de energía periódica. Durante el invierno las necesidades de riego son menores y por tanto se consume menos energía, mientras que en verano ocurre lo contrario. Sin embargo la potencia contratada en ambos periodos es la misma, al coincidir esta con la potencia instalada, dimensionada para el período de máximo consumo.

En 2008, desapareció la tarifa eléctrica específica para regadío, la cual se adaptaba a la periodicidad del consumo energético del regadío. En consecuencia, el coste del término de potencia de la factura eléctrica en las Comunidades de Regantes, coste fijo independiente del consumo, ha aumentado entre el 1000% y el 1200% entre los años 2008 y 2013, siendo el incremento total de la factura en este período de aproximadamente el 100% (Del Campo, 2014).

En relación con estos aspectos, y buscando reducir la emisiones de GEI de acuerdo con el Protocolo de Kioto, el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) con la colaboración del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, elaboran en 2008 una serie de documentos técnicos en materia de eficiencia energética en el sector agrario, disponibles en su página web (www.idae.es). Dentro de esta línea editorial, se han utilizado los siguientes documentos, que establecen algunas de las bases sobre las que se ha elaborado este trabajo.

- Documento nº 9: Ahorro y Eficiencia Energética en las Comunidades de Regantes.
- Documento nº 10: Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes.

En el primero de ellos, encontramos una definición del concepto Comunidad de Regantes que será necesario conocer.

-Tal y como figura en el artículo 81 del texto refundido de la Ley de Aguasⁱⁱ, “Los usuarios del agua y otros bienes del dominio público hidráulico de una misma toma o concesión deberán constituirse en comunidades de usuarios. Cuando el destino dado a las aguas fuese principalmente el riego, se denominarán comunidades de regantes; en otro caso, las comunidades recibirán el calificativo que caracterice el destino del aprovechamiento colectivo.” Las comunidades de regantes son corporaciones de Derecho Público adscritas al organismo de gestión de la cuenca hidrográfica en la que se encuentren ubicadas. Tienen personalidad jurídica y patrimonio propios, rigiéndose por sus propios estatutos y ordenanzas, en los que ha de figurar su finalidad, ámbito territorial, participación, obligación de contribuir al pago de los gastos, régimen sancionador, etc. Sus funciones básicas son administrar y cuidar el buen funcionamiento y aprovechamiento de la concesión hídrica otorgada por el organismo de cuenca y de la que son titulares.

Además de poseer una concesión de agua común a todos los usuarios que integran la comunidad de regantes, también comparten la infraestructura de captación, conducción, almacenamiento y distribución de agua, de cuyo manejo y gestión son responsables.-

Del texto anterior se deriva que las Comunidades de Regantes (CCR), representados por los usuarios que la conforman, son los encargados de la gestión del agua en la agricultura de regadío, así como de las infraestructuras que la transportan y distribuyen. Por tanto son la entidad principal de la que dependerá y sobre la que habrá que actuar para conseguir un uso eficiente y sostenible del agua y la energía en la agricultura de regadío.

1.5. OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El objetivo de este Trabajo Final de Grado es elaborar una metodología que permita analizar, evaluar y optimizar la eficiencia hídrica y energética en Instalaciones de Transporte y Distribución de Agua en Presión (ITDAP), con la finalidad de promover actuaciones con criterios de gestión óptima del binomio agua-energía en aquellas instituciones cuya producción depende de las ITDAP.

Posteriormente, se aplicará la metodología descrita en la ITDAP de la Comunidad de Regantes Murada Norte, en el término municipal de Orihuela (Alicante), para finalmente proponer actuaciones sobre la misma que mejoren su eficiencia hídrica y/o energética, aportando un beneficio económico que justifique la rentabilidad de estas actuaciones, promoviendo el desarrollo sostenible de esta Comunidad de Regantes.

Para ilustrar el trabajo realizado y mostrar las conclusiones obtenidas, en la presente Memoria se ha seguido la siguiente estructura organizativa.

- En el *Apartado 2 - Metodología* se tratarán los siguientes aspectos:
 - Definición de las ITDAP.
 - Metodología e información necesaria para el análisis de la eficiencia hídrica y energética de las ITDAP, utilizando como soporte herramientas GIS y software de simulación hidráulica.
 - Indicadores para la evaluación de la gestión de los recursos agua y energía en sistemas constituidos por ITDAP.
 - Principales elementos de la gestión de las ITDAP que influyen en el uso de los recursos agua y energía, y su coste.
 - Objetivos para alcanzar una gestión óptima del binomio agua-energía en las ITDAP.

- En el *Aparto 3 – Aplicación a la Comunidad de Regantes Murada Norte* se tratarán los siguientes aspectos:
 - Razón social, datos económicos, y consumos de agua y energía de la CCRR Murada Norte durante el ejercicio 2013 y su distribución temporal.
 - Descripción de la CCRR Murada Norte y su ITDAP, y recopilación de la información técnica necesaria para el análisis de la eficiencia hídrica y energética.

- Modelación matemática de la ITDAP de la CCRR Murada Norte y análisis de resultados.
- Evaluación de la eficiencia hídrica y energética en la CCRR Murada Norte.

- En el *Apartado 4 – Propuestas de Mejora* se tratarán los siguientes aspectos:
 - Justificación y descripción individual de distintas mejoras para la CCRR Murada Norte, basadas en estrategias de optimización del binomio agua-energía.
 - Análisis aproximado de la viabilidad económica de las distintas mejoras propuestas.
 - Estimación de los indicadores de eficiencia mejorados.
 - Propuesta de un paquete de mejoras conjuntas, con descripción de las ventajas económicas y ambientales que supondría su puesta en marcha en la CCRR Murada Norte.

2. METODOLOGÍA

2.1. INTRODUCCIÓN AL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DEL BINOMIO AGUA Y ENERGÍA EN LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN.

Las ITDAP se pueden definir como el conjunto de infraestructuras, presentes en el ciclo humano del agua, necesarias para transportar, almacenar, regular y distribuir los recursos hídricos por acción del flujo en presión desde su ubicación natural hasta los puntos de consumo, que junto con un modelo de explotación adecuado, permiten garantizar en todo momento el suministro de agua en cantidad suficiente y con una energía adecuada para un determinado uso final.

Las ITDAP estarán conformadas por dos subgrupos. Las instalaciones de transporte de agua o instalaciones de abastecimiento en alta, cuya función principal es el transporte de agua desde la captación hasta un elemento de regulación, normalmente un embalse o depósito; y las redes de distribución o redes de abastecimiento en baja, cuya función principal es la distribución de agua desde los elementos de regulación hasta los usuarios finales.

El proceso de optimización del binomio agua-energía en las ITDAP tiene una estructura similar a las auditorías energéticas, aunque las principales diferencias con estas radican en que en el apartado de mejoras propuestas se analizaran alternativas que mejoren la eficiencia hídrica, además de que las propuestas se regirán por criterios y objetivos de optimización del binomio agua-energía, establecidos en esta metodología.

Este proceso está compuesto por tres fases: **análisis y caracterización, evaluación de la eficiencia hídrica y energética, y optimización del binomio agua-energía.**

2.1.1. Análisis y caracterización.

En esta fase, se recopilará toda la información necesaria que permita caracterizar la ITDAP y su modelo de explotación, conocer los datos de consumos de agua y energía para el período que se quiere analizar (habitualmente un año), y otros datos que permitan conocer la razón social del explotador de la infraestructura.

Los componentes físicos de la ITDAP y su modelo de explotación conformaran el escenario base sobre el que actuar para mejorar la gestión del binomio agua-energía. La utilización de programas informáticos de simulación hidráulica para elaborar modelos matemáticos de las ITDAP, como por ejemplo EPANET, permitirán conocer con mayor exactitud y facilidad el funcionamiento real de la instalación y su comportamiento al realizar ciertas modificaciones. Su aplicación en redes de distribución será de vital importancia en esta fase.

2.1.2. Evaluación de la eficiencia hídrica y energética

Por otra parte, se deberán utilizar indicadores que describan la situación de la ITDAP en cuanto al uso de agua y energía, a partir de los cuales se podrá evaluar la gestión del binomio y comparar entre distintas actuaciones utilizando estos indicadores como criterio de selección.

Una vez caracterizada y evaluada la gestión del agua y la energía en la instalación, se estará en disposición de plantear actuaciones con el objetivo de mejorar estos indicadores.

2.1.3. Optimización del binomio agua-energía

El proceso de optimización del binomio agua-energía en las ITDAP tendrá como objetivo **minimizar el uso y coste de la energía asociada al transporte de agua desde su captación hasta su uso final, maximizando el aprovechamiento del agua**, mediante una intervención tanto en el modelo de gestión como en los propios elementos físicos que forman la instalación.

El concepto de minimizar el uso y coste de la energía asociada al transporte del agua lo denominaremos **Optimización Energética**, mientras que al concepto de maximizar el aprovechamiento del agua lo denominaremos **Optimización de Recursos Hídricos**.

La tendencia habitual a la hora de definir actuaciones o modelos de explotación en el ámbito de las ITDAP es la metodología prueba-error o método científico. Esta metodología consiste básicamente en plantear una alternativa, ponerla en funcionamiento, y evaluar su idoneidad. Si la alternativa resuelve el problema o cumple el objetivo predefinido, se tiene una solución, en caso contrario, se prueba con otra opción. El procedimiento se puede resumir a través del siguiente ciclo:

1. Análisis de la situación, definición de objetivos o problemas y búsqueda de posibles alternativas para su resolución.
2. Aplicación de criterios y selección de una de las alternativas.

3. Ejecución y evaluación de la alternativa seleccionada, aceptación o rechazo.
4. Retroalimentación.

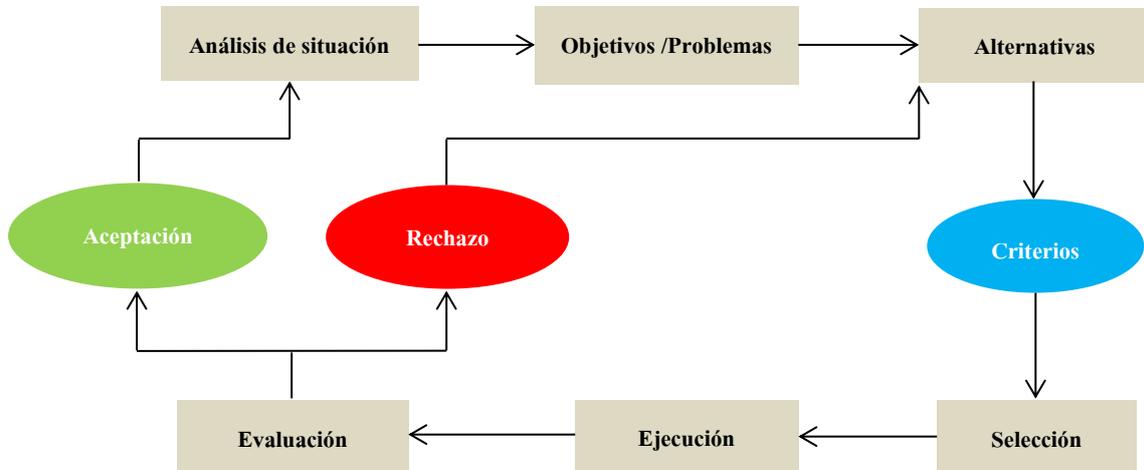


Figura 2. 1: Procedimiento esquemático de búsqueda de soluciones mediante la metodología prueba-error.

Esta metodología presenta dos inconvenientes relevantes en cuanto a la optimización del binomio agua-energía. En primer lugar, este método por sí solo no permite encontrar una solución óptima, ni si quiera todas las soluciones posibles, sino una única solución que cumpla unos criterios específicos. Por otra parte, este método requiere de la experiencia para la evaluación de la alternativa. En otras palabras, requiere poner en funcionamiento la alternativa, y obtener información que refleje el comportamiento de la red una vez implementada esa solución. Este proceso puede ser muy costoso en función de la complejidad de la instalación, dificultando la búsqueda de soluciones hasta alcanzar la optimización.

La búsqueda de la solución óptima consistirá en encontrar la alternativa, o conjunto de decisiones, que ofrezca el valor óptimo (máximo o mínimo) de un determinado parámetro, denominado función objetivo, cumpliendo una serie de restricciones.

De esta forma, el problema de optimización queda definido por los siguientes componentes:

- **Variables de decisión:** valores numéricos de las decisiones que forman una solución (x_1, x_2, \dots, x_n) .
- **Función objetivo:** parámetro a optimizar, calculado a partir de las variables de decisión.
- **Restricciones:** limitaciones que afectan a las variables de decisión.

La opción más evidente para resolver problemas de optimización consiste en, conocidas todas las soluciones posibles que cumplen las restricciones, denominado espacio de soluciones, calcular el valor de la función objetivo para cada una de ellas. El espacio de soluciones estará formado por el conjunto de soluciones $\{S_1, S_2, \dots, S_n\}$, donde cada solución S_i será un subconjunto de variables de decisión $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$. Aplicando la función objetivo al espacio de soluciones obtenemos el vector $\{f_1, f_2, \dots, f_n\}$, donde cada f_i es el resultado de aplicar la función objetivo a la alternativa S_i . Por tanto, la solución óptima será la alternativa que tenga, según corresponda, el máximo o mínimo valor de la función objetivo.

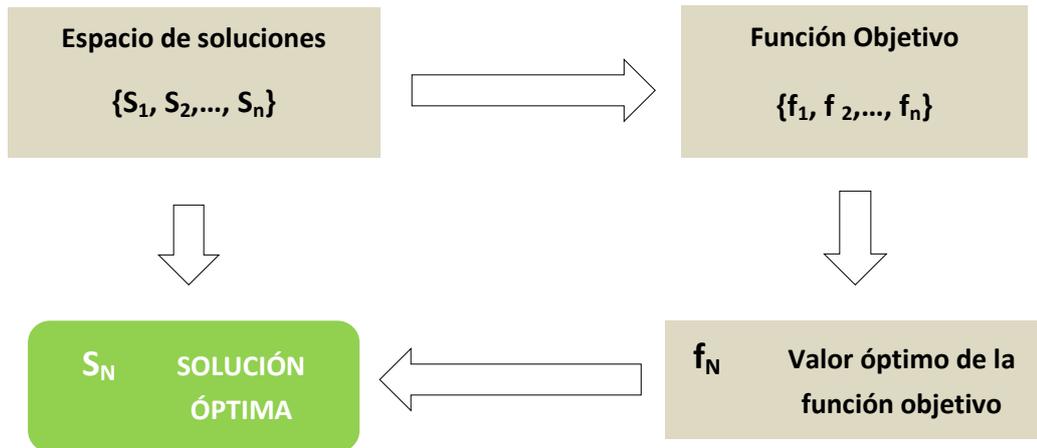


Figura 2. 2: Representación esquemática de la resolución de problemas de optimización.

La gran parte de los problemas de optimización del binomio agua-energía en las ITDAP tendrán una función objetivo de índole económica, siendo el punto óptimo un equilibrio entre coste de implementación de la alternativa y beneficio económico de la misma, denominado **óptimo económico**.

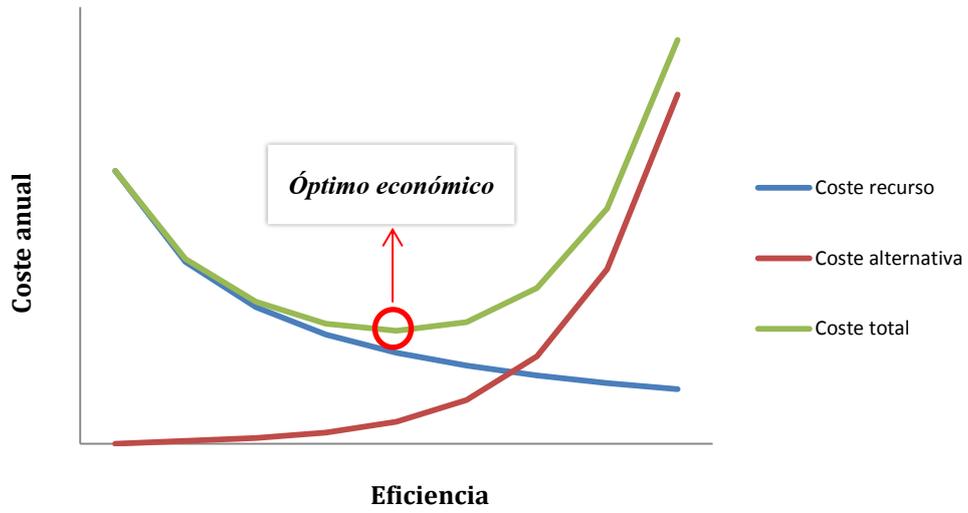


Figura 2. 3: Descripción gráfica del óptimo económico.

2.2. ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN

En la actualidad existe un gran número de herramientas informáticas que permiten simular de manera digital aspectos de la realidad mediante una modelación numérica de la misma, basándose principalmente en métodos numéricos de elementos finitos y/o diferencias finitas.

Mediante la utilización de estas herramientas, es posible crear e interactuar con modelos matemáticos de las ITDAP en un ordenador, lo que permite conocer información relativa a su comportamiento físico al realizar determinados cambios en la instalación sin necesidad de llevarlos a cabo realmente, de una forma suficientemente aproximada a lo que ocurriría en realidad.

La modelización matemática de las ITDAP consistirá, básicamente, en asociar los elementos reales de la red (embalses, bombas, tuberías, etc) a un modelo basado en nudos y líneas, constituyendo el **modelo físico** de la instalación. A cada elemento que conforma este modelo físico se le asignan determinados atributos, como pueden ser longitudes, cotas, demandas de agua, etc. Mediante ecuaciones matemáticas, se establecen relaciones entre los diferentes atributos de los elementos que forman la red y las variables que definirán el comportamiento hidráulico de la misma, constituyendo de esta forma un **modelo matemático** de una ITDAP, representativo del comportamiento real de la instalación.

Por tanto, la modelización matemática de una ITDAP requerirá definir dos aspectos fundamentales de la instalación.

- **Modelo físico:** Conjunto de elementos conectados entre sí representativos de los elementos reales que conforman una ITDAP, y la información asociada a cada elemento necesaria para analizar el comportamiento hidráulico de la instalación completa.
- **Modelo matemático:** Conjunto de ecuaciones que permiten realizar el cálculo hidráulico de una ITDAP, relacionando la información física de la instalación con las variables físicas que representan el comportamiento hidráulico de la misma.

Una de las herramientas de gran utilidad para la creación de modelos físicos de las ITDAP son los Sistemas de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés), que permiten analizar y manipular información espacial. Las herramientas GIS ofrecen la posibilidad de obtener con cierto grado de exactitud ciertos parámetros espaciales, como pueden ser el trazado de tuberías, las coordenadas de los nudos de consumo, las dimensiones geométricas o las cotas de una ITDAP. Además, las herramientas GIS permiten la manipulación de información asociada a los elementos definidos espacialmente, de forma que es posible especificar de forma asistida otros

parámetros físicos de la instalación relacionados espacialmente, como por ejemplo demandas de agua en los nudos según el área de las parcelas a las que abastecen.

Por tanto, las herramientas GIS son esenciales para definir los diferentes elementos que configuran el modelo físico de las ITDAP.

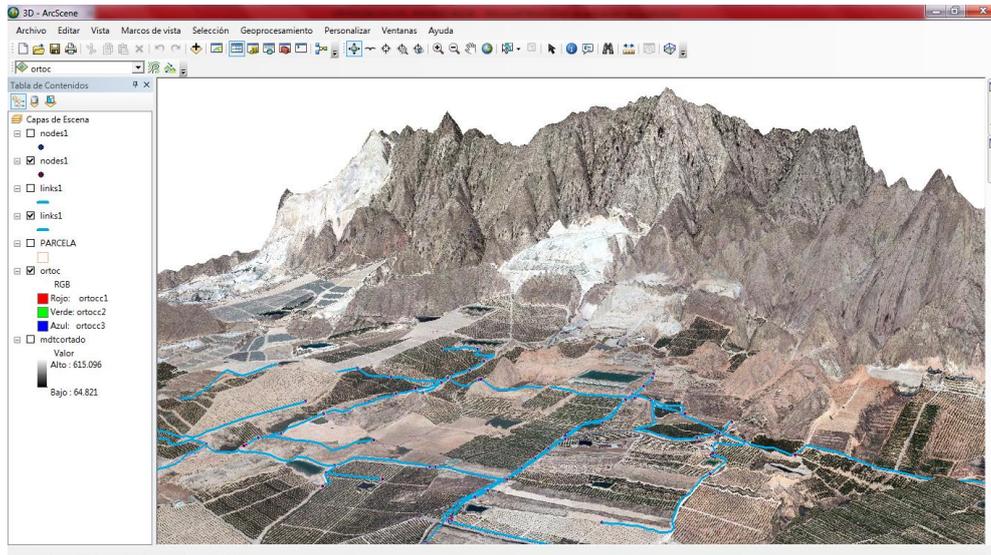


Figura 2. 4: Captura de pantalla de una herramienta GIS durante los trabajos de modelación de la Comunidad de Regantes Murada Norte.

En cuanto a la definición de las ecuaciones matemáticas que rigen el comportamiento hidráulico de las ITDAP en relación con su modelo físico, actualmente existen programas de simulación y cálculo hidráulico de redes presurizadas. Este tipo de programas permiten, una vez definido un modelo físico de la instalación, el cálculo y análisis automatizado de parámetros hidráulicos de redes presurizadas, como pueden ser caudales, presiones o velocidades.

2.2.1. Software utilizado

Para realizar el modelo matemático de la instalación de transporte y distribución de agua en presión de la CCRR Murada Norte se ha utilizado el software informático que se describe a continuación.

EPANET 2 (Fuente: Martínez F., 2002)

EPANET es un programa informático que permite realizar simulaciones, durante períodos de tiempo prolongados, del comportamiento hidráulico y de la calidad del agua en redes de transporte y suministro de agua en presión. En EPANET, los componentes que permiten definir estas redes son tuberías, nudos, bombas, válvulas, depósitos y embalses. La simulación con EPANET permite realizar un seguimiento de la evolución de caudales en tuberías, presiones en los nudos, niveles en los depósitos y la concentración de sustancias químicas en la red, durante todo el período de simulación, discretizado en múltiples intervalos de tiempo.

Este modelo de simulación por ordenador gratuito, promovido por la Agencia para la Protección del Medio Ambiente de EEUU (U.S. Environmental Protection Agency [EPA]) y elaborado por L. Rossman, ha tenido una gran aceptación mundial desde su lanzamiento en Septiembre de 1993. La última versión EPANET 2, gracias a su mejorada interfaz gráfica y su potente módulo de cálculo, es considerado el programa de análisis de redes hidráulicas de mayor difusión en todo el mundo.

Los pasos recomendados por el manual del usuario de EPANET 2 para elaborar adecuadamente un modelo de sistemas de transporte y distribución de aguas son los siguientes:

1. Dibujar o importar un esquema de la red.
2. Editar las propiedades de los elementos que configuran la red.
3. Describir el modelo de explotación del sistema.
4. Seleccionar las opciones de cálculo.
5. Realizar el análisis hidráulico o de calidad del agua.
6. Extraer los resultados del análisis.

Las principales características de los componentes físicos disponibles en EPANET 2 para la simulación de instalaciones de transporte y distribución de agua en presión se describen de la siguiente forma:

- **Nudos de caudal:** Puntos de la red donde confluyen tuberías, o bien sus extremos, a través de los cuales el agua entra o sale del sistema, aunque también pueden ser sólo puntos de paso. Los datos básicos a definir son cotas, demandas de agua y calidad inicial del agua. Los resultados a obtenidos son altura piezométrica, presión y calidad del agua.
- **Embalses:** Los embalses son nudos que representan una fuente de alimentación o bien un sumidero de caudal. Se utilizan para modelar elementos como lagos, captaciones desde ríos, acuíferos u otros puntos de entrada a otros subsistemas. Las propiedades básicas son cota de la superficie libre de agua y calidad del agua, en el caso de realizar un análisis de calidad. Dado que los embalses se utilizan como elementos

de contorno del sistema, no se obtienen resultados derivados del cálculo. Sin embargo, la variación de su altura puede modelarse mediante Curvas de Modulación.

- **Depósitos:** Los depósitos son nudos con cierta capacidad de almacenamiento, en los cuales su volumen varía con el tiempo. Los datos básicos de los depósitos son cota de la solera, diámetro, nivel de agua inicial, mínimo y máximo, y la calidad inicial del agua. Los resultados obtenidos a lo largo de la simulación son altura piezométrica (cota de la lámina libre), presión (nivel del agua) y calidad del agua.
- **Tuberías:** Las tuberías son líneas que transportan el agua de un nudo a otro. EPANET asume que las tuberías se encuentran en carga en todo momento. La dirección del flujo es siempre del nudo de mayor al de menor altura piezométrica. Las principales características a definir son nudos inicial y final, diámetro, longitud, coeficiente de rugosidad y estado (abierta, cerrada, con válvula de retención). Los resultados obtenidos son caudal, velocidad, pérdida de carga unitaria, factor de fricción (en el caso de Darcy-Weisbach), velocidad media de reacción y calidad media de la agua.
- **Bombas:** Las bombas son líneas que comunican energía al fluido, elevando su altura piezométrica. Los datos principales de una bomba son nudos de aspiración e impulsión y su Curva Característica. Los resultados principales asociados a una bomba son el caudal trasegado y el incremento de altura generado.
- **Válvulas:** Las válvulas son líneas que limitan la presión o el caudal en un punto determinado de la red. Los datos principales son nudos aguas arriba y aguas abajo, diámetro, consigna y estado (forzado o no). Los resultados son básicamente caudal de paso y pérdida de carga. Los tipos de válvulas contemplados en EPANET son Válvulas Reductoras de Presión (PRV), Válvulas sostenedoras de Presión (PSV), Válvulas de Rotura de Carga (PBV), Válvulas Limitadoras de Caudal (FCV), Válvulas de Regulación (TCV) y Válvulas de Propósito General (GPV).

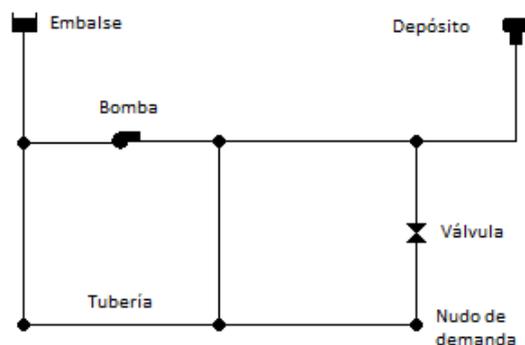


Figura 2. 5: Componentes físicos de EPANET (Fuente: Martínez F., 2002).

En cuanto a los componentes no físicos, EPANET utiliza tres tipos de complementos que permiten describir el comportamiento y modo de operación del sistema. Estos son:

- **Curvas de comportamiento:** son objetos que contienen pares de datos ordenados, los cuales representan una relación entre dos magnitudes. En EPANET se pueden definir Curvas Características (de una bomba), Curvas de Rendimiento (de una bomba), Curvas de Cubicación (de un depósito) y Curvas de Pérdidas (de una Válvula de Propósito General).
- **Curvas de modulación:** son una secuencia de factores multiplicativos que, aplicados sobre un valor base, hacen que éste varíe con el tiempo. Se asocian a las demandas de los nudos, a las alturas de los embalses, a la velocidad de giro de las bombas, a las inyecciones de contaminantes en la red, y al precio de la energía.
- **Leyes de control:** son reglas que determinan el modo de operación de la red durante la simulación. Controlan el estado de determinadas líneas de la red en función del tiempo, los niveles en los depósitos y las presiones en puntos de referencia. Se clasifican en Leyes de Control Simples, que permiten cambiar el estado o la consigna de una línea en base a el nivel de agua en un depósito, la presión en un nudo, el instante de la simulación o la hora del día; y Leyes de Control basadas en Reglas, que permiten controlar el estado o la consigna de una línea en base a una combinación de situaciones que pueden darse en la red.

ARCGIS (Fuente: Puerta, Rengifo y Bravo, 2011)

ARCGIS es un software de Sistema de Información Geográfica (GIS), elaborado por la empresa californiana *Environmental Systems Research Institute* (ESRI), que permite trabajar a nivel multiusuario.

Un Sistema de Información Geográfica se define como un conjunto de hardware, software, datos geográficos y personal capacitado, que de forma organizada permiten capturar, almacenar, consultar, analizar y presentar todo tipo de información que pueda tener una referencia geográfica. Un SIG es, básicamente, una base de datos espacial, que permite gestionar y analizar información espacial. Los objetos con los que se trabajan pueden ser de dos tipos de formatos, raster (archivo de imagen) y vectorial (shape).

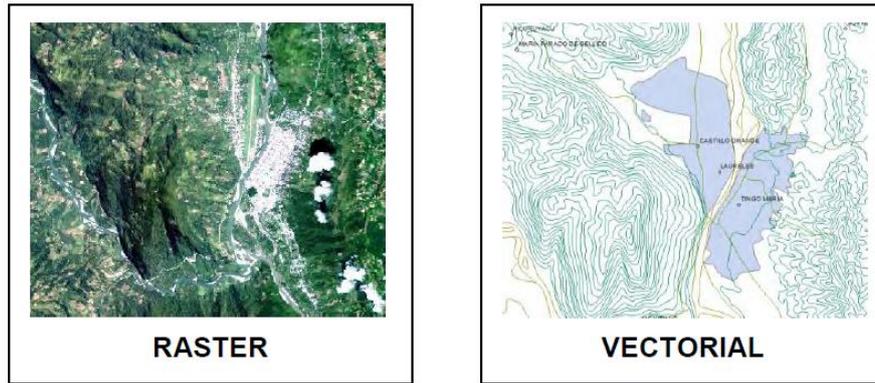


Figura 2. 6: Definición gráfica de los formatos raster y vectorial (Fuente: Puerta, Rengifo y Bravo, 2011).

Los objetos en formato raster son comúnmente fotografías o imágenes digitales. En estos modelos, el espacio geográfico está dividido en sectores denominados píxeles. De esta forma se establece una malla coordenada de píxeles, con origen en la esquina superior izquierda, donde cada píxel tomará el valor de la información geográfica que se encuentra en la posición del píxel.

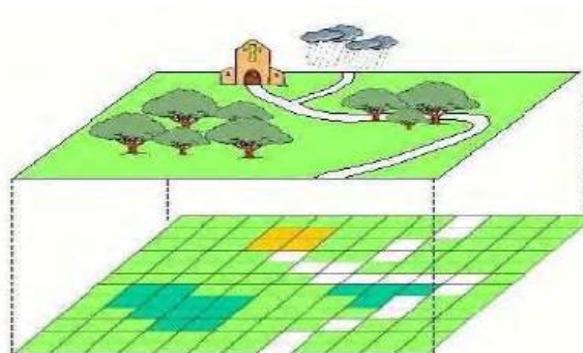


Figura 2. 7: Definición gráfica del formato raster (Fuente: Puerta, Rengifo y Bravo, 2011).

Por otra parte, los objetos en formato vectorial (shape) pueden ser creados a partir de fuentes de información espacial existente, o pueden ser generados desde ARCGIS. Una cobertura vectorial en ARCGIS consta de tres o más archivos con el mismo nombre pero diferente extensión, como son tabla de atributos (.dbf), datos espaciales o geometría (.shp) e índice de los datos espaciales (.shx). Tienen una gran rapidez de visualización y pueden ser editados. Los objetos vectoriales se representan como puntos, líneas y polígonos.

ARCGIS Desktop es un sistema de información geográfica que posee una interface gráfica de usuario para ordenador personal, con manejo sencillo con el ratón, que ofrece la posibilidad de cargar datos espaciales para ser mostrados en forma de mapas, tablas y gráficos. ARCGIS Desktop se compone de tres aplicaciones principales, ArcMap, ArcCatalog y ArcToolbox.

ArcMap permite realizar mapas a partir de capas o datos espaciales, elegir colores y simbología, interrogar a las bases de datos, analizar relaciones espaciales y diseñar salidas impresas. La interfaz ArcMap se compone de una tabla de contenidos donde se listan todas las capas que forman el mapa, una ventana donde se muestra el mapa, y una serie de menús y herramientas para trabajar con las capas y mapas.

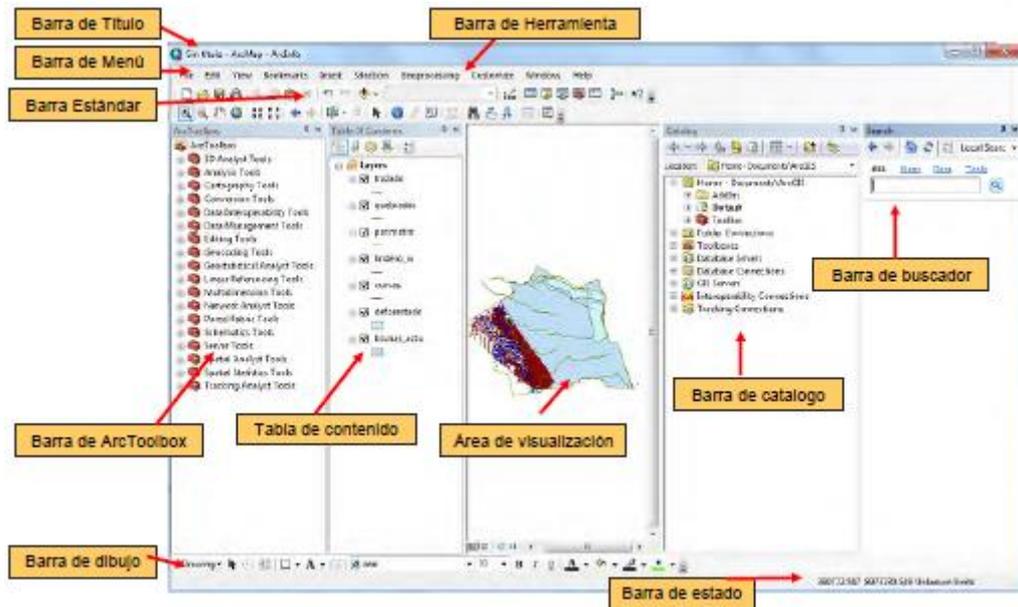


Figura 2. 8: Esquema de la venta principal de ArcMap y componentes (Fuente: Puerta, Rengifo y Bravo, 2011).

ArcCatalog permite manipular y acceder a la información geográfica de un modo fácil, de manera semejante al Explorador de Windows. Los datos se presentan como una estructura de árbol, y a la derecha de la pantalla se pueden observar los archivos espaciales en miniatura.

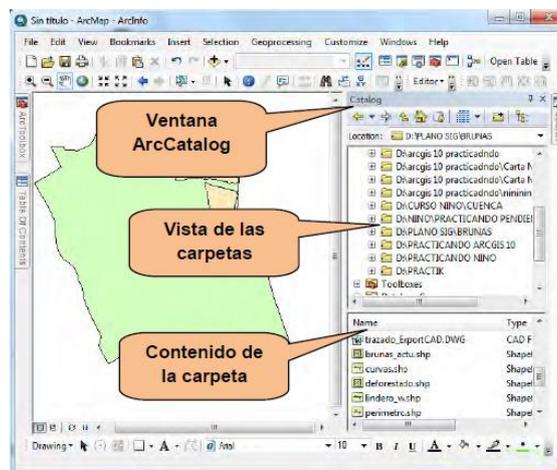


Figura 2. 9: Esquema de la ventana ArcCatalog y componentes (Fuente: Puerta, Rengifo y Bravo, 2011).

ArcToolbox permite la gestión de datos espaciales, convertir los datos de un formato a otro, introducir sistemas de referencia, cambiar proyecciones de los datos, análisis vectorial y raster, y análisis estadístico. Las herramientas se encuentran organizadas temáticamente, y mediante el empleo de asistentes intuitivos permiten realizar funciones de forma sencilla e inmediata. Su mayor potencial lo constituyen las funciones para análisis espacial.

GISRED (Bartolín, 2003)

GISRED es una extensión para el programa ArcView GIS 3.2 que integra el software de modelación hidráulica EPANET 2.0 manteniendo todas las opciones GIS originales de ArcView GIS 3.x.

En consecuencia, la extensión GISRED de ArcView es una herramienta de ayuda al ingeniero hidráulico en materia de modelación de redes de distribución de agua y procesos de toma de decisiones, dentro de un entorno GIS.

Las principales funciones que el usuario será capaz de realizar con la extensión GISRED son:

- Gestión de múltiples proyectos GISRED usando el Gestor de Proyectos personalizado.
- Realizar copias múltiples (clones) del mismo proyecto.
- Importar información de diferentes fuentes tales como archivos CAD, archivos EPANET,...
- Realizar interpolaciones de cotas en cada nodo.
- Asignar demandas a los nodos seleccionados.
- Calibrar redes usando métodos de búsqueda basados en Algoritmos Genéticos.
- Definir tantas configuraciones de calibración como sean necesarias.
- Ejecutar simulaciones de período extenso y mostrar los resultados sobre el escenario.
- Realizar consultas sobre la red y sobre resultados en temas seleccionados.
- Comprobar la conectividad de la red en base a algoritmos de la teoría de grafos.

Los típicos pasos llevados a cabo cuando se usa la extensión GISRED para crear modelos de redes de distribución de agua son:

1. Dibujar una representación de la red o importar la descripción básica de la red desde un archivo CAD, un shapefile o desde EPANET.
2. Comprobar los errores de importación.
3. Simplificar la red (si se requiere).
4. Editar las propiedades de los objetos que conforman el sistema.
5. Describir el modelo de operación del sistema definiendo patrones de demanda (demand patterns), curvas características de bombas (pump curves), reglas de control, etc.
6. Interpolar las cotas de los nodos seleccionados.
7. Asignar demandas.
8. Seleccionar las opciones de análisis.
9. Calibrar la red manualmente como primera aproximación.
10. Ejecutar el análisis hidráulico/de calidad del agua.
11. Observar los resultados del análisis.
12. Definir las configuraciones de calibración.
13. Calibrar la red usando el calibrador GISRED GA.
14. Comprobar los resultados de la calibración.
15. Realizar una nueva simulación.
16. Analizar los resultados de nuevo.

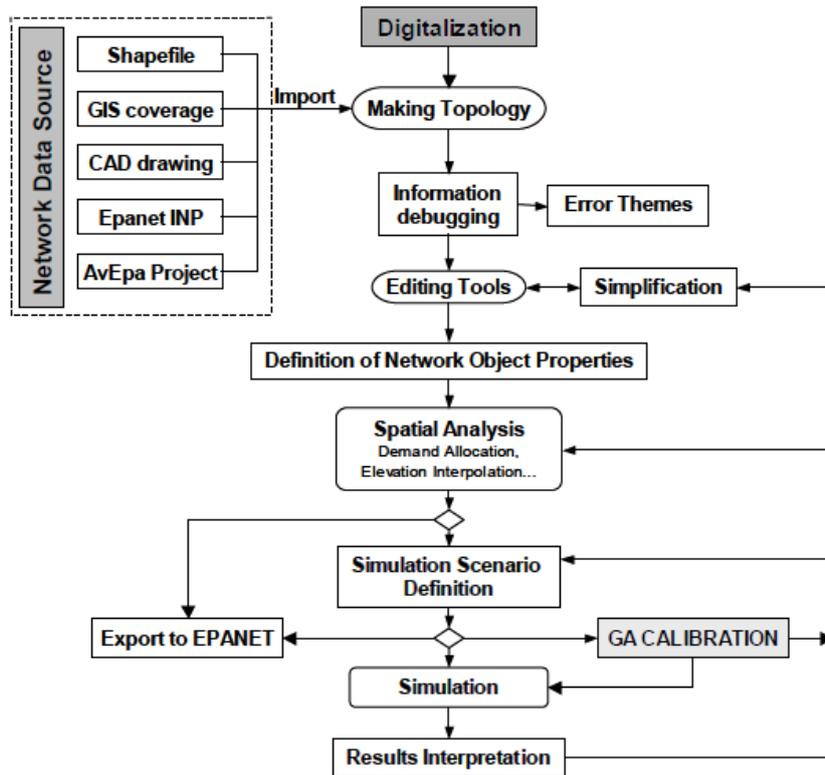


Figura 2. 10: Diagrama de flujo del proceso de creación de modelos con GISRED (Fuente: Bartolín, 2004).

2.3. INDICADORES DE EFICIENCIA PARA LA EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN DEL BINOMIO AGUA-ENERGÍA EN LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN PRESIÓN

2.3.1. Definición de los indicadores de eficiencia

Existen dos conceptos fundamentales a la hora de evaluar la gestión de una actividad en relación al cumplimiento de una serie de objetivos. Estos son la eficacia, que mide el grado de cumplimiento de un determinado objetivo (mide el qué); y la eficiencia, que mide la cantidad de recursos utilizados para el cumplimiento del objetivo (mide el cómo).

Por su parte, la medición de la eficacia y eficiencia de la gestión se realiza por medio de indicadores, que comparados con valores de referencia, permiten evaluar esa gestión. Por tanto, se puede distinguir entre Indicadores de Eficacia e Indicadores de Eficiencia.

Puesto que, como se expuso en el apartado anterior, el proceso de optimización del binomio agua-energía en las ITDAP se centra en los recursos agua y energía consumidos para satisfacer las necesidades de caudal y presión de los usuarios del agua, será necesario evaluar la eficiencia en la gestión del consumo de ambos recursos, distinguiendo entre eficiencia hídrica y eficiencia energética.

Por tanto, tras la modelación matemática de la ITDAP, el siguiente paso en el proceso de optimización del binomio agua-energía será evaluar mediante Indicadores de Eficiencia la gestión hídrica y energética de la instalación, apoyándose sobre Indicadores de Eficacia que muestren el grado de cumplimiento de los objetivos.

2.3.2. Indicadores para la evaluación de la gestión hídrica

El objetivo principal de las ITDAP es el de transportar y distribuir un volumen de agua suficiente para suplir las necesidades cuantitativas de todos los usuarios finales del agua, utilizando para ello las distintas fuentes naturales de recursos hídricos disponibles. Por tanto, el nivel de eficacia de una ITDAP desde el punto de vista de la gestión hídrica será mayor cuanto mayor sea la garantía de suministro hídrico a los usuarios que abastece.

Según la Ley de Aguas, las concesiones de agua se otorgarán de acuerdo con un orden de preferencia que establece el Plan Hidrológico de la cuenca correspondiente. De forma general, a la cabeza de este orden de preferencia se encuentra el abastecimiento urbano, incluyendo las industrias conectadas a la red municipal de agua. Seguidamente, se sitúan la industria y la agricultura, y finalmente el uso energético y otros usos. De acuerdo

con este hecho, en condiciones normales la garantía de suministro urbano es total, siendo la industria y la agricultura las que sufrirán déficits de agua en situaciones de escasez.

Por tanto, en el caso de las ITDAP que abastecen el regadío o un uso industrial se debe evaluar la garantía de suministro. Para ello, se utilizará un Indicador de Eficacia que relacione el volumen de agua disponible para cada unidad de producción, en el caso del regadío m^3/Ha . Relacionando este indicador con las necesidades hídricas se consigue evaluar la eficacia de la gestión hídrica.

Por otra parte, en el ciclo integral del agua se producen pérdidas de agua, es decir, una cierto volumen no registrado, diferencia entre el volumen total captado en el medio natural e inyectado a la red de transporte y distribución, y el volumen registrado en los contadores de los usuarios finales o volumen facturado. La naturaleza de estas pérdidas es muy diversa, siendo la mayor parte de ellas producto de fugas en la red de transporte o distribución, mal funcionamiento del parque de contadores, explotaciones ilegales, y fugas, desbordamientos y evaporación en depósitos y embalses.

Para evaluar la eficiencia de la gestión hídrica, se utiliza como indicador la **Eficiencia de la Distribución (ED)**, que expresa en forma de porcentaje la relación entre el volumen de agua registrado en los contadores de los usuarios finales respecto al volumen de agua inyectado a la red o volumen captado en el medio natural.

Además de estos dos indicadores principales, se podrán utilizar otros Indicadores de Eficiencia específicos para complementar la evaluación de la gestión hídrica, como puede ser por ejemplo el **Grado de Aprovechamiento de la Infraestructura**, que relaciona los usuarios realmente abastecidos respecto a los usuarios que potencialmente podría abastecer una determinada ITDAP.

2.3.3. Indicadores para la evaluación de la gestión energética

Las ITDAP se pueden diferenciar en dos grupos principales según sus necesidades energéticas:

- **ITDAP por gravedad:** Constituido por las instalaciones con condiciones topográficas favorables, en las que el movimiento del agua en presión se produce por acción gravitatoria, y por tanto no son consumidoras de energía.
- **ITDAP por impulsión:** Constituido por las instalaciones con condiciones topográficas desfavorables, en las que se requiere una aportación energética exterior por medio de equipos de bombeo para movilizar el flujo del agua, y por tanto son consumidoras de energía.

ITDAP por gravedad

En las ITDAP por gravedad, al no ser consumidoras de energía, su eficiencia energética desde el punto de vista de consumo es completa. Por tanto, este tipo de instalaciones tienen una eficiencia energética del 100 %.

Sin embargo puede darse la posibilidad de que existan excesos de energía en la instalación debido a esta situación topográfica favorable, y por tanto aun no siendo instalaciones consumidoras, tienen capacidad de ser productoras energéticas. Por tanto desde este punto de vista sí tiene cabida evaluar la eficiencia energética de la instalación, en la medida del grado de aprovechamiento de los excesos energéticos.

Este aprovechamiento puede llevarse a cabo, o bien por medio de aprovechamientos hidroeléctricos, o bien modificando las condiciones de contorno aguas arriba de la instalación, de forma que se beneficien las ITDAP sí consumidoras situadas aguas arriba.

En el caso de que no tenga cabida un beneficio energético aguas arriba de la instalación, o no sea posible técnicamente, el indicador de eficiencia a utilizar será el **Grado de Aprovechamiento Hidroeléctrico**, que representa el porcentaje de energía aprovechada del total de energía sobrante, entendiendo esta como la energía disipada por cualquier elemento regulador que produzca pérdidas energéticas, como son Válvulas Limitadoras de Presión, Válvulas Limitadoras de Caudal o Válvulas de Rotura de Carga.

En el caso de que se opte por cambiar las condiciones de contorno aguas arriba, la mejora de la eficiencia energética se verá reflejada en la eficiencia energética de la ITDAP consumidora aguas arriba o en la ITDAP global en el caso de que la ITDAP por gravedad considerada sea una subunidad de una ITDAP general consumidora (situación del caso real analizado).

ITDAP por impulsión

En las ITDAP por impulsión, se produce una aportación energética exterior por medio de equipos de bombeo, que en la mayoría de casos absorben energía en forma eléctrica.

En estas instalaciones, la eficiencia energética se ve influenciada por varios factores, que son principalmente:

- **Volumen bombeado:** Volumen de agua inyectado a la instalación que requiere ser bombeado.
- **Rendimiento de los bombeos:** Cantidad de energía absorbida por los equipos de bombeo respecto a la energía realmente suministrada al fluido.

- **Energía aportada por los bombeos:** Cantidad de energía aportada por los equipos de bombeo.
- **Energía necesaria:** Cantidad de energía que requiere el uso final al que se destina la instalación.

Por otra parte, en el caso de los equipos de bombeo eléctricos, que constituyen la gran mayoría, la repercusión económica del consumo energético final se verá influenciada por la gestión de la tarifa eléctrica contratada y su relación con las horas de funcionamiento de los equipos de bombeo. Por tanto, el precio medio por cada unidad de consumo energético (€/kWh) variara según estos dos aspectos.

Por tanto los indicadores de eficiencia a utilizar, deben ser representativos de cada uno de los factores anteriores. En el caso real descrito en este TFG, se han utilizado los indicadores de eficiencia energética descritos en el documento publicado en 2008 por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) "*Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes*". Los más relevantes, utilizables no solo en el ámbito del regadío, se describen a continuación.

- **IE - Intensidad energética:** Relación entre la energía consumida y el volumen inyectado al sistema (kWh/m³).
- **IDE - Índice de Dependencia Energética:** Porcentaje de agua que es bombeado respecto al volumen de agua total inyectado al sistema.
- **ICE - Índice de Carga Energética (mca):** Altura manométrica media suministrada por los equipos de bombeo, incluyendo los puntos de suministro que no requieren bombeo. Se obtendrá como la altura manométrica ponderada según el volumen bombeado por cada grupo de bombeo respecto al volumen total inyectado a la red.
- **EEB - Eficiencia Energética de los Bombeos:** Porcentaje que representa el rendimiento medio de los equipos de bombeo ponderados según la energía consumida por cada grupo de bombeo respecto a la energía total consumida.
- **ESE - Eficiencia de Suministro Energético:** Porcentaje que representa la energía necesaria a aportar al sistema respecto la energía realmente aportada por los grupos de bombeo, obtenida a través del Índice de Carga Energética. La energía necesaria por el sistema se obtendrá como una media ponderada de la energía necesaria en cada punto de consumo (mca) según el volumen consumido por cada uno de ellos respecto el volumen total distribuido.
- **EEG - Eficiencia Energética General:** Resultado de multiplicar el EEB y el ESE.

- **PME - Precio Medio de la Energía:** Relación entre el coste energético total y el consumo energético total (€/kWh).

2.4. OBJETIVOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS

La Optimización de Recursos Hídricos en las ITDAP tendrá como objetivo maximizar el aprovechamiento del agua durante su transporte. En otras palabras, la Optimización de Recursos Hídricos consistirá en ofrecer en todo momento a los usuarios finales la cantidad de agua que requieren, utilizando la menor cantidad de recursos hídricos naturales posibles. En este sentido, los aspectos fundamentales que se abordarán en este apartado serán:

- **Garantía de suministro:** garantizar las necesidades hídricas de los usuarios utilizando las fuentes de recursos hídricos disponibles, velando por un consumo sostenible de las masas de agua naturales.
- **Eficiencia de la Distribución:** minimizar la cantidad de agua no registrada, diferencia entre el volumen agua realmente entregado a los usuarios y el volumen de agua inyectado a la red.

2.4.1. Garantía de suministro

Según la Ley de Aguas, en el caso de España la concesión de agua para abastecimiento urbano es prioritaria, siendo un objetivo de la gestión hídrica nacional. Sin embargo esta situación influye en la garantía de suministro de la agricultura de regadío (70 % del consumo de agua en el mundo) y el uso industrial (20 %), siendo los sectores que más se ven influenciados por las fluctuaciones cuantitativas de las masas naturales de agua, producidas principalmente por irregularidades meteorológicas.

Una gestión hídrica eficaz desde el punto de vista de la garantía de suministro será aquella que tenga la capacidad de adaptarse a una situación de déficit de agua, entendiendo este como la diferencia entre el volumen de agua disponible para un determinado uso y la necesidad hídrica del uso. Un déficit de agua puede producirse de forma temporal, como consecuencia de un aumento de la demanda y/o un descenso de la disponibilidad de agua durante un período concreto; o de forma permanente, por tener la cuenca hidrográfica correspondiente un déficit de agua global.

La capacidad de una ITDAP para adaptarse a un déficit temporal depende de su infraestructura de regulación. Un uso en el que existe déficit temporal pero no déficit permanente implica que existirán períodos de superávit, donde los recursos hídricos disponibles serán superiores a la demanda de agua. Por tanto, la garantía de suministro será total cuando la capacidad de regulación de la ITDAP sea capaz de almacenar el agua sobrante en períodos de superávit para disponer de suficientes reservas hídricas en los períodos de déficit, de forma que se satisface completamente la demanda de los usuarios. En nuestro país esta situación de déficit temporal se produce principalmente en el período estival, debido al notable descenso de las precipitaciones y las altas temperaturas.

Por otra parte, cuando existe un déficit permanente de la fuente de recursos hídricos, para aumentar la garantía de suministro se deberá suplir este déficit con otras fuentes de recursos hídricos alternativas.

A gran escala, una alternativa para suplir el déficit de una cuenca completa son los trasvases de recursos hídricos entre cuencas, como es el caso del trasvase Tajo-Segura. Sin embargo este método presenta un inconveniente, el volumen trasvasado entre cuencas se ve influenciado por las necesidades hídricas, medioambientales y las fluctuaciones de la cuenca cedente, y por tanto el volumen trasvasado se encontrará limitado y no garantizará suplir completamente el déficit, aunque sí reducirlo.

Dado la importancia de la escasez hídrica, durante las últimas décadas han surgido diferentes tecnologías que permiten la utilización de nuevas fuentes de recursos hídricos, denominadas no convencionales o alternativas, que de otra forma no lo serían. Este es el caso de la desalación de agua marina y la reutilización directa de aguas residuales.

La desalación de agua de mar es una de las tecnologías más prometedoras en materia de abastecimiento hídrico no convencional. En España existen más de 700 plantas desaladoras tanto de agua de mar como de agua salobre, con una capacidad instalada de alrededor de 800.000 m³/día (HISPAGUA, 2014). Sin embargo esta tecnología presenta algunas controversias que generan rechazo frente a esta fuente de recursos hídricos. Una de ellas es el alto coste unitario del agua desalada, como consecuencia de las grandes inversiones y costes de explotación, en especial energéticos, que requiere la desalación. El otro gran inconveniente es la repercusión medioambiental en los ecosistemas costeros del residuo derivado de la desalación, la salmuera. A pesar de ello, esta tecnología presenta unas grandes expectativas de crecimiento a largo plazo, a la espera de que los avances tecnológicos la conviertan en una tecnología económicamente competitiva y reduzcan su impacto ambiental. El uso de agua desalada en aquellos sistemas que sufren déficit de agua es una de las alternativas reales para garantizar el suministro hídrico de forma sostenible.

Por su parte, la reutilización directa de aguas residuales es otra de las tecnologías más utilizadas como abastecimiento hídrico alternativo durante los últimos años. Mediante esta tecnología, las aguas residuales depuradas ya usadas pasan a ser una fuente de recursos hídricos utilizable de nuevo, gracias a un tratamiento terciario que dependerá del uso al que sea destinada el agua regenerada. Entre las principales ventajas de esta tecnología destacan su fiabilidad frente a irregularidades meteorológicas y su cercanía a los núcleos urbanos, lo que la convierten en una de las fuentes alternativas con mayor proyección a corto y medio plazo. Su principal inconveniente es su alto coste, aunque sensiblemente menor al caso de agua desalada; y su restricción a determinados usos, bien por controversia social o bien por requisitos cualitativos. Aunque a priori no constituyen un aumento importante de la masa de agua de la cuenca, ya que la mayor parte de las aguas residuales son reutilizadas indirectamente, al realizar un segundo uso sobre el agua se consigue liberalizar parte de la demanda, y

por tanto aun sin aumentar la cantidad de agua de la cuenca se aumenta la disponibilidad de recursos hídricos, con lo que se consigue reducir el déficit global de agua.

Por tanto, mejorar la garantía de suministro de una ITDAP requerirá aumentar las capacidades de regulación, en el caso de una falta de garantía de suministro o déficit de agua temporal, o analizar la viabilidad técnica y económica para la utilización de las tecnologías de abastecimiento hídrico alternativo en el caso de un déficit permanente.

2.4.2. Eficiencia de la Distribución

La Eficiencia de la Distribución (ED) es un indicador de eficiencia que refleja el volumen facturado respecto el volumen que es inyectado en la red. El origen de este volumen no facturado puede ser autorizado, cuando son consumos permitidos y de interés común (p.e. limpieza de tuberías o emergencias); y no autorizado, que constituyen las pérdidas de agua (IWA, 2000).

Las pérdidas de agua producidas en las ITDAP se distinguen entre **pérdidas reales** y **pérdidas aparentes**. Las pérdidas reales son aquellas que se deben a una causa física, mientras que las pérdidas aparentes son aquellas que se producen por causas no físicas (IWA, 2000).

La Eficiencia de la Distribución óptima será un equilibrio entre el coste anual de control de pérdidas para mantener una cierta eficiencia y el coste anual que supone no facturar las pérdidas (óptimo económico).

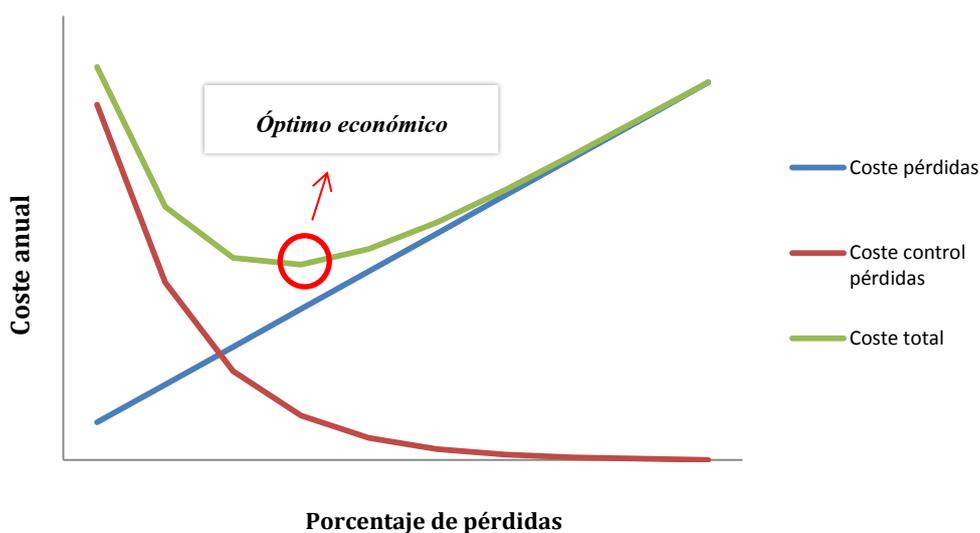


Figura 2. 11: Optimización económica en el control de pérdidas de agua.

Pérdidas Reales

Las pérdidas reales o físicas representan la mayor proporción de las pérdidas (70-80 %). Estas pérdidas pueden ser visibles, y por tanto fácilmente detectables, y no visibles. Las pérdidas reales son debidas principalmente a:

- **Fugas.** Producidas en tuberías y depósitos, especialmente cuando tienen cierta edad.
- **Roturas y averías.** Grandes fugas de origen accidental.
- **Evaporación.** Producidas en los elementos de almacenamiento y regulación sobre los que incide directamente la radiación solar, es decir no cubiertos.
- **Desbordamientos.** Producidos en elementos de almacenamiento y regulación al superarse la capacidad de los mismos.

Aunque gran parte de estas pérdidas son evitables, existe un cierto volumen de pérdidas reales inevitables, que corresponden al volumen de pérdidas reales que se producirían aun disponiendo de la tecnología más eficiente del mercado. Por lo tanto el margen de mejora de las pérdidas reales estará definido por la diferencia entre las pérdidas reales, y las pérdidas reales inevitables.

Las medidas disponibles para reducir las pérdidas reales evitables pueden ser de **carácter preventivo**, medidas llevadas a cabo antes de que ocurra el fallo; y de **carácter correctivo**, correspondientes a las medidas que tienen lugar cuando ocurre el fallo.

Entre las medidas de carácter preventivo destacan:

- **Gestión de la presión:** Controlar los valores de presión producidos en la red, evitando los excesos de presión. Esta medida ayuda a disminuir las probabilidades de rotura o avería, aumentar la vida útil de los elementos de la red y reducir el caudal de fuga.
- **Mantenimiento de la infraestructura:** El correcto mantenimiento de los elementos de la red y la renovación de aquellos elementos con alta edad reducen las probabilidades de que se produzcan fugas y roturas en la red.
- **Sectorización de la red:** Disponer de elementos de aislamiento en tramos de alta probabilidad de fugas o roturas (altas presiones, tuberías viejas, etc.) ayuda a ubicar y reparar las fugas y roturas, reduciendo su impacto tanto en el volumen de pérdidas como en la afección a los usuarios.

- **Monitorización de la red:** La medición de los principales parámetros de la red permite conocer las condiciones técnicas de la red en pleno funcionamiento, de forma que es más sencillo identificar una situación de fuga, rotura o avería.

Entre las medidas de carácter correctivo destacan:

- **Búsqueda de fugas:** Las fugas visibles son de fácil identificación y reparación. En cuanto a las fugas no visibles, su principal problema radica en la dificultad de ubicarlas. En la actualidad las técnicas para la búsqueda y reparación de fugas no visibles consisten en la realización de pruebas hidráulicas, que permiten acotar el tramo donde se ubican las fugas; y pruebas de geófono, que detectan el sonido de las fugas y permite ubicarlas de manera más exacta.
- **Realización de cubiertas:** Esta solución es la medida a utilizar en elementos de almacenamiento sometidos a la acción solar, situados en zonas climáticas con temperaturas elevadas, donde se evapora un volumen de agua importante. Este método es muy utilizado en las balsas presentes en las infraestructuras de regadío.

Pérdidas Aparentes

Las pérdidas aparentes o comerciales son aquellas que no se deben a causas físicas. Aunque este tipo de pérdidas representan un porcentaje menor que las pérdidas reales y muestran una tendencia a la baja, estas pérdidas no deben subestimarse, pues a diferencia de las reales, las pérdidas aparentes representan un volumen de agua que, a pesar de ser producido, transportado, tratado y entregado al cliente con los costes que esto representa, no genera ingresos. Las pérdidas aparentes son debidas principalmente a:

- **Inexactitudes de medición:** La más común. Debido principalmente a un deterioro de los contadores o una mala calibración. La evaluación de las pérdidas aparentes debidas a este motivo se pueden estimar seleccionando un grupo representativo de contadores o mediante pruebas in-situ.
- **Errores de contabilidad:** Errores en el manejo de los datos de facturación. Los errores de lectura se pueden reducir introduciendo rutinas de trabajo estandarizadas.
- **Consumo no autorizado:** Robo de agua, manipulación de contadores y conexiones ilegales.

2.5. OBJETIVOS DE LA OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

Los objetivos de la optimización energética en una ITDAP serán los siguientes.

- **Reducción del consumo energético:** minimizar los kWh/m³.
- **Reducción del coste energético:** minimizar los €/m³ en concepto de gastos energéticos.

El primer caso se define como mejora de la eficiencia energética de la instalación. En este caso se reduce la cantidad de energía utilizada, y por tanto aporta un beneficio ambiental al reducir las emisiones de GEI necesarias para la producción energética. Para alcanzar este objetivo, se puede actuar tanto en los elementos físicos de la infraestructura como en el modelo de gestión y organización de la misma. Puesto que la Eficiencia Energética General de las ITDAP dependen de los indicadores de eficiencia **EEB** y **ESE**, según lo expuesto en el apartado anterior, la minimización del consumo energético requerirá optimizar estos dos indicadores de eficiencia.

- **EEB - Eficiencia Energética de los Bombeos:** maximizar el rendimiento energético de los grupos de bombeo.
- **ESE - Eficiencia de Suministro Energético:** minimizar la energía aportada por los grupos de bombeo, ajustándola a las necesidades energéticas reales.

El segundo concepto sin embargo consiste en conseguir el mejor precio posible para una cierta distribución temporal del consumo energético en la instalación, es decir, **minimizar el Precio Medio de la Energía (PME)**. En este caso no se reduce la energía utilizada, y por lo que a priori no aporta un beneficio ambiental. Sin embargo un menor coste de la energía implica una menor demanda de la misma, por tanto al consumir energía en períodos valle, y al ahorrar en períodos punta se favorece la regulación del mercado eléctrico, disminuyendo las necesidades de consumir recursos energéticos fósiles en períodos de máximo consumo. En este caso, las medidas a adoptar para conseguir la optimización están relacionadas con la gestión, tanto de la explotación de la propia instalación como del contrato eléctrico.

Para conseguir este objetivo existen principalmente dos aspectos relevantes.

- **Tarifa eléctrica contratada** (o mercado pass-pool): estudio del mercado eléctrico y de las necesidades energéticas de la infraestructura con el objetivo de optimizar el coste total anual de la factura eléctrica.

- **Calendario de funcionamiento de los equipos de bombeo:** organizar la explotación de la infraestructura para hacer coincidir las horas de mayor consumo con las horas valle, donde el precio de la energía es más favorable.

2.5.1. Eficiencia Energética en las estaciones de Bombeo

Los equipos de bombeo son una parte fundamental en las redes de transporte de agua en presión, ya que son los encargados de aportar la presión que no puede ser obtenida por gravedad, necesaria para el correcto funcionamiento de la red o de los elementos que conforman el uso final del agua.

A su vez, es el elemento que supone el mayor consumo energético en el transporte de agua en presión, y por tanto uno de los puntos críticos más importantes, a la hora de valorar la eficiencia energética en estas infraestructuras.

Una bomba es una máquina hidráulica que transforma energía mecánica en energía hidráulica o energía del flujo. El rendimiento energético, o eficiencia, de una bomba se define como la relación entre la Potencia Útil transmitida al fluido (P_u) y la Potencia Entregada por el motor (P_e).

$$\eta = \frac{P_u}{P_e}$$

La Potencia Útil se define como la potencia energética que transmite el sistema motor-bomba al fluido impulsado. Esta potencia coincide con la potencia energética de un fluido, o también denominada potencia hidráulica.

$$P_u = \gamma \cdot Q \cdot H$$

Siendo:

- γ : Peso específico del fluido (N/m^3)
- Q : Caudal (m^3/s).
- H : Carga o altura (m). En el caso de las bombas, H es definida como la altura manométrica.

Por otra parte, la Potencia Entregada se puede definir como la potencia energética que absorbe el motor. En un motor eléctrico, esta potencia coincide con la potencia demandada a la red eléctrica, que al multiplicar por el tiempo de trabajo de la bomba, se traduce en la energía eléctrica demandada a la red o consumo energético de la bomba.

Los datos técnicos de las bombas se suelen representar mediante lo que se denominan Curvas Características (CC). Estas definen, para una velocidad de funcionamiento determinada (rpm), la relación entre el caudal suministrado por la bomba (Q) y otras variables, principalmente altura manométrica (H) y eficiencia (η).

- Curva Característica H-Q: $H_{BOMBA} = A + B \cdot Q - C \cdot Q^2$
- Curva Característica η -Q: $\eta = E \cdot Q - F \cdot Q^2$

Siendo A, B, C, E y F coeficientes que dependerán de las características de la bomba.

Por otra parte, se define el Punto de Funcionamiento (PF) de una bomba como el punto [Q,H] intersección entre la curva característica caudal-altura manométrica y la curva resistente del circuito al que abastece. El PF marcará los valores de Q y H que una determinada bomba aportará a la red a la que está conectada si no existen otras restricciones.

La curva resistente del circuito estará definida por la altura geométrica o estática, diferencia de cotas; y por la altura dinámica, resultado de las pérdidas de altura producidas por fricción, y localizadas (válvulas), que dependerán del caudal circulante.

- Curva Resistente: $H_r = H_g + r \cdot Q^2$
- Punto de Funcionamiento: $H_{BOMBA} = H_r \rightarrow (Q_0, H_0)$

De acuerdo con estos conceptos, se puede extraer una primera conclusión en cuanto a la optimización energética en bombas.

- Una bomba tendrá un funcionamiento energético óptimo cuando su PF coincida con el máximo de la curva caudal-eficiencia.

Rendimiento óptimo:

$$\frac{d\eta}{dQ} = 0 \rightarrow E - 2F \cdot Q = 0 \rightarrow Q_N = \frac{E}{2F}$$

Cumplir este objetivo sería posible cuando existe libertad para definir el caudal de funcionamiento de la bomba, como por ejemplo en el caso de abastecimiento en alta, siempre y cuando la fuente de captación lo permita. Sin embargo, principalmente en el caso del abastecimiento en baja, el caudal es fijado por la demanda de los usuarios, y por tanto muy variable en el tiempo.

A este hecho se le suma la necesidad de dimensionar los equipos de bombeo para satisfacer la máxima demanda del sistema, lo cual implica que existen períodos donde el equipo de bombeo se encontrará

sobredimensionado. Esto supone que en los momentos donde la demanda es muy baja, es decir cuando los caudales demandados son muy reducidos, se producirán caudales excesivos en la red. Tradicionalmente para evitar estos excesos de caudal se usan técnicas como el estrangulamiento de válvula o el by-pass, que producen una disipación de la energía sobrante y por tanto son ineficientes (IDAE, 2008).

Actualmente, para evitar las ineficiencias de los métodos clásicos, se utilizan en la mayoría de sistemas de bombeo de cierta entidad variadores de frecuencia, equipos que reducen la potencia absorbida por la máquina reduciendo la velocidad de giro, con el objetivo de adaptar su PF a las necesidades de la red, constituyendo lo que se denominan Bombas de Velocidad Variable (BVV). Se ha constatado que las instalaciones de bombeo donde existe al menos una BVV son más eficientes, producen menos desgaste sobre los elementos mecánicos, y reducen los ruidos y vibraciones (IDAE, 2008).

Las BVV requieren de un autómata, en el cual se establece una variable de consigna de forma que el resto de variables se adaptarán para funcionar en ese punto de consigna. En el caso de los bombeos se suele establecer en el autómata una presión de consigna, de forma que para una determinada demanda de agua, la velocidad de giro de la turbomáquina variará para adaptarse al PF correspondiente a la presión de consigna y el caudal de demanda.

Las relaciones entre la velocidad de giro (N), y las principales variables de una misma turbomáquina se obtienen mediante lo que se denomina Teoría de Semejanza de las Turbomáquinas.

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{N_1^2}{N_2^2} = \alpha^2 \quad \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad \frac{P_1}{P_2} = \frac{N_1^3}{N_2^3} = \alpha^3 \quad \frac{\eta_1}{\eta_2} = 1$$

Se puede comprobar que al variar la velocidad de la bomba el rendimiento es el mismo que el de su punto homólogo en funcionamiento a velocidad nominal, por tanto existirán curvas de isorrendimiento. Sin embargo la potencia absorbida por el motor disminuye un valor igual al cubo de la relación entre velocidades, al igual que la energía consumida. Puesto que las relaciones de caudal y de velocidades se relacionan linealmente, esto significa que si el caudal demandado desciende al 80 % del caudal de diseño, se ahorra casi un 50 % de energía respecto al funcionamiento a velocidad fija.

De acuerdo a lo expuesto, para conseguir la optimización del rendimiento energético de los equipos de bombeo se deberán llevar a cabo las siguientes estrategias.

Grupos de Bombeo con PF prácticamente fijo

- En este caso, debe asegurarse que el PF al que trabaja la bomba coincida aproximadamente con el punto de máximo rendimiento.

Grupos de Bombeo con PF variable

- Disponer de al menos una BVV, y estudiar cual es el número óptimo económico de BVV a establecer en el caso de que existan varios grupos de bombeo trabajando en paralelo y las demandas sean muy variables.
- En el caso de disponer de varios grupos de bombeo trabajando en paralelo estudiar la secuencia de funcionamiento para la que se obtienen mayores rendimientos.
- En el caso de sectorización de la red, añadir como criterio el rendimiento de los bombeos obtenidos en cada sector. La sectorización con criterios energéticos se describe en el apartado 2.5.3.

2.5.2. Eficiencia de Suministro Energético

Según se establece en el “*Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes*” del IDAE, el ESE se obtiene como cociente entre la energía necesaria a aportar al sistema y la energía realmente aportada por el bombeo, obtenida a través del ICE.

Por tanto, para la optimización de la ESE las opciones son:

- Minimizar la energía necesaria a aportar (ΔE).
- Minimizar el ICE.

El primero de ellos no es siempre posible, ya que la energía necesaria en los nudos de consumo suele estar definida, y por tanto el factor ΔE es constante. Por tanto la única opción normalmente será minimizar el ICE, es decir la altura manométrica suministrada por los bombeos, con el objetivo de ajustarla lo máximo posible a las necesidades reales. Esto puede llevarse a cabo por medio de la sectorización de la instalación, o mediante la reducción de las pérdidas por fricción.

Las pérdidas por fricción dependerán de la tipología de tubería, por lo que su reducción parte por la sustitución de las tuberías con mayores pérdidas por fricción. Económicamente, esta medida no suele ser rentable, ya que el coste asociado a sustituir un tramo de tubería suele ser mucho mayor al ahorro conseguido. En instalaciones de nuevo diseño sí es un factor a considerar.

2.5.3. Sectorización con criterios energéticos

La sectorización de una ITDAP consiste en establecer sectores hidráulicos de funcionamiento independiente, bien por una separación física o bien por una separación en intervalos de tiempo (turnos), según sean los objetivos de la optimización y las características de la ITDAP considerada.

Existen distintos criterios a la hora de sectorizar una ITDAP, aunque en el caso de la optimización energética, el criterio por el cual se regirá la sectorización será el de minimizar el consumo energético de la ITDAP, o de manera equivalente maximizar la EEG de la ITDAP, mediante una intervención tanto en el EEB como en el ESE.

La sectorización física se realiza con el objetivo de dividir la ITDAP en redes independientes, habitualmente por criterios de cotas homogéneas, las cuales requerirán de una aportación energética en cabecera distinta, es decir, una ICE distinto para cada sector. En este caso, será necesario disponer de un equipo de bombeo, o cualquier otro elemento que aporte presión a la red, independiente para cada sector.

En la sectorización física, los criterios que marcarán la sectorización óptima serán de naturaleza económica, siendo la sectorización óptima un equilibrio entre el ahorro económico que supondría la mejora de la eficiencia y el coste económico de la infraestructura a realizar (óptimo económico).

La sectorización por intervalos de tiempo puede tener como objetivos disminuir el ICE necesario y/o mejorar el EEB. En este caso la instalación es la misma para todos los sectores, pero las necesidades de impulsión serán distintas para cada intervalo de tiempo. En esta situación no es necesario disponer de un equipo de bombeo para cada sector, aunque sí será necesario disponer de al menos un variador de frecuencia en el que sea posible programar la presión de consigna para adaptarse a las necesidades de cada sector, y así conseguir disminuir el ICE general.

En la sectorización por intervalos de tiempo la inversión a realizar es prácticamente nula, por lo que el criterio para la sectorización será minimizar el consumo energético, representado por la IE (kWh/m^3). La resolución de este problema de optimización puede llevarse a cabo mediante criterios sencillos, como pueden ser sectorización por cotas homogéneas, o mediante algoritmos complejos que ofrecen resultados más exactos, como es el caso por ejemplo de la utilización de Algoritmos Genéticos. La elección de una resolución por métodos sencillos simplificados o algoritmos complejos de mayor exactitud dependerá de la repercusión energética que tendrá la sectorización respecto al consumo energético global de la ITDAP.

2.5.4. Tarifa eléctrica

Desde Julio de 2009, el mercado eléctrico español es un mercado liberalizado, donde todos los consumidores pueden elegir libremente su suministrador de electricidad. A pesar de ser un mercado liberalizado, el Estado ofrece una tarifa única, para el caso de los pequeños consumidores con una potencia contratada menor o igual a 10 kW, para aquellos que no deseen buscar ofertas en el mercado liberalizado, denominada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), y donde exista la posibilidad de contratar sin Discriminación Horaria (DH) o con DH en 2 o 3 períodos.

En la modalidad de mercado libre, obligatoria para los consumidores con potencia contratada mayor a 10 kW o voluntaria para el resto, el consumidor llega a un acuerdo con una comercializadora eléctrica. En este contrato, se paga un peaje de acceso a la energía eléctrica que incluyen los gastos asociados al uso de la red eléctrica, regulado cada 3 meses por el Estado a través del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el que se establece públicamente a través del BOE el precio anual del término de potencia (T_p) en €/kWh y año, y un término de energía activa (T_e) en €/kWh. Además de este peaje de acceso, las comercializadoras ofrecen a los consumidores de manera libre un precio final del T_e en €/kWh, que incluyen la parte del T_e correspondiente al peaje de acceso y la retribución a la comercializadora, y que únicamente podrá variar trimestralmente. Además del T_p y el T_e , se produce un recargo por exceso de energía reactiva (T_r) cuya tarifa también se encuentra regulada por el Estado. A estos costes se le añade la parte correspondiente a impuestos, que incluyen el impuesto sobre la electricidad y el IVA (21%).

Tanto en la modalidad de PVPC como en la modalidad de mercado libre, los precios del T_p y el T_e se encuentran diferenciados por tarifas, aunque a partir de julio de 2014 la compañías podrán ofrecer también un precio del T_e para cada hora del año, tal y como sucede en el mercado de compra y venta de la electricidad, donde cada día se establecen los precios horarios de la energía eléctrica del día siguiente.

Las tarifas ofrecidas en el mercado libre se distinguen por suministro en Baja Tensión (BT) y en Alta Tensión (AT), siendo AT cuando la tensión de acometida sea mayor a 1kV. En BT se ofrecen tarifas sin DH o con DH en 2 o 3 períodos, mientras que en AT se ofrecen tarifas con DH en 3 o 6 períodos. Las tarifas ofrecidas actualmente son las siguientes.

TABLA 2. 1: COLECTIVOS DE APLICACIÓN PARA CADA TARIFA ELÉCTRICA

BAJA TENSIÓN		
Nombre de la tarifa	Colectivo de aplicación	DH
2.0A	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	No
2.0DHA	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	2 periodos
2.0DHS	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	3 periodos
2.1A	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	No
2.1DHA	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	2 periodos
2.1DHS	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	3 periodos
3.0A	$P_c > 15 \text{ kW}$	3 periodos

ALTA TENSIÓN		
Nombre de la tarifa	Colectivo de aplicación	DH
3.1A	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$	3 periodos
6.1	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$	6 periodos
6.2	$36 \text{ kV} < T \leq 72,5 \text{ kV}$	6 periodos
6.3	$72,5 \text{ kV} < T \leq 145 \text{ kV}$	6 periodos
6.4	$T > 145 \text{ kV}$	6 periodos
6.5	Conexiones Internacionales	6 periodos

La optimización del contrato eléctrico u optimización de tarifa eléctrica tendrá tres objetivos fundamentales, correspondientes a cada uno de los términos de la factura sin tener en cuenta impuestos.

- Minimizar el coste total del Término de Potencia.
- Minimizar el PME (Precio Medio de la Energía, €/kWh).
- Minimizar la Energía Reactiva.

Término de Potencia (Tp)

La Potencia Facturada (Pf) en un contrato eléctrico depende de la Potencia Máxima (Pm) registrada en el máxímetro del contador de la instalación y la Potencia Contratada (Pc), de acuerdo con las siguientes condiciones:

- Si $P_m \leq 0,85P_c$, entonces $P_f = 0,85P_c$

- Si $0,85P_c < P_m \leq 1,05P_c$, entonces $P_f = P_m$

- Si $P_m > 1,05P_c$, entonces $P_f = P_m + 2 \cdot (P_m - 1,05 \cdot P_c)$

De acuerdo con estos condicionantes, para no sufrir recargos por exceso de potencia o no pagar más potencia de la que realmente se consume, Pc deberá ser mayor al 95 % de la máxima Pm registrada e inferior al 117 % de la misma. Esta estrategia, será óptima en el caso de que Pm tome valores más o menos constantes, que suele ser lo habitual en el caso de las ITDAP.

Por otra parte, cuando estamos ante una tarifa con DH, el precio del Tp es distinto para cada período, siendo las diferencias entre precios máximos y mínimos de hasta el 700%. Esta situación pone de manifiesto que una estrategia de optimización es seleccionar la Pc adecuada para cada período, utilizando la máxima capacidad de la instalación en períodos donde el Tp es menor, y contratando una potencia mínima de reserva en los períodos donde el Tp es mayor. Esto es posible únicamente en combinación con una correcta organización del calendario de funcionamiento de los equipos de bombeo, que serán los que establezcan habitualmente la potencia a contratar para cada período, al depender de la Pm.

Término de Energía Activa (Te)

El objetivo principal en la optimización del Te en la tarifa eléctrica será seleccionar entre las distintas tarifas y los distintos comercializadores aquel contrato con el que, para un cierto consumo energético y la distribución horaria del mismo, conseguir el menor PME posible.

Para alcanzar este objetivo, será necesario en primer lugar obtener ofertas de varios comercializadores para seleccionar la mejor oferta. Posteriormente, en el caso de que las condiciones energéticas de la instalación permitan seleccionar entre varios tipos de tarifa, seleccionar aquella con la que se obtenga el menor PME según la distribución horaria del consumo.

Término de Energía Reactiva (Tr)

En 2014 los recargos por exceso de energía reactiva se rigen según las siguientes condiciones:

- Cuando la energía reactiva sea menor al 33 % de la energía activa ($\cos \varphi > 0,95$), no se producen recargos por exceso de reactiva.
- Cuando la energía reactiva sea superior al 33 % e inferior al 75 % de la energía activa ($0,8 < \cos \varphi < 0,95$), el recargo por exceso de reactiva será de 0,041554 €/KVArh.
- Cuando la energía reactiva sea superior al 75 % de la energía activa ($\cos \varphi < 0,8$), el recargo por exceso de reactiva será de 0,062332 €/KVArh.

Por tanto para que no se produzcan recargos por exceso de reactiva, el fdp total de la instalación debe ser superior a 0,95, situando el consumo de reactiva por debajo del 33 % de la energía activa. Un aumento del fdp se puede llevar a cabo mediante la instalación de condensadores, que consistirán en baterías de condensadores instalados en paralelo a la carga, y en el caso de AT la instalación de un condensador fijo para compensar el transformador (IDAE, 2008).

2.5.5. Organización de la explotación

Además de la gestión de la tarifa eléctrica, cuando se tiene contratada una tarifa con DH, organizar la explotación de la infraestructura de forma que los mayores consumos se produzcan en los períodos de menores precios permite minimizar el PME.

El PME será menor cuanto menor sea el número de horas que funcione la instalación, obteniendo el PME mínimo absoluto cuando las horas de funcionamiento coinciden con las horas totales durante las que se da el período de menor precio, siempre y cuando exista libertad para elegir en que horas del día trabaja la instalación.

Existirá libertad para elegir las horas del día que trabaja un equipo de bombeo cuando se de alguna de las siguientes situaciones.

- Sea una red de transporte que abastezca un elemento con capacidad de regulación (depósito, embalse, etc.) desde una fuente de abastecimiento no sujeta a restricciones horarias, o que aun teniéndolas puedan ser modificadas.

- Sea una red de distribución donde la demanda en los puntos de consumo pueda ser organizada temporalmente (turnos) por el operador de la infraestructura, como en ocasiones sucede en las ITDAP en el regadío o la actividad industrial.

El número de horas mínimas que puede trabajar un equipo de bombeo vendrá definido por:

- **Volumen diario máximo:** volumen de agua que el equipo requiere impulsar en el período de máximo consumo.
- **Potencia del equipo de bombeo:** marcará el caudal máximo que el equipo de bombeo será capaz de impulsar con la altura manométrica requerida.
- **Capacidad de regulación de la ITDAP:** a menor tiempo de trabajo, mayores serán las necesidades de regulación.

Cuando las capacidades de la ITDAP no permitan reducir el tiempo de funcionamiento, la estrategia a seguir para optimizar el PME consistirá en establecer las capacidades que debe tener la instalación para trabajar el número de horas óptimo. El número de horas óptimo vendrá definido por el coste de las modificaciones a realizar en la infraestructura y el ahorro económico esperado.

En cualquier caso, la obtención de un calendario de funcionamiento óptimo estará influenciada por la tarifa eléctrica. A su vez, la tarifa óptima a contratar estará influenciada por el calendario de funcionamiento de la instalación. Por tanto, para alcanzar un PME mínimo se deberá valorar de forma conjunta ambos aspectos de la optimización del coste energético.

2.6. SÍNTESIS DEL PROCESO

Por tanto, la metodología propuesta para alcanzar una gestión óptima del binomio agua-energía en una ITDAP concreta se puede resumir en los siguientes pasos.

1. Recopilación de información técnica y administrativa de la ITDAP.
2. Modelación matemática de la ITDAP.
3. Evaluación de la eficiencia hídrica y energética de la ITDAP.
4. Propuesta de alternativas de actuación sobre la ITDAP con criterios de optimización del binomio agua-energía.
5. Analizar la viabilidad económica de las alternativas propuestas.
6. Proponer un paquete de actuaciones conjuntas sobre la ITDAP.

3. APLICACIÓN A LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE

3.1. INFORMACIÓN PREVIA Y DATOS GENERALES DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE

3.1.1. Descripción de la Comunidad de Regantes

La Comunidad de Regantes "Murada Norte", con C.I.F. nº G-03792637, y domicilio social en Calle La Plaza nº 42 Bajo, Partida Rural de la Murada, Orihuela (Alicante); fue creada para administrar y distribuir el agua para el riego de 1.628 Has de superficie regable.

Esta superficie se encuentra situada en la Margen Izquierda del Canal del Trasvase Tajo-Segura, con una dotación anual de agua establecida en unos 2 Hm³, procedentes del mismo canal.

Actualmente, la CCRR Murada Norte está constituida por 175 usuarios, abasteciendo un total de 314 parcelas de las 637 que la constituyen.

Detalles en MAPA nº 1: Emplazamiento y MAPA nº 2: Parcelario.

Para caracterizar la instalación encargada de transportar y distribuir el agua procedente del canal entre los distintos usuarios se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Visitas de campo con administradores de la CCRR.
- Información facilitada por los administradores de la CCRR.
- Distintos proyectos del Plan de Modernización realizados en la CCRR, facilitados por sus autores pertenecientes a la empresa *Nuevas Técnicas del Goteo S.L.*, Orihuela (Alicante).
- Cartografía y distinta Información Geográfica procedente del IGN (Instituto Geográfico Nacional, www.ign.es).

3.1.2. Datos de funcionamiento interno

Durante el ejercicio 2013, se obtuvo el siguiente resumen de ingresos y gastos en la CCRR Murada Norte.

TABLA 3. 1: RESUMEN DE INGRESOS Y GASTOS DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE DURANTE EL EJERCICIO 2013.

GASTOS		
COMPRAS DE AGUA AL SINDICATO	245.531,79 €	31,72%
GASTOS ENERGÉTICOS	200.409,87 €	25,89 %
OTROS GASTOS	328.090,68 €	42,39 %
TOTAL	774.032,34 €	100 %
INGRESOS		
INGRESOS POR CONSUMO DE AGUA	683.267,33 €	82,16%
OTROS INGRESOS	148.411,12 €	17,84 %
TOTAL	831.678,45 €	100 %
RESULTADO (INGRESOS – GASTOS)	57.646,11 €	
INVERSIÓN REALIZADA EN 2013	146.142,79 €	

Fuente: elaboración propia con datos facilitados por la Administración de la CCRR Murada Norte.

3.1.3. Datos de suministro hídrico

La dotación anual de recursos hídricos concedida a la CCRR Murada Norte está establecida, según el Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura (SCRATS), en 2.001.700 m³ (www.scrats.es).

Con datos del SCRATS, la superficie regable es de 1.628 Has. Sin embargo, actualmente la superficie realmente regada está estimada en unas 1.000 Has, según el proyecto “*Construcción embalse regulador revestido con lámina de polietileno de alta densidad y otras mejoras para la Comunidad de Regantes “Murada Norte”, sita en el T.M. de Orihuela (Alicante) – Fase II: Riego por goteo*” (Martínez J., 2011).

La superficie regada calculada, obtenida como sumatorio de las superficies de las parcelas que disponen actualmente de un hidrante en funcionamiento según datos del proyecto citado anteriormente es de 950,81 Has.

Detalles en MAPA nº 3: Superficie Regada.

El volumen que entra al sistema, calculado como suma del volumen captado en el canal del trasvase Tajo-Segura durante 2013, es de 2.167.996 m³.



Fotografía 1: Vista del Canal del Trasvase Tajo-Segura a su paso por la captación de la Comunidad de Regantes Murada Norte.

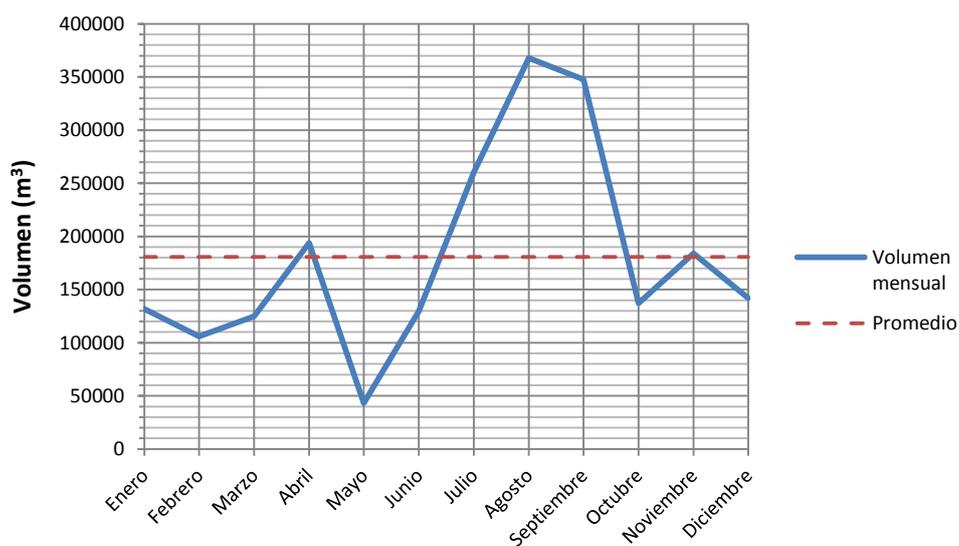


Figura 3. 1: Distribución mensual del volumen de agua captado en el Canal del Trasvase Tajo-Segura.

El volumen que sale del sistema coincide con el volumen facturado a los usuarios de la CCRR. En este caso, los ingresos por venta de agua, como puede observarse en la Tabla 3, ascienden a un total de 683.267,33 €. Por otra parte, en 2013 el coste unitario que pagaron los usuarios por m³ fue de 0,34 €/m³. De este modo, el volumen registrado que salió del sistema en 2013 fue de 2.009.609,794 m³.

$$V_{\text{registrado}} = \frac{683.267,33}{0,34} = \mathbf{2.009.610 \text{ m}^3}$$

Por tanto, existe un cierto volumen de agua no registrado, que en el ejercicio 2013 asciende a 158.386 m³.

3.1.4. Consumos energéticos para el abastecimiento en alta.

La energía utilizada en la CCRR es en su totalidad energía eléctrica, suministrada por dos líneas de Alta Tensión, una para cada estación de bombeo (alta y baja), con sus respectivas instalaciones de transformación.

La ITDAP de la CCRR Murada Norte dispone de dos estaciones de bombeo, una de ellas es la encargada de transportar agua desde la captación en el canal del trasvase Tajo-Segura hasta las balsas de regulación (abastecimiento en alta) y otra encargada de distribuir el agua desde las balsas hasta varios de los usuarios de la CCRR (abastecimiento en baja).



Fotografía 2: Vista del centro de transformación situado en la estación de bombeo en alta.

Durante el año 2013, el suministrador eléctrico para el abastecimiento en alta era GASNATURAL FENOSA, con una tarifa eléctrica contratada tipo 3.1. A, n° de contrato 000167944757. Esta tarifa para suministro en Alta Tensión tiene una discriminación en tres períodos: Punta, Llano y Valle.

TABLA 3. 2: CALENDARIO ENERGÉTICO PENINSULAR, TARIFA 3.1 A.

Período	PUNTA	LLANO	VALLE
Invierno (Noviembre – Marzo)	17h-22h	8h-16h & 23h	0h-7h
Verano (Abril – Octubre)	10h-15h	8h-9h & 16h-23h	0h-7h
Sábados, Domingos y Festivos Nacionales	-	18h-23h	0h-17h

Fuente: elaboración propia con datos de la consultora energética INDESO (www.indeso.es).

De acuerdo con este calendario, se ha obtenido el porcentaje de horas que representa cada período tarifario respecto a las horas totales del período de facturación, siendo éste del 04/01/2013 al 07/01/2014.

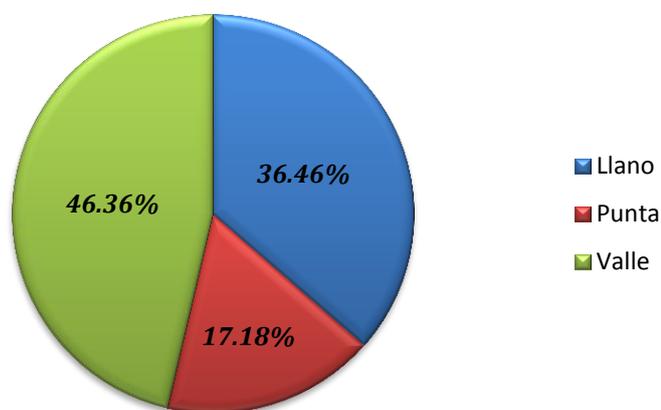


Figura 3. 2: Distribución porcentual de cada período tarifario durante el período de facturación 2013.

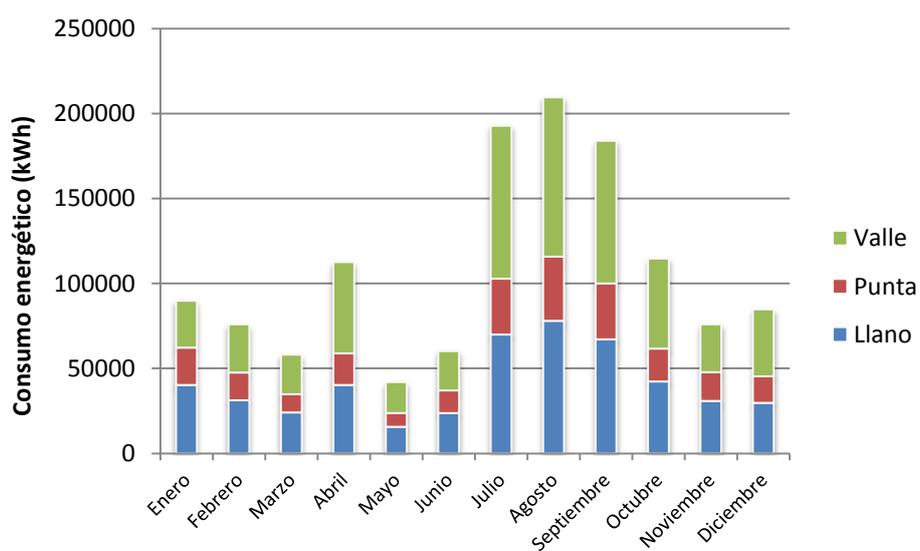
La potencia contratada es de 300 kW en los tres períodos. En la siguiente tabla se observan las potencias máximas registradas en cada período.

TABLA 3. 3: POTENCIA REGISTRADA EN EL MAXÍMETRO (kW) – ABASTECIMIENTO EN ALTA.

Mes	Llano	Punta	Valle
Enero	296	297	297
Febrero	215	215	215
Marzo	296	292	298
Abril	297	298	298
Mayo	212	211	212
Junio	213	213	214
Julio	294	292	293
Agosto	294	293	294
Septiembre	292	291	292
Octubre	295	294	295
Noviembre	295	294	295
Diciembre	298	297	297

Fuente: elaboración propia con datos de las facturas eléctricas facilitadas por la comunidad.

Durante el año 2013 se consumieron 1.300.851 kWh para transportar un total de 2.197.996 m³ de agua desde la captación hasta las balsas reguladoras. Como se justifica en el siguiente gráfico, los mayores consumos se producen durante los meses de Julio, Agosto y Septiembre.

**Figura 3. 3:** Consumo energético mensual (abastecimiento en alta).

Porcentualmente, se observa una distribución por períodos tarifarios uniforme a lo largo del año, centrándose el consumo en las horas Valle (43,24%) y Llano (38,01%). Sin embargo, comparando el porcentaje de consumo energético de cada período con respecto al porcentaje de horas que representa cada período se observan valores similares.

En las horas Valle, que representan un 46,36 % del total de horas del período de facturación considerado, se consume el 43,24 % de la energía. Del mismo modo, en las horas Llano, que representan un 36,46 %, se consume el 38,01 % de la energía. Por último en las horas Punta, que representan el 17,18%, se consume el 18,75 % de la energía.

Esto significa que durante 2013 no se priorizó el consumo en horas Valle, ya que el porcentaje de energía consumida en este período es menor al porcentaje de horas Valle. Por el mismo razonamiento no se intentó evitar el consumo en horas Punta, ya que el porcentaje de energía consumida en este período es mayor al porcentaje de horas Punta.

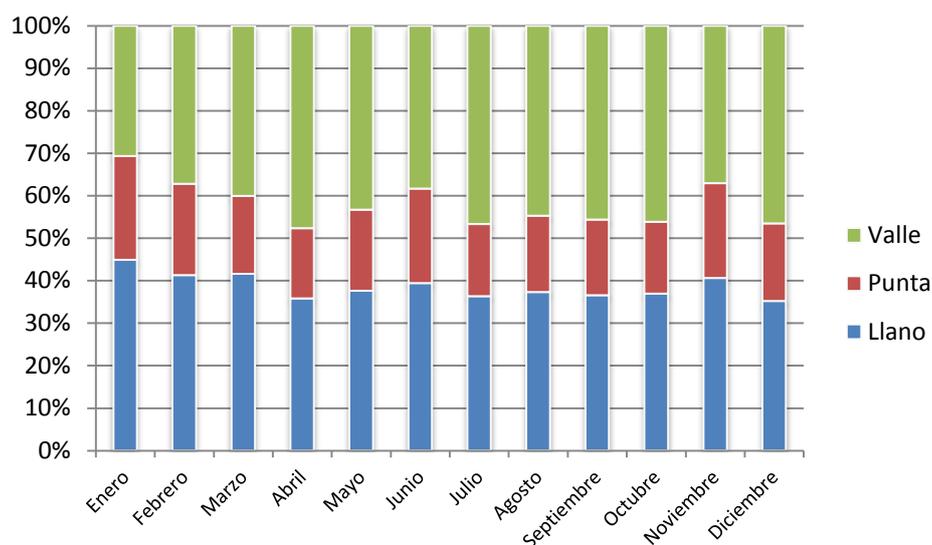


Figura 3. 4: Distribución porcentual mensual del consumo energético por períodos tarifarios (abastecimiento en alta).

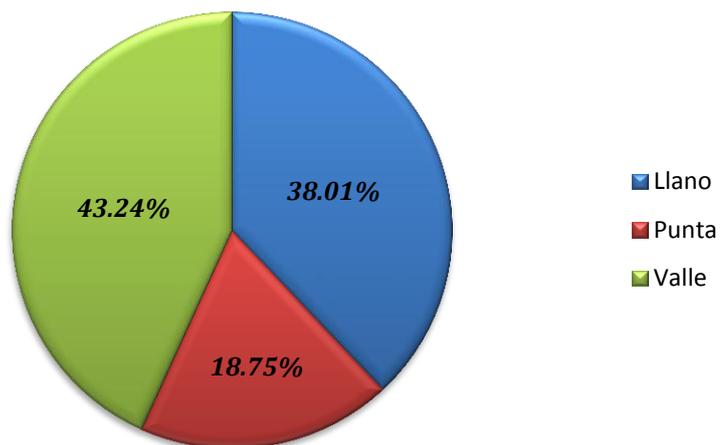


Figura 3. 5: Distribución porcentual anual del consumo energético por períodos tarifarios (abastecimiento en alta).

En cuanto al coste económico energético, se han dividido en tres conceptos:

- **Costes fijos:** correspondiente a los costes por término de potencia (kW) y el coste en concepto de alquiler de contadores (29 €/mes).
- **Costes variables:** correspondientes a los costes por consumo energético (kWh).
- **Impuestos:** correspondientes al impuesto eléctrico y el IVA (21%).

El coste total anual asciende a 187.645,40 €. Los porcentajes obtenidos respecto a los costes anuales son, algo más del 21% en impuestos, casi el 68 % costes variables y aproximadamente el 11 % costes fijos. El grueso del coste anual corresponde a los gastos del término de energía, aunque se observa una tendencia al alza en los costes unitarios del término de potencia, destacando que en agosto de 2013 se duplicó este término, mientras que el coste unitario del término de energía descendió.

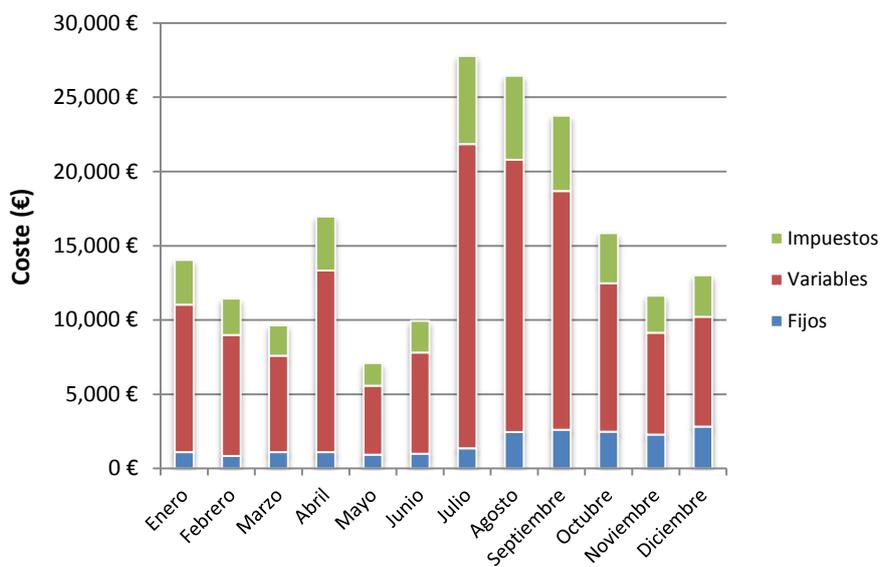


Figura 3. 6: Coste energético mensual (abastecimiento en alta).

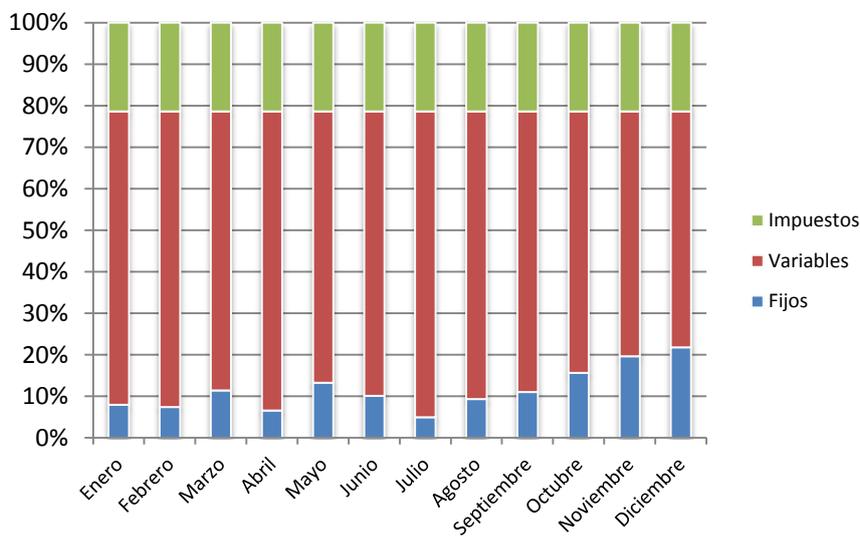


Figura 3. 7: Distribución porcentual mensual del coste energético por concepto (abastecimiento en alta).

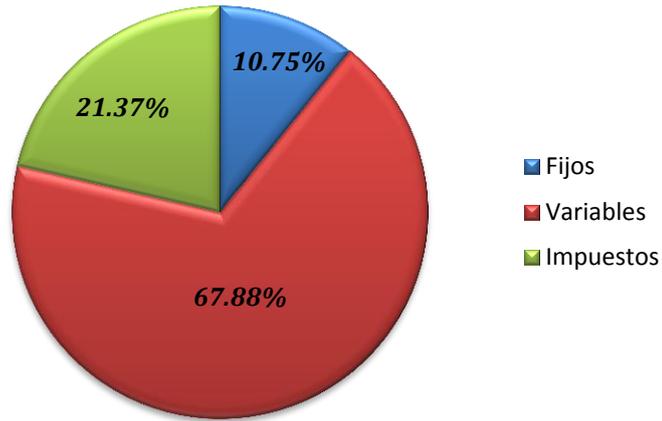


Figura 3. 8: Distribución porcentual anual del coste energético por concepto (abastecimiento en alta).

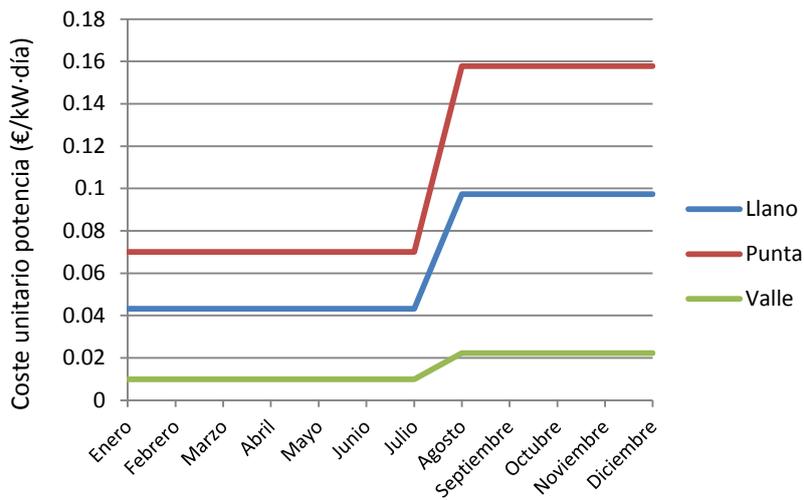


Figura 3. 9: Evolución del coste unitario del término de potencia durante 2013 (abastecimiento en alta).

En cuanto al precio de la energía, se obtiene un precio ponderado de 9,79 cts€/kWh durante el año 2013, obtenido como cociente entre el coste anual del término de energía y el consumo energético anual. El precio ponderado mensual se sitúa a lo largo de todo el año entre los períodos tarifarios Valle y Llano, como puede observarse en la Figura 3.10.

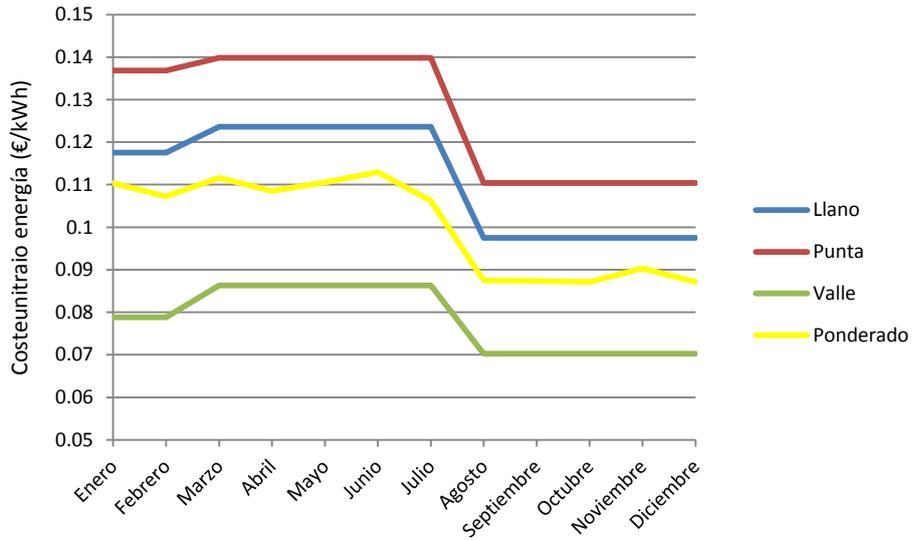


Figura 3. 10: Evolución del precio unitario del término de energía durante 2013, y coste unitario ponderado soportado (abastecimiento en alta).

En la Figura 3.11, se observan las desviaciones de los precios ponderados mensuales respecto a los precios ponderados promedio, obtenidos para cada período de precio constante (ENE-FEB, MAR-JUL, AGO-DIC). Se observa una distribución sin un patrón lógico, como sería por ejemplo mayores precios ponderados cuando hay mayor consumo, lo que parece indicar que existe una cierta arbitrariedad en cuanto a las horas de funcionamiento de la instalación. Por lo que, sumado a los porcentajes obtenidos anteriormente, se puede intuir que no se sigue una estrategia de funcionamiento para favorecer el consumo en los períodos más baratos.

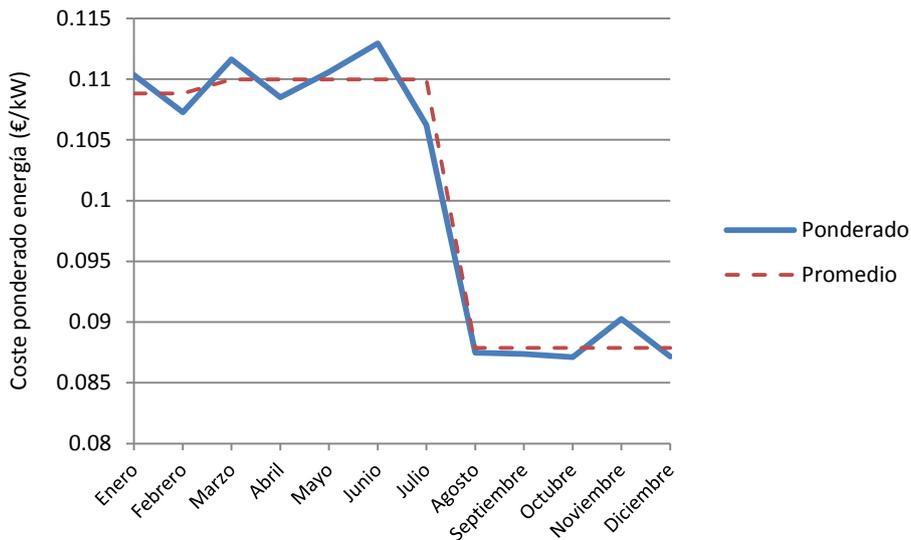


Figura 3. 11: Evolución del precio medio ponderado de la energía (abastecimiento en alta).

En cuanto al consumo de energía reactiva, en el ejercicio 2013 asciende a un total de 326.615 kVArh. No se penaliza el consumo de la misma, ya que se encuentra por debajo del 33% de la potencia activa (15 %).

3.1.5. Datos de consumos energéticos para el abastecimiento en baja.

Durante el año 2013, el suministrador eléctrico para el abastecimiento en baja era IBERDROLA, con una tarifa eléctrica contratada tipo 3.1 A, n° de contrato 470635710. Esta tarifa para suministro en Alta Tensión tiene una discriminación en tres períodos: Punta, Llano y Valle.

El período de facturación coincide con el caso del abastecimiento en alta, siendo éste del 04/01/2013 al 07/01/2014. Por tanto, el porcentaje de horas que representa cada período tarifario respecto al total de horas del período de facturación es el mismo, pudiendo observarse en la Figura 3.2.

La potencia contratada es de 100 kW en los tres períodos. En la siguiente tabla se observan las potencias máximas registradas en cada período.

TABLA 3. 4: POTENCIA REGISTRADA EN EL MAXÍMETRO (KW) – ABASTECIMIENTO EN BAJA.

Mes	Llano	Punta	Valle
Enero	73	31	31
Febrero	3	10	0
Marzo	0	1	0
Abril	0	0	0
Mayo	1	1	0
Junio	19	40	8
Julio	67	28	22
Agosto	67	32	28
Septiembre	23	51	25
Octubre	68	68	73
Noviembre	30	10	45
Diciembre	58	65	62

Fuente: elaboración propia con datos de las facturas eléctricas facilitadas por la comunidad.

Durante el año 2013 se consumieron 36.972 kWh para distribuir agua mediante bombeo a unas 316,5 Has. Este equipo de impulsión, y la red de distribución a la que abastece, han sido construidos a partir del Plan de Modernización, y durante la primera mitad del año 2013 esta infraestructura aún no se encontraba totalmente operativa. Por esta razón, durante la primera mitad del año 2013 se observan consumos energéticos muy por debajo de los que se producen en la segunda mitad, como se puede observar en el siguiente gráfico.

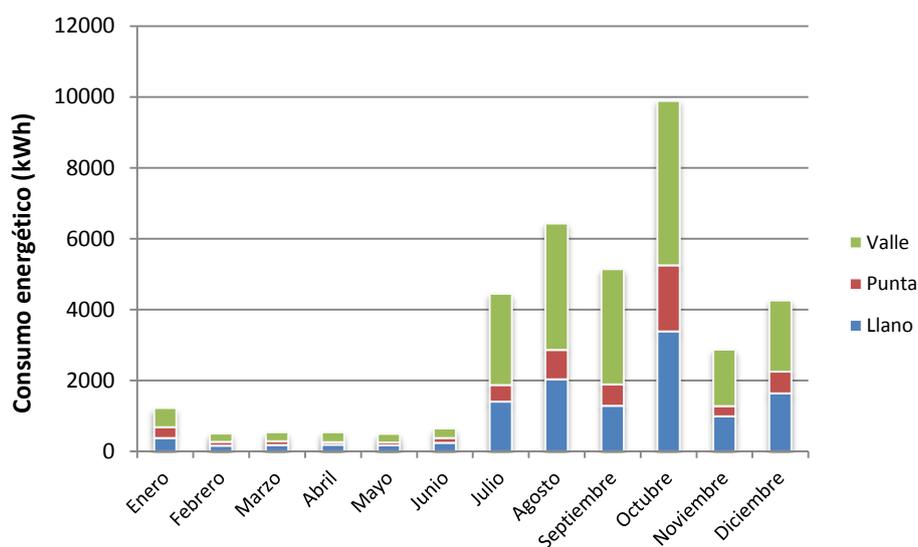


Figura 3. 12: Consumo energético mensual (abastecimiento en baja).

Porcentualmente, se observa una distribución por períodos tarifarios algo menos uniforme que en el caso del abastecimiento en alta, probablemente debido a que, en este caso, el consumo energético viene determinado por la demanda de los usuarios, ya que la organización del riego en esta superficie se produce “bajo demanda”. Al igual que en el abastecimiento en alta, el consumo se centra en las horas Valle (52,57%) y Llano (32,59%).

En las horas Valle, que representan un 46,36 % del total de horas del período de facturación considerado, se consume el 52,57 % de la energía. Del mismo modo, en las horas Llano, que representan un 36,46 %, se consume el 32,59% de la energía. Por último en las horas Punta, que representan el 17,18%, se consume el 14,84 % de la energía. Por tanto, se observa una tendencia a una mayor utilización de la infraestructura en las horas Valle.

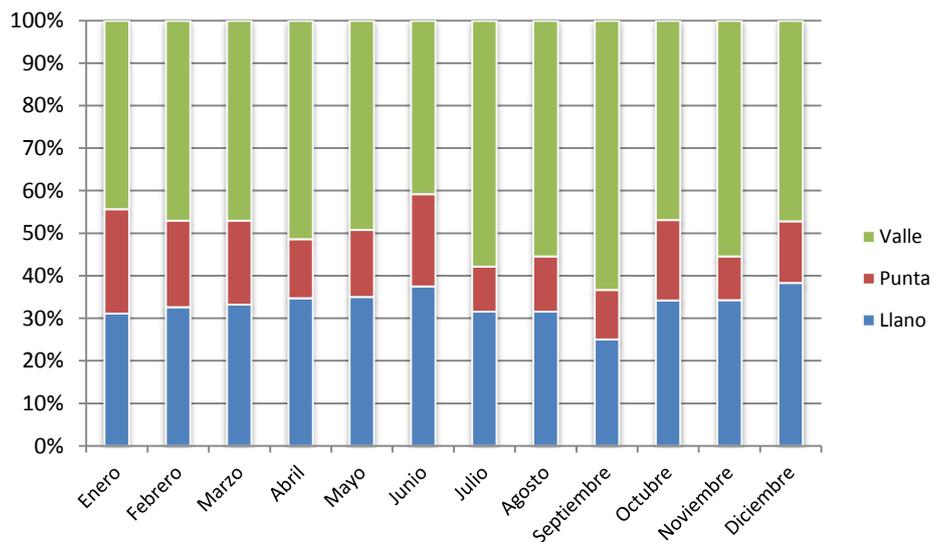


Figura 3. 13: Distribución porcentual mensual del consumo energético por períodos tarifarios (abastecimiento en baja).

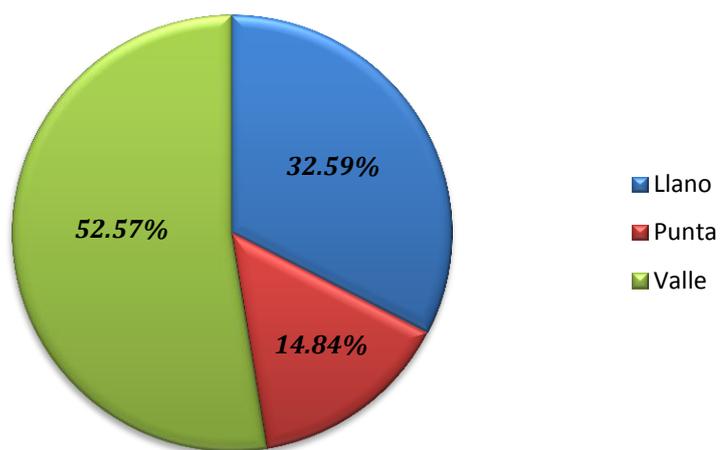


Figura 3. 14: Distribución porcentual anual del consumo energético por períodos tarifarios (abastecimiento en baja).

En cuanto al coste económico energético, se han dividido en cuatro conceptos:

- Costes fijos: correspondiente a los costes por término de potencia (kW) y el coste en concepto de alquiler de contadores (29 €/mes).
- Costes energía: correspondientes a los costes por consumo de energía activa (kWh).
- Costes reactiva: correspondientes a los recargos por exceso de energía reactiva (kVArh).

- Impuestos: correspondientes al impuesto eléctrico y al IVA (21%).

El coste total anual asciende a 12.764,47 €. Los porcentajes obtenidos respecto a los costes anuales son, algo más del 21% en impuestos, casi el 27 % costes en concepto de energía activa, un 2,7% los costes en concepto de recargo por exceso de reactiva, y aproximadamente el 49 % costes fijos. En este caso el grueso del coste anual corresponde a los gastos del término fijo (potencia), aunque en la segunda mitad del año 2013, cuando la infraestructura comienza a estar completamente operativa, aumenta porcentualmente el término de energía en detrimento del término fijo. A pesar de este hecho, al igual que en el caso del contrato energético del abastecimiento en alta, el coste unitario del término de potencia presenta una tendencia al alza.

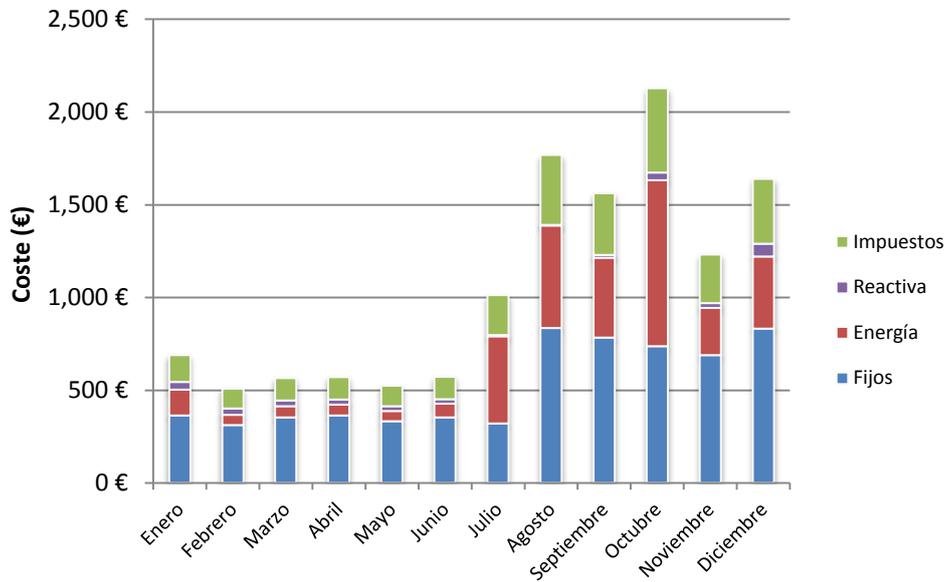


Figura 3. 15: Coste energético mensual (abastecimiento en baja).

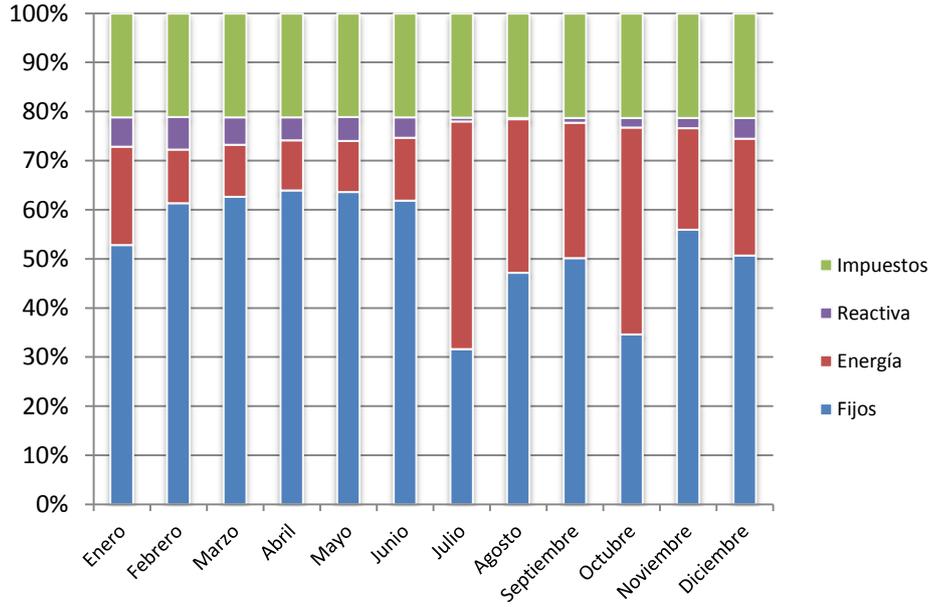


Figura 3. 16: Distribución porcentual mensual del coste energético por conceptos (abastecimiento en baja).

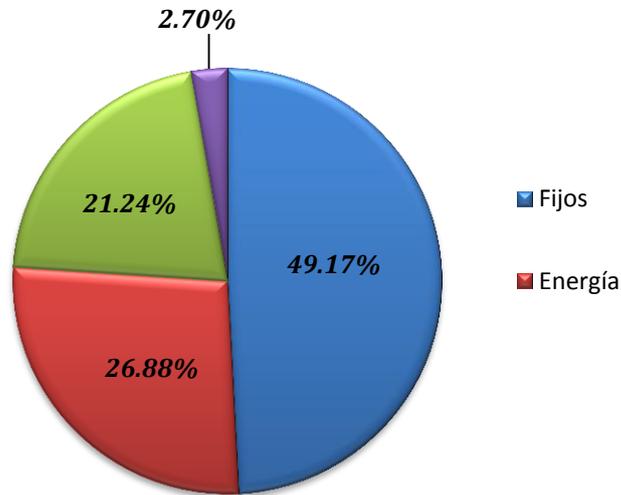


Figura 3. 17: Distribución porcentual anual del coste energético por conceptos (abastecimiento en baja).

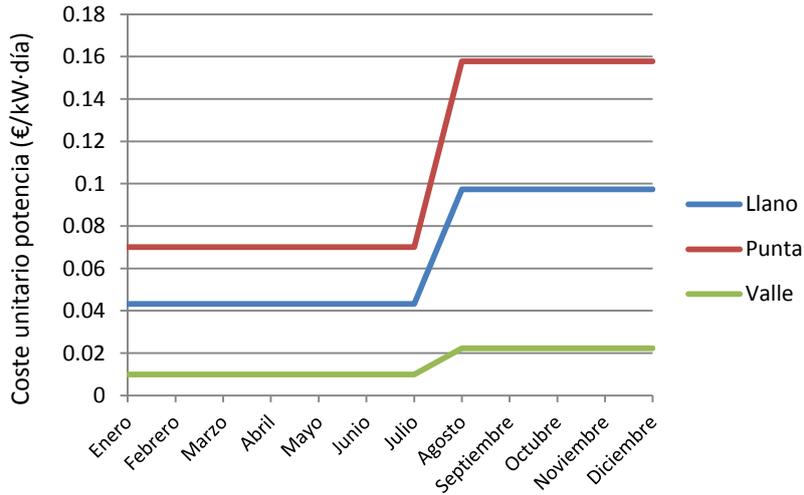


Figura 3. 18: Evolución del coste unitario del término de potencia durante 2013 (abastecimiento en baja).

En cuanto al precio de la energía, se obtiene un precio ponderado de 9,28 cts€/kWh durante el año 2013, obtenido como cociente entre el coste anual del término de energía y el consumo energético anual. El precio ponderado mensual se sitúa a lo largo de todo el año entre los períodos tarifarios Valle y Llano, como puede observarse en la Figura 3.19, aunque más cercano al período Valle que en el contrato energético del abastecimiento en alta. Como consecuencia de un mayor porcentaje de consumo energético en períodos Valle, el precio ponderado soportado es menor que en el caso del abastecimiento en alta, a pesar de que los costes unitarios contractuales son mayores.

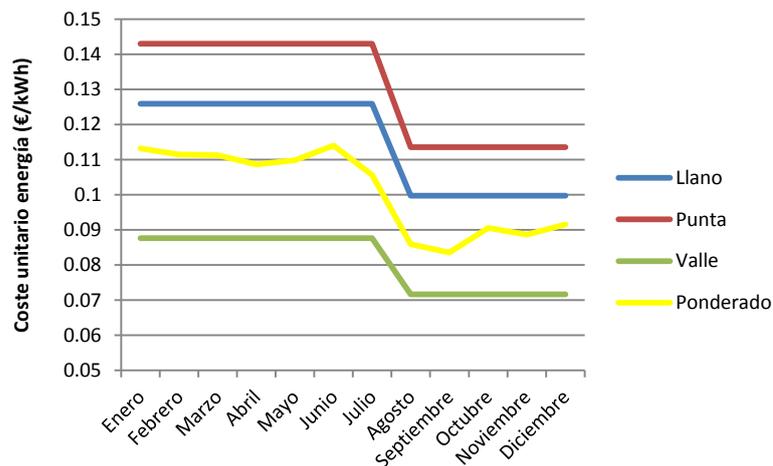


Figura 3. 19: Evolución del precio unitario del término de energía durante 2013, y coste unitario ponderado soportado (abastecimiento en baja).

Por último, los recargos por energía reactiva según normativa vigente son de 0,041554 €/kVA_rh cuando la energía reactiva supera el 33% de la activa ($\cos \varphi < 0,95$) o de 0,062332 €/kVA_rh cuando la energía reactiva

supera el 75% de la activa ($\cos \varphi < 0,8$). En el periodo tarifario Valle no se producen recargos por exceso de reactiva.

En el caso del abastecimiento en baja en la CCRR Murada Norte, como se puede observar en la siguiente figura se producen recargos por exceso de reactiva en todos los meses, superando en la mayoría de ellos el umbral del 75%. El fdp promedio anual es de 0,87, aunque si descartamos los consumos tanto de activa como de reactiva producidos en el período Valle, el fdp promedio obtenido es de 0,83.

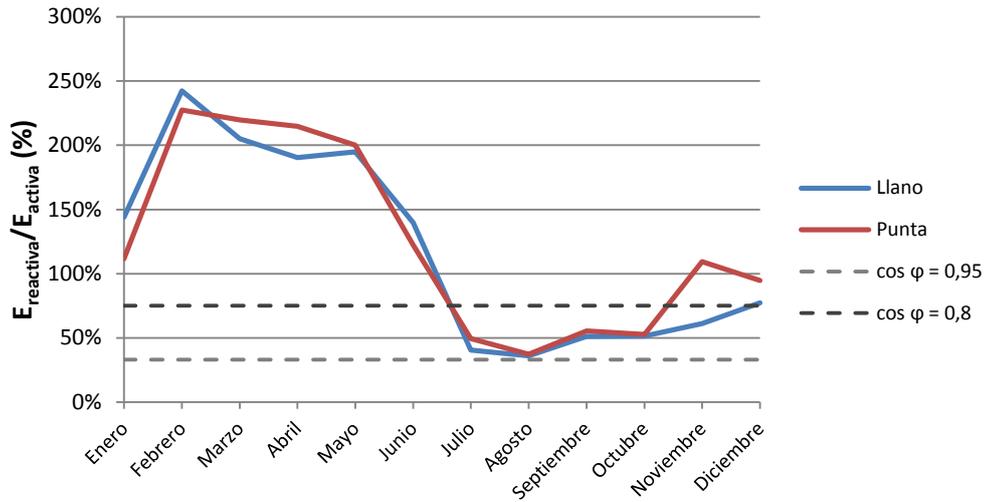


Figura 3. 20: Relación entre energía reactiva y energía activa (abastecimiento en baja).

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE AGUA Y SU FUNCIONAMIENTO

3.2.1. Descripción general

Desde aproximadamente el año 2000 hasta la actualidad, la CCRR Murada Norte viene sufriendo un proceso de modernización de sus instalaciones hidráulicas generales, con el objetivo de mejorar la eficiencia hídrica y posibilitar el uso del riego localizado (goteo) en toda su superficie regable.

Este Plan de Modernización incluye varios proyectos constructivos, que han sido utilizados para caracterizar la instalación que actualmente se encuentra en funcionamiento, elaborados por la empresa “*Nuevas Técnicas del Goteo S.L.*”.

Entre los trabajos realizados en los últimos años, destacan la construcción de una nueva balsa de regulación, la ampliación de la red de distribución existente, la colocación de un nuevo equipo de bombeo e instalaciones de filtrado, y la automatización de hidrantes, entre otros.

En la actualidad, la instalación encargada de abastecer a los usuarios de la CCRR está compuesta por los siguientes elementos:

- Captación.
- Estación de bombeo en alta.
- Tubería de impulsión.
- Balsas reguladoras.
- Estaciones de filtrado.
- Estación de bombeo en baja.
- Redes de distribución.
- Hidrantes.

De forma resumida, el funcionamiento de la instalación se puede describir de la siguiente manera:

1. Se capta el agua procedente del canal a través de una arqueta.
2. La estación de bombeo en alta impulsa el agua desde la arqueta de captación hasta las dos balsas reguladoras, a través de la tubería de impulsión.

3. Las dos balsas reguladoras constituyen la cabecera de la red de distribución, separada en dos redes independientes.
4. Una de estas redes de distribución, denominada Red de Distribución por Gravedad, abastece los hidrantes de menor cota, situados en la zona Sur de la CCRR. El agua procedente de las balsas es filtrada por la estación de filtrado nº 1, para después ser distribuida directamente por gravedad a través de esta red.
5. La otra red de distribución, denominada Red de Distribución por Impulsión, abastece los hidrantes de mayor cota, situados en la zona Norte de la CCRR. En este caso se requiere de una segunda impulsión para garantizar suficiente presión en dichos hidrantes. El agua procedente de las balsas es filtrada por la estación de filtrado nº 2, siendo impulsada posteriormente por la estación de bombeo en baja a través de esta red.
6. Cada parcela de la CCRR dispone de un hidrante, muchos de ellos tele-mandados, con un contador que registra el consumo del usuario. El objetivo de la instalación es que el agua llegue a cada hidrante con una presión suficiente que permita la utilización de técnicas de riego localizado (25 mca).

Detalles en MAPA nº 4: Infraestructura General y MAPA nº 5: Red de Distribución.

3.2.2. Captación

Los recursos hídricos utilizados por los usuarios de la CCRR Murada Norte proceden del canal del trasvase Tajo-Segura, de cuya gestión es responsable el Sindicato Central de Regantes del Acueducto Tajo-Segura (SCRATS). La evolución de los recursos hídricos captados del canal durante el ejercicio 2013 puede observarse en la Figura 3.1.

La obra de captación consta de una arqueta, provista de una reja de gruesos que impide la entrada de materiales que pudieran perjudicar los equipos utilizados posteriormente. De esta arqueta parten las tuberías de aspiración de los equipos de bombeo, que se encuentran dentro de la edificación que puede observarse a continuación, en la Fotografía 3.

El nivel medio de la lámina de agua en la arqueta de captación está estimado en 125 msnm, según distintos proyectos incluidos en el Plan de Modernización.



Fotografía 3: Vista de la obra de captación y la edificación que contiene los equipos de bombeo en alta.

3.2.3. Estación de bombeo en alta

La estación de bombeo en alta consta de dos grupos motor-bomba instalados en paralelo, aunque en explotación solamente funciona uno de ellos, quedando el otro como reserva.

Las características técnicas de los motores y bombas, obtenidas en visitas de campo, son los siguientes.

GRUPO DE BOMBEO 1

- Marca motor: WEG
- Modelo motor: 355/L-4
- Velocidad nominal: 1485 rpm
- Potencia: 250 kW (340 HP)
- Factor de potencia: 0.89
- Rendimiento: 95%
- Con arrancador estático
- Sin variador de frecuencia
- Marca bomba: Marelli
- Modelo bomba: TKI-200 (Bomba centrífuga horizontal multicelular de juntas transversales)

GRUPO DE BOMBEO 2

- Marca motor: WA Motors
- Modelo motor: -
- Velocidad nominal: 1485 rpm
- Potencia: 315 kW (430 HP)
- Factor de potencia: 0.92
- Rendimiento: 95.6%
- Con arrancador estático
- Sin variador de frecuencia
- Marca bomba: Marelli
- Modelo bomba: TKI-200/4 (Bomba centrífuga horizontal multicelular de juntas transversales)

Para caracterizar el funcionamiento físico de los equipos de bombeo será necesario definir las curvas características (CC) de las bombas. Para ello, lo habitual es realizar medidas de campo con analizador de redes y caudalímetro.

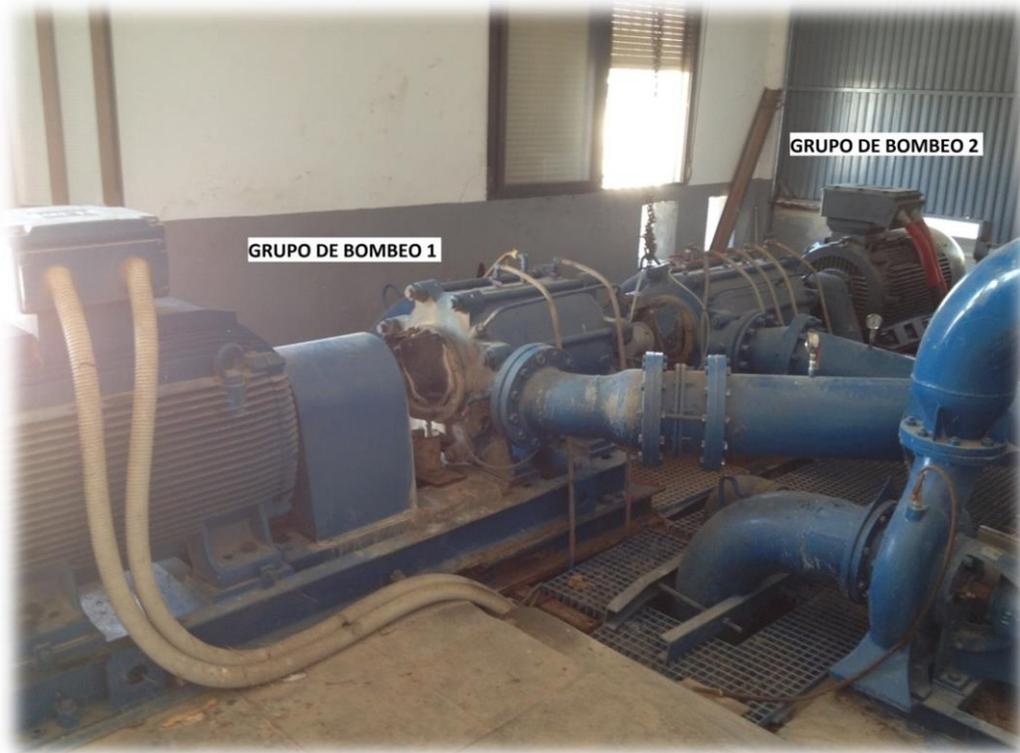
En este Trabajo Final de Grado, no se ha tenido acceso a los aparatos mencionados, ni experiencia para realizar el proceso de medición. Por tanto, se ha optado por obtener el punto de funcionamiento teórico con los datos de consumos energéticos y volumen captado, cuyo proceso de cálculo se describe en el apartado 3.3.2. del presente trabajo. Finalmente, los puntos de funcionamiento obtenidos han sido los que siguen.

GRUPO DE BOMBEO 1

- **Altura manométrica: 125 mca.**
- **Caudal: 92,89 l/s.**
- **Potencia: 214 kW.**

GRUPO DE BOMBEO 2

- **Altura manométrica: 125 mca.**
- **Caudal: 137,45 l/s.**
- **Potencia: 294 kW.**



Fotografía 4: Vista de los dos grupos de bombeo que forman parte del abastecimiento en alta.



Fotografía 5: Vista de uno de los arrancadores estáticos.

3.2.4. Tubería de impulsión

La tubería de impulsión conecta la estación de bombeo con las balsas reguladoras. Esta tubería de fibrocemento tiene un diámetro interior de 500 mm, con una longitud de unos 3.412 metros.

Esta conducción formaba parte de la instalación anterior a los trabajos de modernización, de ahí que sea de fibrocemento, un material ya en desuso.

3.2.5. Balsas reguladoras

La CCRR Murada Norte dispone de dos balsas cuya función es la de regular el agua entregada a los usuarios, de forma que se tiene mayor libertad a la hora de definir el caudal captado en el canal, independizándolo de los caudales demandados por los usuarios.

En cuanto a la tipología constructiva, se trata de balsas de materiales sueltos con lámina impermeabilizante de polietileno de alta densidad (PEAD).

Las balsas tienen una capacidad de, 50.000 m³ en el caso de la balsa existente antes de los trabajos de modernización, y 177.636 m³ en el caso de la balsa realizada en el Plan de Modernización. Por tanto, la capacidad de regulación total de las balsas es de 227.636 m³.

La cota de la solera de las balsas es 231 msnm, la cota máxima normal de la lámina de agua en las balsas es 240 msnm, mientras que la cota media de la lámina de agua, utilizada en el cálculo hidráulico de las tuberías en el Plan de Modernización está estimada en 236 msnm. La entrada de agua desde la captación se estima a la cota 240 msnm.

Como en el caso del canal de captación, estas cotas han sido obtenidas en base a distintos proyectos del Plan de Modernización.



Fotografía 6: Vista de las dos balsas de regulación.

3.2.6. Estaciones de filtrado

La Instalación de Transporte y Distribución de Agua en Presión de la CCRR Murada Norte dispone de dos instalaciones de filtrado, una para cada red de distribución, según lo expuesto en el apartado 3.2.1.

La estación de filtrado nº 1, está situada en la cabecera de la red de distribución por gravedad, a la cota 190,5 msnm. Por su parte la estación de filtrado nº 2 se encuentra ubicada en la cabecera de la red de distribución por impulsión, cercana a las balsas, a la cota 231 msnm. Ambas estaciones se ubican en sendas edificaciones, las cuales pueden observarse en las Fotografías 7 y 11 respectivamente. Las cotas han sido obtenidas según el modelo digital del terreno de precisión 5m, obtenido del IGN.

Ambas estaciones de filtrado están compuestas por unidades de filtro de malla de cuerpo metálico, con la posición del eje horizontal, y con sistema automático de retrolavado por boquillas de succión con cepillos, de 10” y 12”, para las estaciones de filtrado nº 1 y nº 2 respectivamente, suministrados por la empresa “STF Filtros”.

Estos equipos realizan la filtración del agua de forma física, impidiendo el paso a través de la malla de las partículas de tamaño superior al hueco de la misma. Además, tienen la propiedad de ser autolimpiantes a medida que las mallas se van obturando, mediante un control automático a través de un programador inteligente.

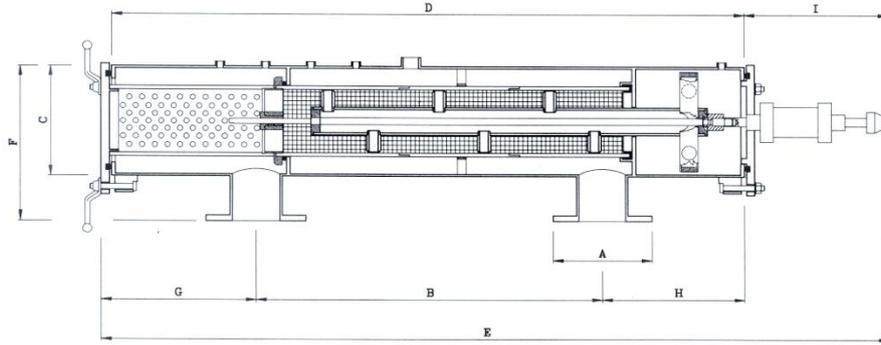


Figura 3. 21: Esquema de una unidad de filtro de malla (Fuente: Martínez J., 2011).

La estación de filtrado nº 1 está compuesta por un total de 14 unidades de filtros de malla de 10", con una capacidad de 250 m³/h cada uno, resultando un total de 3.500 m³/h..

Por su parte, la estación de filtrado nº 2 está compuesta por un total de 3 unidades de filtros de malla de 12", con una capacidad unitaria de 450 m³/h, resultando un total de 1.350 m³/h.

De acuerdo con la Figura 3.22, las pérdidas de carga cuando la unidad de filtrado se encuentra en proceso de autolimpieza son de 1,4 mca para la estación de filtrado nº 1 y de 1,9 mca para la estación de filtrado nº 2.

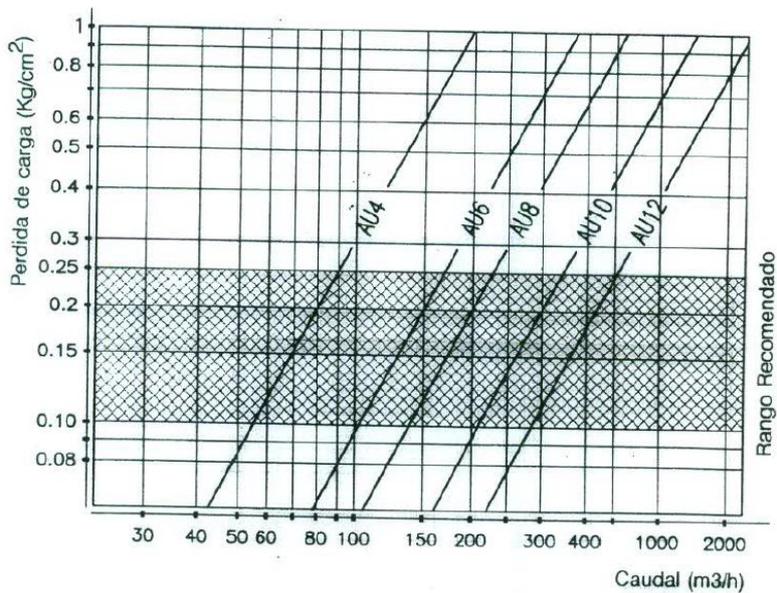


Figura 3. 22: Pérdidas de carga en cada unidad de filtro de malla en función del caudal (Fuente: Martínez J., 2011).



Fotografía 7: Vista de la edificación donde se encuentra la estación de filtrado nº1.



Fotografía 8: Vista de las unidades de filtro de malla de la estación de filtrado nº1.



Fotografía 9: Vista de las unidades de filtro de malla de la estación de filtrado nº2.



Fotografía 10: Etiqueta identificativa de una de las unidades de filtro de malla.

3.2.7. Estación de bombeo en baja

La estación de bombeo en baja es la encargada de impulsar el agua a través de la red de distribución que abastece los hidrantes de mayor cota, denominada Red de Distribución por Impulsión. Esta estación de bombeo consta de tres grupos de bombeo conectados en paralelo, dos de los cuales son de iguales características y funcionan de forma simultánea, al igual que ocurre en el abastecimiento en alta.

Las características técnicas de los motores y bombas, obtenidas en visitas de campo, son los siguientes.

GRUPO DE BOMBEO 3

- Marca motor-bomba: SPERONI
- Modelo motor-bomba: CS 65-200 C
- Velocidad nominal: 2900 rpm
- Potencia: 15 kW (20 CV)
- Factor de potencia: -
- Rendimiento: -
- Con arrancador estático
- Con variador de frecuencia
- Caudal nominal: 800-2400 l/min
- Altura nominal: 48,5 – 31

GRUPO DE BOMBEO 4 y 5

- Marca motor: CIME MOTORS
- Modelo motor: 280S-2 SKF
- Velocidad nominal: 1450 rpm
- Potencia: 90 kW (125 CV)
- Factor de potencia: 0.95
- Rendimiento: 93.6%
- Con arrancador estático
- Con variador de frecuencia

En cuanto a las Curvas Características, en el grupo de bombeo 3 se han obtenido por catálogo mientras que en los grupos de bombeo 4 y 5 han sido obtenidas a través de su respectivo proyecto constructivo perteneciente al Plan de Modernización.

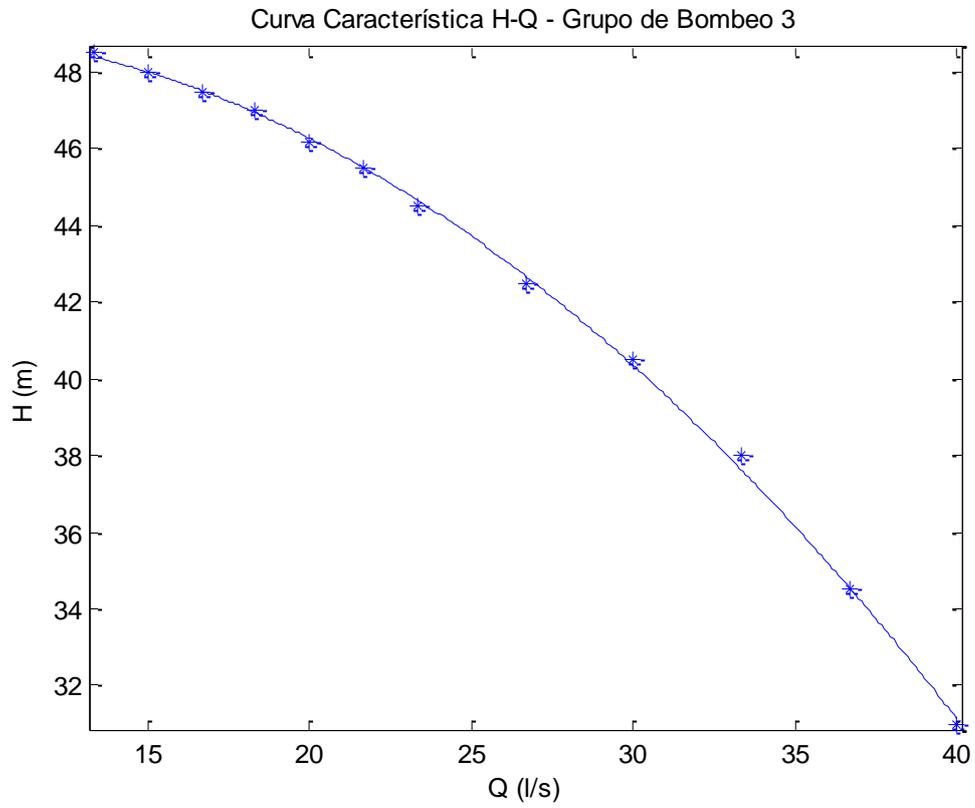


Figura 3. 23: Curva Característica H-Q – Grupo de Bombeo 3. (Fuente: Catálogo SPERONI)

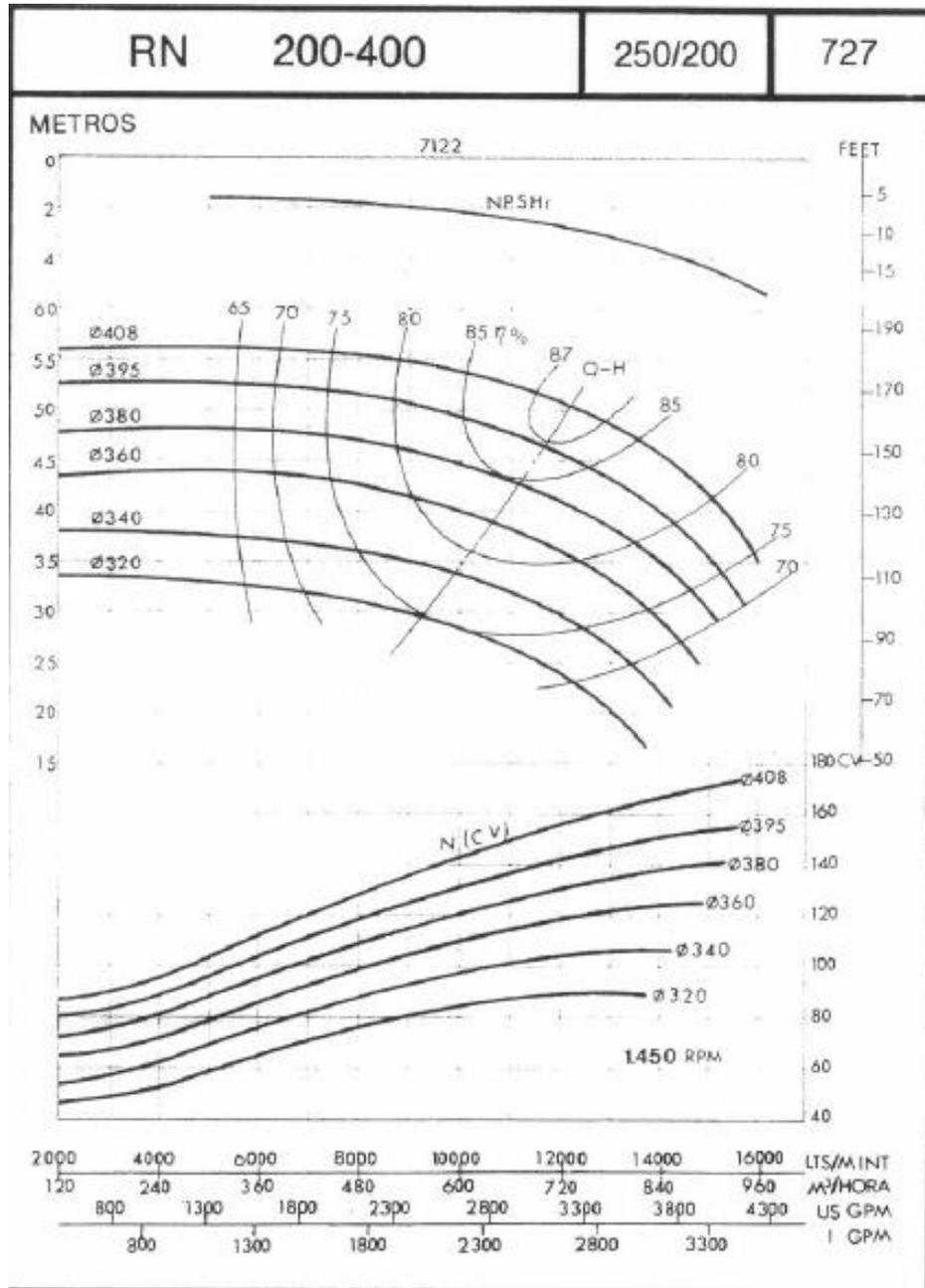
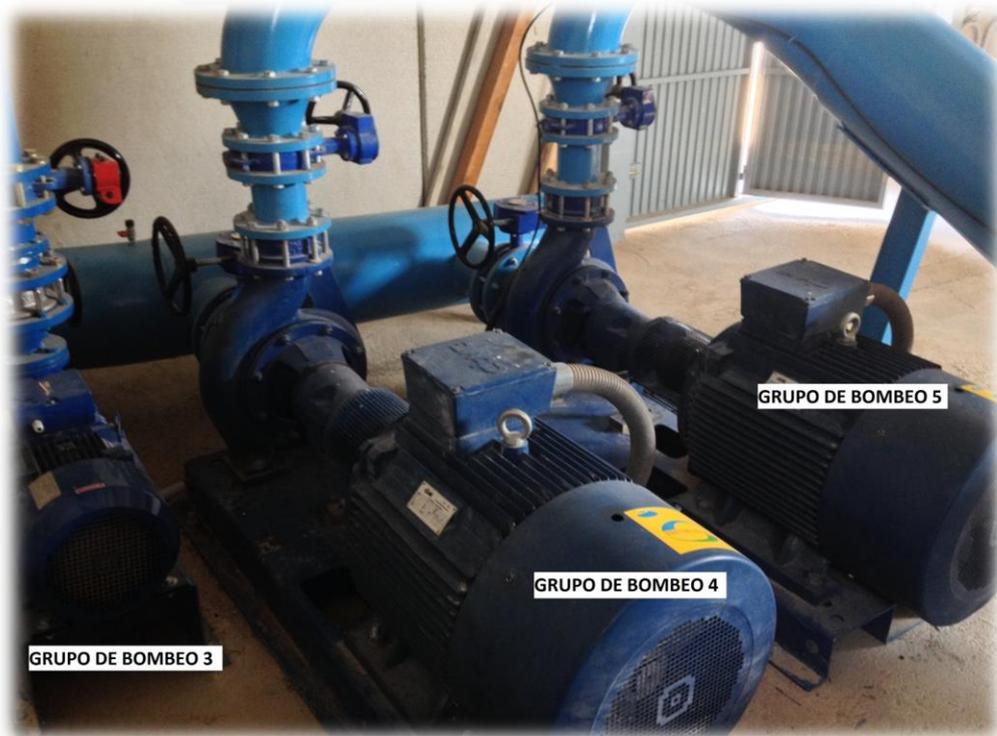


Figura 3. 24: Curva Característica H-Q – Grupo de Bombeo 4 y 5. (Fuente: Plan de Modernización)



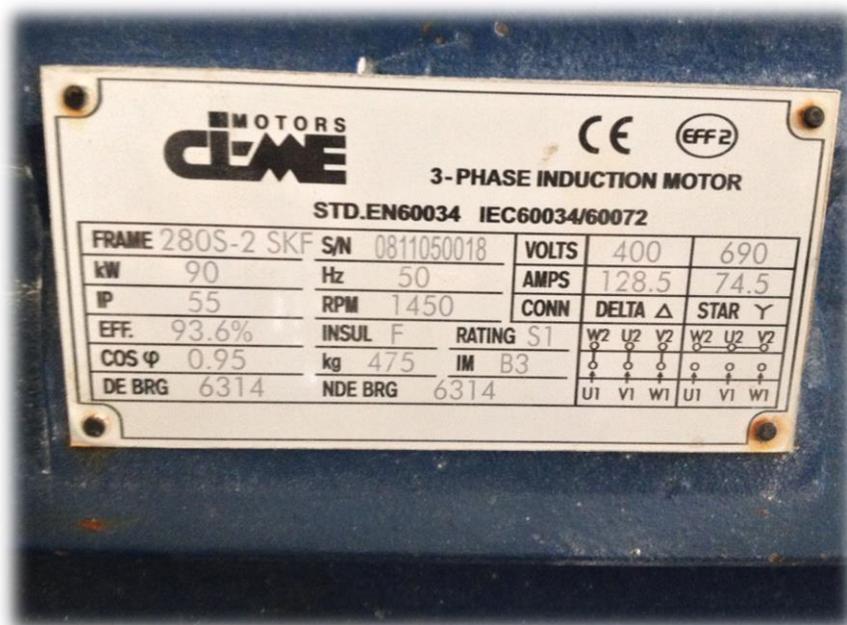
Fotografía 11: Vista de la edificación donde se encuentran la estación de bombeo en baja y la estación de filtrado nº2.



Fotografía 12: Vista de los grupos de bombeo que forman parte del abastecimiento en baja.



Fotografía 13: Placa identificativa de las características técnicas del Grupo de Bombeo 3.



Fotografía 14: Placa identificativa de las características técnicas de los Grupo de Bombeo 4 y 5.



Fotografía 15: Manómetro que registra la presión de salida del bombeo.

3.2.8. Red de Distribución por Gravedad

La Red de Distribución por Gravedad abastece un total de 228 hidrantes, situados en la zona Sur de la CCRR Murada Norte, lo que supone una superficie total de unas 634,35 has, aproximadamente 2/3 de la superficie regada.

Esta red de distribución cuenta con un total de 24,33 kilómetros de tuberías, de las cuales algo más de 4 kilómetros son de fibrocemento, alrededor de 4,33 kilómetros son de polietileno (PE), y el resto son de PVC.

Detalles en MAPA nº 6: Red de Distribución por Gravedad. Materiales.

En cuanto a los diámetros, existen conducciones de fibrocemento de DN 500, 300 y 250 mm. Por su parte, las conducciones de PE son de DN 500 y 400 mm. Por último, referente a las conducciones de PVC existe una amplia gama de tamaños, habiendo tramos de 250, 200, 160, 140, 125, 110, 90 y 75 mm. Las tuberías de PVC y PE son de la serie S 10, y por tanto el espesor se calcula como $e = DN / 21$ según la “*Guía Técnica sobre tuberías para el transporte de agua a presión*” del CEDEX, apartado 3.5.2.

Detalles en MAPA nº 7: Red de Distribución por Gravedad. Diámetros.

Desde las balsas de regulación, que constituyen la cabecera de la red, parte una tubería de fibrocemento de DN 500 mm y casi 900 metros de longitud hasta la estación de filtrado nº 1. Desde la estación de filtrado parten los dos ramales principales de PE hacia Este y Oeste, y otro ramal principal de fibrocemento de DN 300 mm hacia la zona Sur. Desde estos tres ramales parten las tuberías secundarias de PVC, que conectan los hidrantes de cada parcela a la red general.

Toda la información referente a la red de distribución, tanto la de gravedad como la impulsada, ha sido obtenida en base a los distintos proyectos constructivos que forman parte del Plan de Modernización.

3.2.9. Red de Distribución por Impulsión

La Red de Distribución por Impulsión abastece un total de 86 hidrantes, situados en la zona Norte de la CRRR Murada Norte, lo que supone una superficie total de unas 316,46 has, aproximadamente 1/3 de la superficie regada.

Esta red de distribución cuenta con un total de 10,13 kilómetros de tuberías, de las cuales 1,66 kilómetros son de fibrocemento, y el resto son de PVC.

Detalles en MAPA nº 8: Red de Distribución por Impulsión. Materiales.

En cuanto a los diámetros, la conducción de fibrocemento es de DN 400 mm. Por su parte, referente a las conducciones de PVC existe una amplia gama de tamaños, habiendo tramos de DN 315, 250, 200, 180, 160, 140, 125, 110, 90, 75 y 63 mm. Las tuberías de PVC son de la serie S 10, y por tanto el espesor se calcula como $e = DN / 21$ según la “*Guía Técnica sobre tuberías para el transporte de agua a presión*” del CEDEX, apartado 3.5.2.

Detalles en MAPA nº 9: Red de Distribución por Impulsión. Diámetros.

Desde las balsas de regulación, el agua llega directamente a la estación de filtrado nº2 y la estación de bombeo en baja, que constituyen la cabecera de la red. Desde la estación de bombeo parten un ramal principal de fibrocemento de DN 400 mm hacia la zona Oeste, y dos ramales principales de PVC, de DN 315 mm hacia la zona Este y de DN 200 mm hacia la zona Sur. Desde estos tres ramales parten las tuberías secundarias de PVC, que conectan los hidrantes de cada parcela a la red general.

3.2.10. Hidrantes

Aunque existen un total de 637 parcelas que constituyen la zona regable, solamente 314 de estas parcelas son regadas por la instalación descrita, bien por no estar en uso, o bien por abastecerse por una infraestructura distinta a la instalación objeto de estudio. En la caracterización de las redes de distribución se ha dispuesto un hidrante para cada una de las parcelas, aunque realmente existen hidrantes comunes para varias parcelas.

De los 314 hidrantes en funcionamiento, 228 pertenecen a la red de distribución por gravedad mientras que 86 pertenecen a la red de distribución por impulsión.

Detalles en MAPA n° 10: Situación y cotas de los hidrantes.

Para caracterizar la demanda de cada hidrante, se ha utilizado la metodología que se usó en los proyectos pertenecientes al Plan de Modernización para el dimensionamiento de los hidrantes de la instalación.

En el caso del Plan de Modernización se considera que, en períodos de máxima necesidad, la demanda de cada parcela es de 64 l/planta·día, ya que se han considerado un total de 5 goteros de 4 l/h por planta y turnos de 3,4 horas/día. Por otra parte, se supone un total de 600 plantas/Ha.

Estas hipótesis conforman el **escenario de diseño**, en el cual se representan las demandas hídricas para las que fue diseñada la instalación. Con estos datos, el caudal demandado en cada hidrante se calcula en función del área de la parcela que abastece, de la siguiente forma.

$$Q_{hidrante}(l/s) = \frac{\text{Área (Has)} \cdot 600 \cdot 64}{3.600 \cdot 3.4}$$

Sin embargo, se observa que estas hipótesis son algo incoherentes, ya que normalmente se disponen dos líneas de goteros, una a cada lado de la planta, por tanto el número de goteros suele ser par.

Por otra parte, se han observado mediante mediciones en ARCGIS marcos de plantación promedio de 6,5 x 4 metros. Además, no toda la superficie de cada parcela se encontrará plantada.

De acuerdo con estas circunstancias, se propone un **escenario de necesidades reales**, representativo de las demandas hídricas en el período de máximo consumo en condiciones de explotación reales. En este escenario se han supuesto las siguientes condiciones.

- N° plantas: **300 plantas/Ha**. Resultado de suponer marcos de plantación de 6,5 x 4 metros y un coeficiente minorativo de 0,8, obtenido como cociente entre las necesidades hídricas anuales teóricas suponiendo un déficit del 20% y los recursos hídricos reales disponibles en la CCRR.

- Nº goteros: 6 goteros de 4 l/h por planta. Según datos de los administradores de la CCRR.

Con estos datos, el caudal demandado en cada hidrante se calcula en función del área de la parcela que abastece, de la siguiente forma.

$$Q_{hidrante}(l/s) = \frac{\text{Área (Has)} \cdot 300 \cdot 24}{3.600}$$

Detalles en MAPA nº 11: Demanda hídrica en hidrantes – Escenario de diseño.

Actualmente, el conjunto de hidrantes se encuentran en un proceso de modernización con el objetivo de que todos ellos tengan un funcionamiento de forma telemandada. A día de hoy, de los 314 hidrantes considerados solamente 105 tienen los equipos necesarios para un funcionamiento remoto.

Finalmente, la organización de la jornada de riego se establece “a demanda”, aunque en los períodos de máximo consumo (Junio-Septiembre), en la red de distribución por gravedad se establece el “riego por turnos”.



Fotografía 16: Vista de uno de los hidrantes con equipo de automatización.

3.3. MODELACIÓN MATEMÁTICA DE LA INSTALACIÓN

3.3.1. Metodología

Para la modelación matemática de la instalación de transporte y distribución de agua en presión en la CCRR Murada Norte se ha seguido la siguiente metodología.

En primer lugar se ha dividido el sistema completo de transporte y distribución de agua en tres subsistemas, la instalación encargada del transporte de agua desde la captación hasta las balsas reguladoras, denominada **instalación de abastecimiento en alta**; la instalación encargada de distribuir por gravedad el agua procedente de las balsas hasta los hidrantes de la zona Sur, denominada **instalación de distribución por gravedad**; y la instalación encargada de distribuir por impulsión el agua procedente de las balsas hasta los hidrantes de la zona Norte, denominada **instalación de distribución por impulsión**.

Posteriormente, se han definido espacialmente las tuberías e hidrantes que conforman cada una de las instalaciones anteriores, con el objetivo de crear un modelo físico de las redes (shape) que contengan información, tanto geométrica como hidráulica, necesaria para analizar su comportamiento hidráulico en EPANET.

Para ello se han utilizado como información de partida los planos en formato CAD (DWG) facilitados por la empresa encargada de la redacción de los proyectos pertenecientes al Plan de Modernización de la CCRR Murada Norte. El trazado de tuberías e hidrantes incluido en dichos planos no se encontraba georreferenciado, ya que estaba representado en un sistema de coordenadas arbitrario, aunque las longitudes y distancias sí eran las reales.

Para georreferenciar el trazado de la red, en primer lugar ha sido necesario importar las capas de dibujo que contenían esta información al programa GISRED. Con este programa, se ha introducido manualmente la posición de aquellos hidrantes que no había sido posible importar desde los archivos CAD, y se ha verificado la conectividad de todos los elementos de la red, creando dos archivos vectoriales (shape), conteniendo el trazado definitivo de tuberías, representado como líneas (links), y la distribución de hidrantes, representados como nodos (nodes).

A continuación, se han importado estos dos archivos shape al programa ARCGIS 10.2. Con ayuda de una ortofoto representativa de la zona objeto de estudio, descargada de la página web del IGN, se ha conseguido georreferenciar el citado trazado general en un sistema de coordenadas UTM. Posteriormente, con ayuda del modelo digital del terreno (mdt) de precisión 5 metros, descargado también del IGN, se han obtenido las cotas de todos los hidrantes de la red.

Para definir otros atributos necesarios para el análisis del comportamiento hidráulico de la red, se han importado al proyecto de ARCGIS en el que se ha realizado la modelación física de la red, distintas tablas

realizadas con EXCEL relacionando los identificativos de hidrantes con sus respectivas demandas, y los identificativos de las tuberías con sus diámetros nominales e interiores, y rugosidades. De esta forma, se ha realizado una unión entre las tablas de EXCEL y las tablas de atributos de los archivos shape. Por último, con este mismo programa se ha dividido el trazado general en las tres redes descritas al comienzo de este apartado.

Por tanto, se disponía de dos archivos shape para cada una de las tres instalaciones. Uno con el trazado de las tuberías, con información relativa a su longitud, nudos inicial y final, diámetro interior y rugosidad; y otro shape con la distribución de los hidrantes y otros nudos de paso de la red, con información relativa a sus coordenadas UTM, sus cotas en msnm y la demanda en l/s. De nuevo con el programa GISRED, se ha creado un escenario en formato INP con cada una de las redes, utilizando los dos archivos shape de cada una de ellas y sus atributos.

Importando este escenario INP a EPANET, se disponía de un modelo que representa el trazado de las tuberías, la distribución de hidrantes, y otros datos básicos necesarios para realizar el análisis hidráulico. Finalmente, se completó cada una de las redes con los elementos embalses, bombas y válvulas necesarios para finalizar el modelo representativo de la realidad física de la instalación, además de incluir las Curvas de Comportamiento y Curvas de Modulación representativas del modelo de funcionamiento y explotación de las instalaciones.

Aunque en este tipo de proyectos el último paso es la calibración del modelo, en este TFG no se han realizado mediciones de campo, por lo que la calibración del modelo se realizará de forma simplificada con los datos de campo de los que se disponen.

3.3.2. Modelación de la instalación de abastecimiento en alta

El modelo de esta instalación consta de un elemento tipo embalse representativo de la arqueta de captación, dos bombas en paralelo representativas de cada grupo de bombeo, la tubería de impulsión, un elemento tipo embalse representativo de las balsas de regulación y una válvula sostenedora de presión.

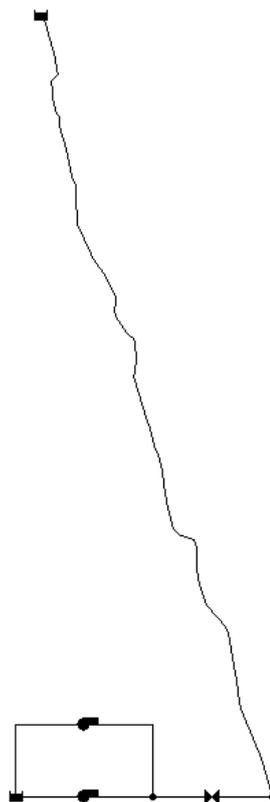


Figura 3. 25: Representación esquemática en EPANET de la instalación de abastecimiento en alta.

El embalse representativo de la arqueta de captación tiene una cota de la lámina libre de 125 msnm, mientras que el embalse representativo de las balsas de regulación tiene una cota de la lámina libre de 240 msnm. Puesto que con datos de campo, a la salida del bombeo se observa una presión aproximadamente constante de 12,5 bares (equivalente a 125 mca), se ha colocado una válvula sostenedora de presión con un valor de consigna de 125 metros, representando las pérdidas localizadas no contempladas en el modelo.

Por último, se ha calculado el punto de funcionamiento de los dos grupos de bombeo de acuerdo con las siguientes hipótesis:

- La presión manométrica requerida a la salida del bombeo es constante, con un valor de 125 metros. Por tanto ambas bombas tendrán un punto de funcionamiento constante.

- De acuerdo con los datos de potencia máxima registrada (Tabla 3.2), se supondrá que durante los meses de Febrero, Mayo y Junio estuvo en funcionamiento el Grupo de Bombeo 1, mientras que durante los meses restantes estuvo en funcionamiento solamente el Grupo de Bombeo 2.
- La Potencia de trabajo de cada grupo de bombeo se obtienen como una media ponderada según el consumo energético, obteniendo una potencia de **214 kW** para el Grupo de Bombeo 1 y **294 kW** para el Grupo de Bombeo 2.

$$Potencia\ trabajo = \frac{Energía\ total}{horas\ trabajadas}$$

$$horas\ trabajadas = \sum_{mes} \sum_{período} \frac{Energía\ consumida}{Potencia\ máximometro}$$

De acuerdo a estas hipótesis, se han obtenido los siguientes puntos de funcionamiento, con los que ha sido posible definir las Curvas Características de las bombas.

GRUPO DE BOMBEO 1

- Altura manométrica: 125 mca.
- Caudal: 92,89 l/s.
- Potencia: 214 kW.

GRUPO DE BOMBEO 2

- Altura manométrica: 125 mca.
- Caudal: 137,45 l/s.
- Potencia: 294 kW.

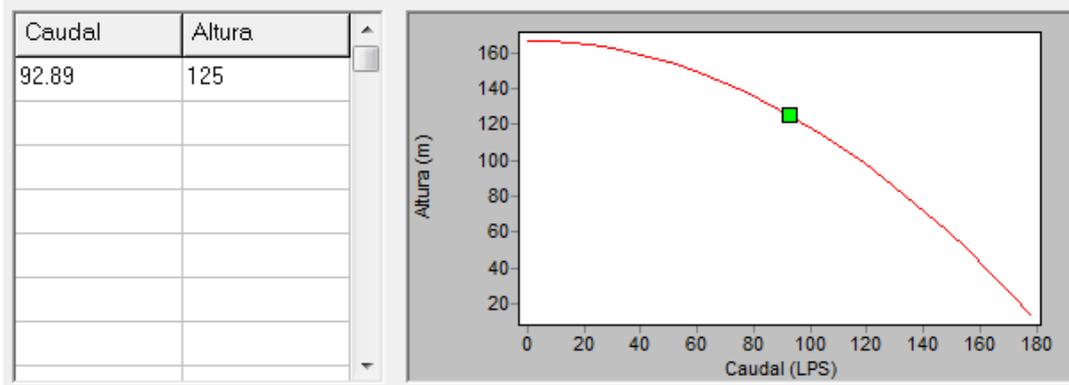


Figura 3. 26: Curva Característica H-Q del Grupo de Bombeo 1

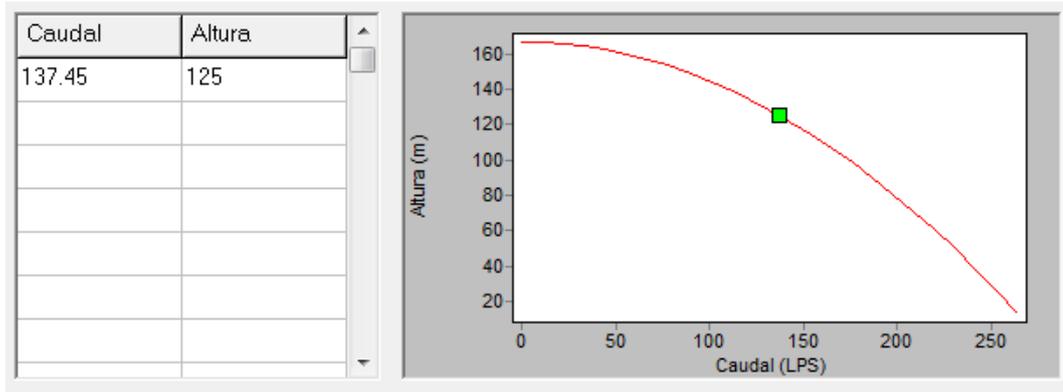


Figura 3. 27: Curva Característica H-Q del Grupo de Bombeo 2

Representando en EPANET el modelo descrito, puede comprobarse en las siguientes figuras cómo se consigue simular el comportamiento hidráulico de la instalación.

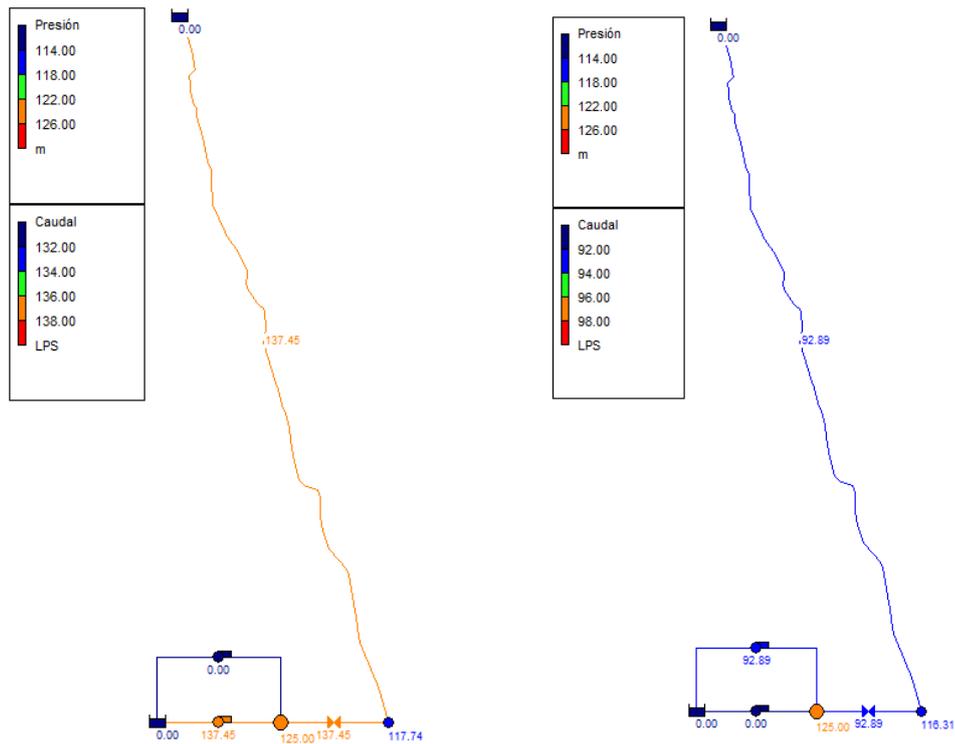


Figura 3. 28: Análisis hidráulico de la instalación de abastecimiento en alta

Para obtener el rendimiento de los grupos de bombeo se utiliza la siguiente formulación.

$$E = \frac{9,8 \cdot Q \cdot H}{\eta} \cdot \text{horas} = \frac{9,8 \cdot V_{\text{anual}} \cdot H}{\eta \cdot \frac{\text{segundos}}{\text{año}}} \cdot \frac{\text{horas}}{\text{año}} = \frac{9,8 \cdot V_{\text{anual}} \cdot H}{\eta \cdot 3.600}$$

$$\eta_{\text{motor-bomba}} = \frac{9,8 \cdot V_{\text{anual}}(\text{m}^3) \cdot H(\text{m})}{E_{\text{anual}}(\text{kWh}) \cdot 3.600}$$

Siendo la altura manométrica de 125 metros, el rendimiento de cada grupo será:

- Grupo de Bombeo 1: $\eta_{\text{motor-bomba}} = 53,17 \%$
- Grupo de Bombeo 2: $\eta_{\text{motor-bomba}} = 57,27 \%$

Utilizando las Potencias y Caudales obtenidos como puntos de funcionamiento se obtienen exactamente los mismos rendimientos.

El consumo energético total anual de la instalación modelada es de 1.300.880 kWh, frente a los 1.300.851 kWh de consumo real registrado, por tanto el error es del **0.002%**.

3.3.3. Modelación de la instalación de distribución por gravedad

El modelo de esta instalación consta de un elemento tipo embalse representativo de las balsas de regulación, la red de distribución compuesta por tuberías e hidrantes obtenidas de los planos CAD, y una válvula de rotura de carga representativa de las pérdidas producidas en la estación de filtrado nº 1 (1,4 mca).

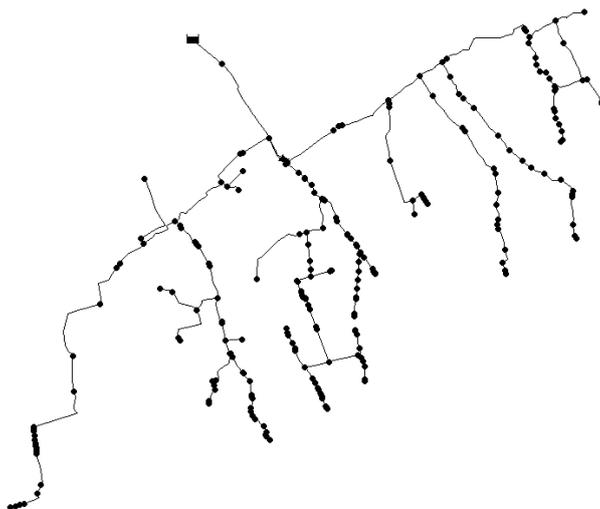


Figura 3. 29: Representación esquemática en EPANET de la instalación de distribución por gravedad.

El embalse representativo de las balsas de regulación tiene una cota de la lámina libre de 236 msnm, de acuerdo con el cálculo hidráulico para el dimensionamiento de las conducciones realizado en los proyectos pertenecientes al Plan de Modernización de la CCRR Murada Norte (Martínez Bascuñana, 2012). Puesto que el nivel de la lámina libre en las balsas de regulación variara en función de la demanda, se analizaran los siguientes escenarios.

- Nivel Normal: 236 msnm
- Nivel Máximo: 240 msnm
- Nivel Mínimo: 232 msnm

Por último, para representar el modelo de explotación de la infraestructura se han establecido 6 turnos de riego de 3,4 horas de duración de acuerdo con el diseño realizado en el Plan de Modernización. La distribución de los hidrantes por turnos se ha realizado de forma que en todos los turnos se riegue una superficie similar, y por tanto la demanda sea homogénea en todos los turnos. Al conjunto de parcelas regadas por un mismo turno se le denominará sector hidráulico.

Ver MAPA nº 12: Sectores hidráulicos de diseño – Distribución por gravedad.

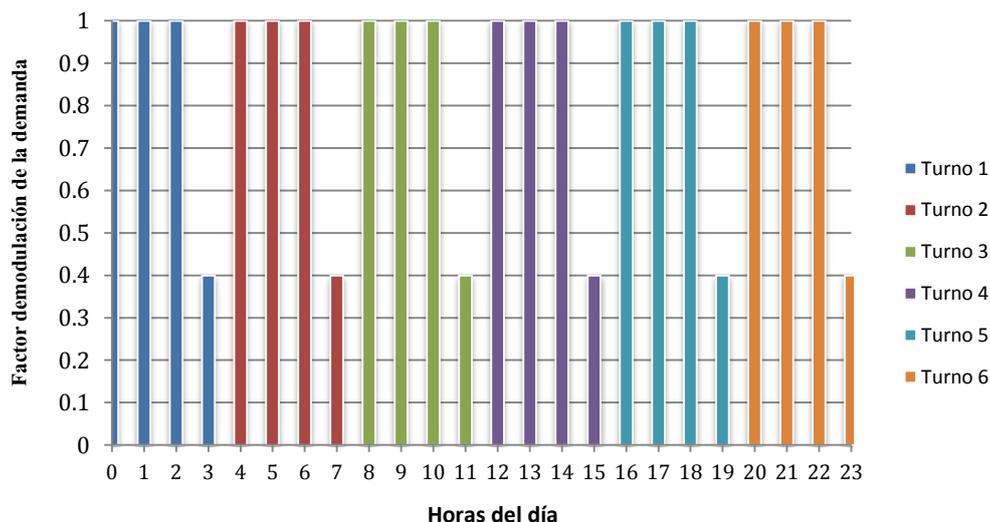


Figura 3. 30: Curvas de Modulación de los turnos de riego en el escenario de diseño.

Para simular el escenario de necesidades reales, bastará con multiplicar las CM de los turnos por un factor minorativo de **0,6375**.

$$coef = \frac{300 \cdot 24}{600 \cdot 64/3,4} = 0,6375$$

A partir de estos datos, se ha realizado el análisis hidráulico de la instalación en los dos escenarios, obteniendo las siguientes conclusiones.

ESCENARIO DE DISEÑO

- En los hidrantes H107, H521, H527, H528, H529, H536, H548, H566, H567, H578, H579 y H624 se producen presiones por debajo de 25 mca durante su turno de riego, aunque sólo en tres de ellos la presión se encuentra por debajo de los 20 mca. Los hidrantes H107, H567 y H624 son los más restrictivos con presiones de 11,89, 18,77 y 7,53 mca respectivamente.
- Casi el 95% de los hidrantes, equivalentes a más del 72 % de la superficie regada por esta red de distribución, tienen una presión superior a 25 mca y por tanto potencialmente pueden usar técnicas de riego localizado.

- Con el Nivel Mínimo en las balsas los hidrantes H570, H546, H541, H463 y H161 reducen su presión por debajo de los 25 mca durante su turno de riego. En este caso, la superficie regada por esta instalación con potencial para el riego localizado desciende al 67 %.
- En el 60 % de los hidrantes se produce en algún turno presiones mayores a 60 mca, suponiendo un 21% de la superficie regada total.
- Con el Nivel Máximo en las balsas el porcentaje de hidrantes con presiones mayores a 60 mca asciende a más del 65 %, equivalente a casi el 36 % de la superficie regada total.
- El Turno 6 es el de mayor demanda hídrica, con un caudal demandado total de 340,2 l/s, equivalente a 1.224,72 m³/h.
- En casi el 5 % de la longitud total de tuberías la velocidad máxima supera los 3 m/s (recomendación AEAS por erosión), mientras que en más del 5 % de la longitud total no supera los 0,3 m/s (recomendación AEAS por deposición de sedimentos).

ESCENARIO DE NECESIDADES REALES

- En los hidrantes H107, H529, H578 y H624 se producen presiones por debajo de 25 mca durante su turno de riego, aunque sólo en el H107 la presión se encuentra por debajo de los 20 mca. Los hidrantes H107, H529 y H624 son los más restrictivos con presiones de 17,22, 21,55 y 21,54 mca respectivamente.
- Más del 98% de los hidrantes, equivalentes a casi 90% de la superficie regada por esta red de distribución, tienen una presión superior a 25 mca y por tanto potencialmente pueden usar técnicas de riego localizado.
- Con el Nivel Mínimo en las balsas los hidrantes H541, H546, y H579 reducen su presión por debajo de los 25 mca. En este caso, la superficie regada por esta instalación con potencial para el riego localizado desciende al 89 %.
- En casi el 65% de los hidrantes se produce en algún turno presiones mayores a 60 mca, suponiendo un 35% de la superficie regada total.
- Con el Nivel Máximo en las balsas el porcentaje de hidrantes con presiones mayores a 60 mca asciende al 70%, equivalente a casi el 44 % de la superficie regada total.

- El Turno 6 es el de mayor demanda hídrica, con un caudal demandado total de 216,88 l/s, equivalente a 780,76 m³/h.
- En ninguna tubería la velocidad máxima supera los 3 m/s (erosión), mientras que en más del 11 % de la longitud total no supera los 0,3 m/s (deposición de sedimentos).

En el Anejo 1 del presente trabajo se pueden observar diversos gráficos que reflejan los resultados obtenidos del cálculo hidráulico con EPANET.

3.3.4. Modelación de la instalación de distribución por impulsión

El modelo de esta instalación consta de un elemento tipo embalse representativo de la presión de consigna asignada al variador de frecuencia, la red de distribución compuesta por tuberías e hidrantes obtenidas de los planos CAD, y una válvula de rotura de carga representativa de las pérdidas producidas en la estación de filtrado nº 2 (1,9 mca).

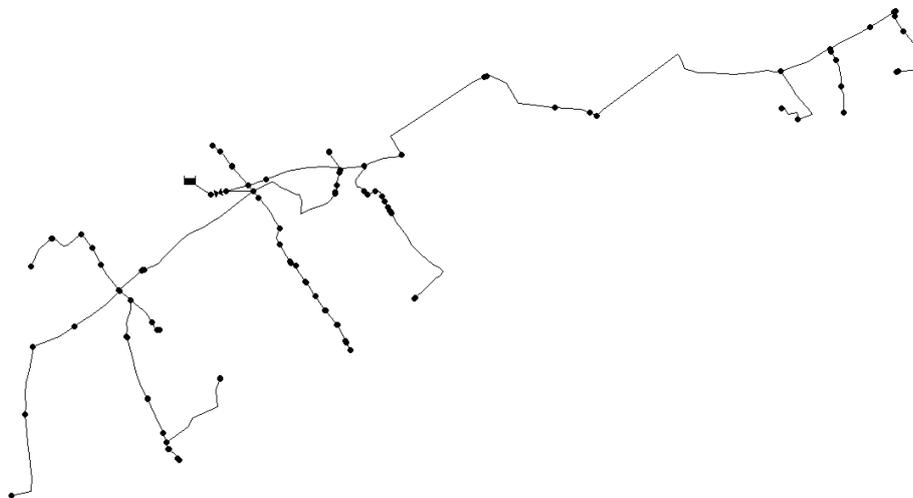


Figura 3. 31: Representación esquemática en EPANET de la instalación de distribución por impulsión.

No es recomendable utilizar EPANET para el análisis hidráulico de bombas con variador de frecuencia o Bombas de Velocidad Variable (BVV), por esta razón se ha optado por realizar la simulación de la impulsión en una hoja de cálculo de EXCEL. Para simular la presión aportada por el bombeo, se ha introducido un elemento Embalse que suministra la presión de consigna de las BVV, modificando la cota de la lámina libre del mismo. Puesto que la presión de consigna es de 35 mca según datos de la CCRR y la cota de la salida del bombeo está

estimada en 231 msnm, teniendo en cuenta las pérdidas producidas por la estación de filtrado la altura de la lámina libre del embalse es 267,9 msnm.

Las Curvas Características teóricas obtenidas para el cálculo de los consumos energéticos de la estación de bombeo en baja son las siguientes.

GRUPO DE BOMBEO 3

- **CC H-Q:** $H = 48,276 + 0,2283 \cdot Q - 0,01642 \cdot Q^2$
- **CC η -Q:** $\eta_{bomba} = -0,01673 + 0,053 \cdot Q - 7,077e - 4 \cdot Q^2$
- **Motor:** $\eta_{motor} = 0,92$

GRUPO DE BOMBEO 4 y 5

- **CC H-Q:** $H = 41,89 + 0,07453 \cdot Q - 5,247e - 4 \cdot Q^2$
- **CC η -Q:** $\eta_{bomba} = -2,85e - 3 + 8,148e - 3 \cdot Q - 2,308e - 5 \cdot Q^2$
- **Motor:** $\eta_{motor} = 0,936$

Aunque en esta instalación la organización del riego se produce “bajo demanda”, se supondrán los mismos turnos de riego que en el caso de la instalación de distribución por gravedad, Figura 36.

Ver MAPA nº 13: Sectores hidráulicos de diseño – Distribución por gravedad.

Para simular el escenario de necesidades reales se utilizará el mismo coeficiente minorativo que en el caso anterior, 0,6375.

A partir de estos datos, se ha realizado el análisis hidráulico de la instalación en los dos escenarios, obteniendo las siguientes conclusiones.

ESCENARIO DE DISEÑO

- En los hidrantes H101, H102, H103, H105 y H28 se producen presiones por debajo de 25 mca durante su turno de riego, aunque sólo en dos de ellos la presión se encuentra por debajo de los 20 mca. Los hidrantes H101, H102 y H103 son los más restrictivos con presiones de 16,47, 21,68 y 16,9 mca respectivamente.

- Más del 94% de los hidrantes, equivalentes a casi el 93 % de la superficie regada por esta red de distribución, tienen una presión superior a 25 mca y por tanto potencialmente pueden usar técnicas de riego localizado.
- En más del 30 % de los hidrantes se produce en algún turno presiones mayores a 60 mca, suponiendo un 4% de la superficie regada total.
- El Turno 6 es el de mayor demanda hídrica, con un caudal demandado total de 166,57 l/s, equivalente a 599,65 m³/h.
- En todas las tuberías la velocidad se encuentra en el rango 0,3 – 3 m/s (recomendaciones AEAS).
- El rendimiento teórico promedio del bombeo con el Nivel Normal en las balsas es del 66,87 %.

ESCENARIO DE NECESIDADES REALES

- En los hidrantes H101, H102, H103 y H28 se producen presiones por debajo de 25 mca durante su turno de riego, aunque sólo el hidrante H101 la presión se encuentra por debajo de los 20 mca. Los hidrantes H101, H102 y H103 son los más restrictivos con presiones de 19,52, 21,84 y 20,1 mca respectivamente.
- Más del 95% de los hidrantes, equivalentes al 95 % de la superficie regada por esta red de distribución, tienen una presión superior a 25 mca y por tanto potencialmente pueden usar técnicas de riego localizado.
- En más del 32 % de los hidrantes se produce en algún turno presiones mayores a 60 mca, suponiendo más de un 4% de la superficie regada total.
- El Turno 6 es el de mayor demanda hídrica, con un caudal demandado total de 105,58 l/s, equivalente a 380,09 m³/h.
- En todas las tuberías la velocidad se encuentra en el rango 0,3 – 3 m/s (recomendaciones AEAS).
- El rendimiento teórico promedio del bombeo con el Nivel Normal en las balsas es del 61,57 %.

En el Anejo 2 del presente trabajo se pueden observar los resultados obtenidos del cálculo hidráulico con EPANET.

3.4. INDICADORES DE EFICIENCIA

3.4.1. Indicadores de eficiencia hídrica

INDICADORES DE EFICIENCIA HÍDRICA		
Superficie regable (Ha)	1.628	Superficie total abastecida por la infraestructura de la CCR.
Superficie regada (Ha)	950,81	Superficie realmente regada.
Aprovechamiento de la infraestructura (%)	58,40	$\frac{\text{Superficie regada}}{\text{Superficie regable}}$
Volumen de agua que entra al sistema (m ³)	2.167.996	Cantidad total de agua que entra a la CCRR, medida en los contadores de entrada a la infraestructura.
Volumen de agua suministrado a los usuarios (m ³)	2.009.610	Cantidad medida en la unión entre el sistema de distribución y la toma del agricultor.
Eficiencia de la Distribución (%)	92,69	$\frac{\text{Volumen que entra}}{\text{Volumen suministrado a los usuarios}}$
Suministro de agua por unidad de área regada (m ³ /Ha)	2.113,58	$\frac{\text{Volumen suministrado a los usuarios}}{\text{Superficie regada}}$

En el año 2013 se tiene un volumen de agua no registrado de 158.386 m³, equivalente al 7,31 % del agua que entra al sistema.

Con datos del Plan de Modernización, la evaporación promedio sufrida en las balsas de regulación está estimada en 4,5 mm/día, equivalente a 1,65 m/año. Puesto que la superficie de los embalses está estimada en unas 37 Ha, el volumen de agua correspondiente a las pérdidas anuales por evaporación en las balsas de regulación asciende a un total de unos 60.000 m³, equivalentes al 2,8 % del agua que entra al sistema.

3.4.2. Indicadores de eficiencia energética

INDICADORES DE RENDIMIENTO		
Energía anual consumida (kWh)	1.337.823	Suma de la energía activa total facturada en la CCRR.
Energía anual consumida (tep)	115,05	$Energía\ anual\ (MWh) \cdot 0,086$
Energía reactiva consumida (kVARh)	347.819	Suma de la energía reactiva total facturada en la CCRR.
Potencia total contratada (kW)	400	Suma de la potencia total contratada.
Factor de potencia (fdp)	0,97	$\cos[\text{atan}\left(\frac{Energía\ reactiva}{Energía\ activa}\right)]$
Potencia contratada por unidad de área regable (kW/Ha)	0,421	$\frac{Potencia\ contratada}{Área\ regable}$
EPH: Energía consumida por unidad de área regada (kWh/Ha)	1.407,04	$\frac{Energía\ consumida}{Área\ regada}$
IE- Intensidad energética (kWh/m ³)	0,617	$\frac{Energía\ consumida}{Volumen\ de\ agua\ que\ entra\ al\ sistema}$
Coste energético por área regada (€/Ha)	210,78	$\frac{Gasto\ energético}{Área\ regada}$
Coste energético por área regable (€/Ha)	123,10	$\frac{Gasto\ energético}{Área\ regable}$
Coste energético por m ³ que entra al sistema (€/m ³)	0,0924	$\frac{Gasto\ energético}{Volumen\ de\ agua\ que\ entra\ al\ sistema}$
Coste energético por m ³ suministrado a los usuarios (€/m ³)	0,0997	$\frac{Gasto\ energético}{Volumen\ suministrado\ a\ los\ usuarios}$
Gasto energético (%)	25,89	$\frac{Gasto\ energético}{Gastos\ totales}$
PME (cts€/kWh)	9,78	$\frac{Gasto\ término\ energía}{Energía\ consumida}$

INDICADORES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA			
IDE: Índice de dependencia energética (%)	100	Representa el porcentaje de agua que es bombeado frente al total de agua que entra a la CCRR.	$\frac{\text{Volumen total bombeado}}{\text{Volumen que entra al sistema}}$
ICE: Índice de carga energética (m)	136,65	Representa la altura manométrica media suministrada por los bombeos, incluyendo los puntos de suministro que no precisan bombeo.	$\frac{\sum V_i \cdot H_i}{\text{Volumen que entra al sistema}}$
EEB: Eficiencia energética de bombeos (%)	56,84	Representa el cociente entre la potencia hidráulica suministrada por los bombeos y la potencia eléctrica absorbida.	$\frac{\text{Potencia suministrada}}{\text{Potencia absorbida}}$
ESE: Eficiencia de suministro energético (%)	64,22	Representa el cociente entre la energía necesaria a aportar al sistema y la energía real aportada.	$\frac{\Delta E}{ICE}$
EEG: Eficiencia energética general de la CCRR (%)	36,50	Representa la eficiencia energética general de la red de distribución de toda la comunidad de regantes.	$EEG = EEB \cdot ESE$

ACLARACIONES

- El cálculo del ICE se ha realizado suponiendo un altura de 125 metros y el volumen total captado en el canal para el abastecimiento en alta, y una altura de 35 metros y un volumen equivalente a la superficie regada por la instalación de distribución por impulsión para el abastecimiento en baja.

$$ICE = \frac{125 \cdot 2167996 + 35 \cdot 0,333 \cdot 2167996}{2167996}$$

- El cálculo del EEB se ha realizado ponderando los rendimientos obtenidos en los apartados 1.4.3. y 1.4.5. según la energía consumida por cada grupo de bombeo.

$$EEB(\%) = \frac{53,17 \cdot 178239 + 57,27 \cdot 1122612 + 61,57 \cdot 36972}{1337823}$$

- El cálculo del ΔE se ha realizado como media ponderada de las cotas (msnm) de cada hidrante más 25 metros por necesidades de presión según el área de la parcela a la que abastece cada hidrante, teniendo en cuenta que la cota inicial de la lámina de agua en el canal es la 125 msnm.

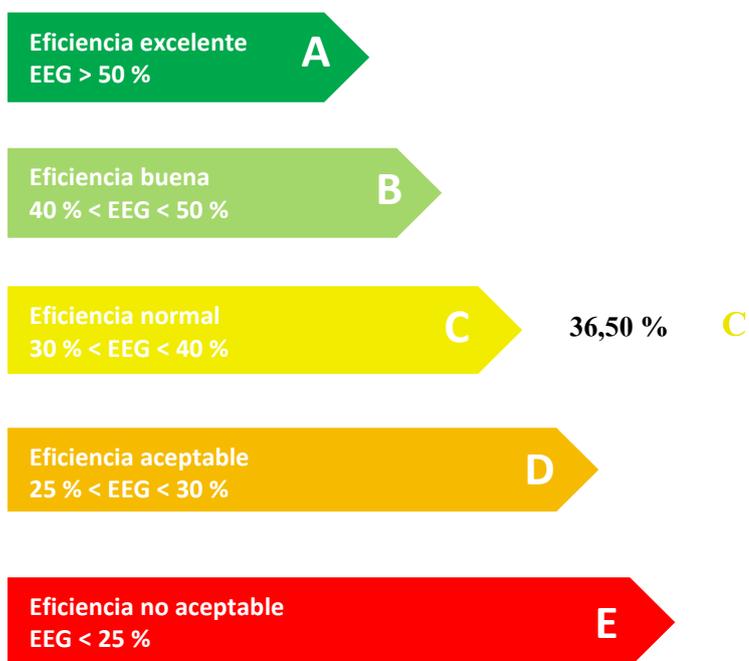
$$\Delta E (m) = \frac{\sum (z_i + 25) \cdot \text{Área}_i}{\text{Área total}} - 125 = 87,75$$

CALIFICACIÓN ENERGÉTICA

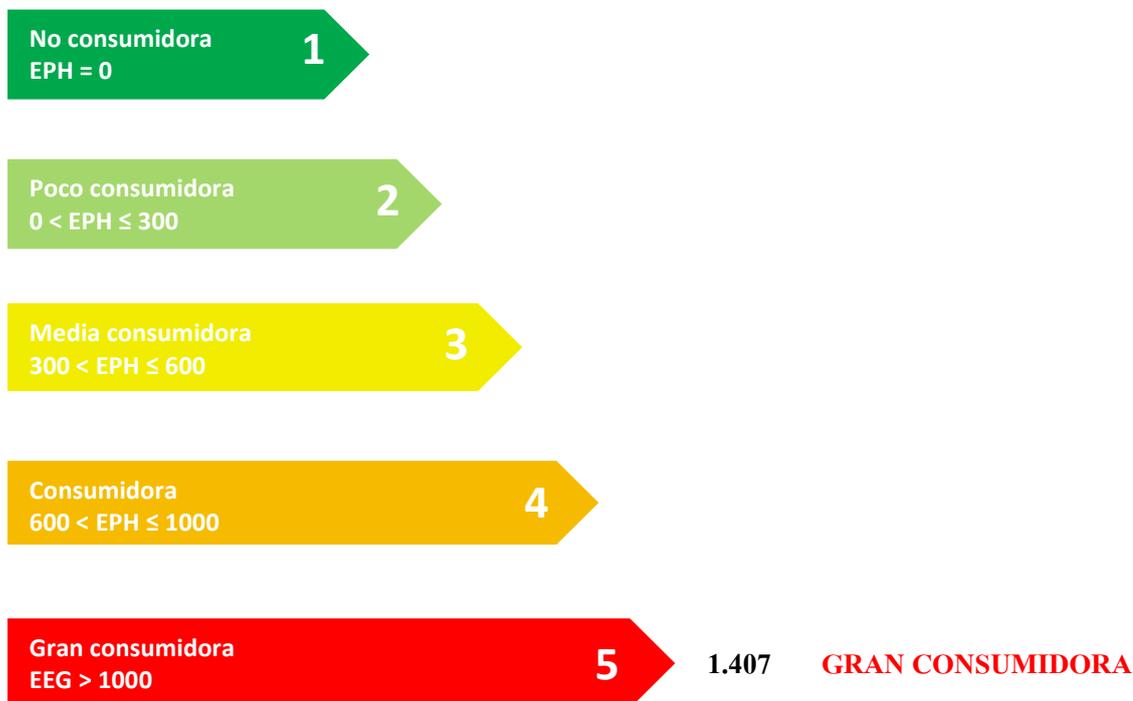
La calificación energética de la Comunidad de Regantes Murada Norte, según el Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes del IDEA, es **C – Eficiencia Normal**. [4]

Por otra parte, la Comunidad de Regantes Murada Norte se encuentra dentro del grupo de consumo energético **5 – Gran Consumidor**

Calificación Energética de la Comunidad de Regantes Murada Norte (Indicador: EEG)



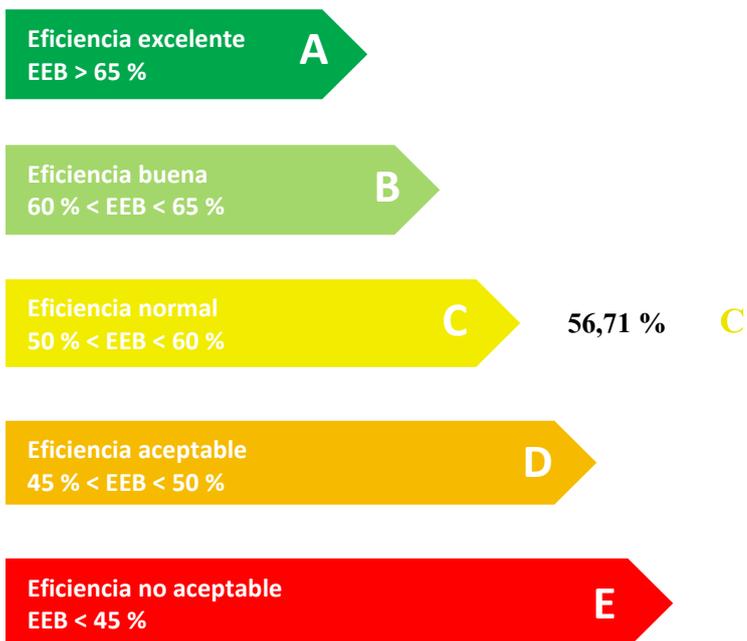
**Calificación Energética de la Comunidad de Regantes Murada Norte
(Indicador: EPH)**



La calificación energética de la eficiencia de los bombeos es la siguiente.

- Estación de bombeo en alta: EEB = 56,71 % C – Eficiencia Normal
- Estación de bombeo en baja: EEB = 61,57 % B – Eficiencia Buena

Calificación Energética de la Estación de Bombeo en Alta (Indicador: EEB)



Calificación Energética de la Estación de Bombeo en Baja (Indicador: EEB)



4. PROPUESTAS DE MEJORA

4.1. CONCEPTO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

La rentabilidad económica de una actuación se puede definir como la diferencia entre el beneficio económico obtenido y la inversión realizada. La evaluación de la rentabilidad económica se realiza a través de ratios de rentabilidad, que consisten básicamente en una serie de indicadores cuya finalidad es la de pronosticar si una determinada actuación generará suficientes beneficios a lo largo de su vida útil para cubrir sus costes de inversión. Los ratios de rentabilidad utilizados en este apartado son:

- **Tiempo de amortización:** Representa el número de años necesarios para recuperar la inversión realizada de acuerdo con los beneficios obtenidos.

$$\text{Tiempo amortización (años)} = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Beneficios (€/año)}}$$

- **Valor Actual Neto (VAN):** Representa el valor de los ingresos futuros que genera el valor presente de una inversión, según un interés o tasa de descuento. Si el VAN > 0 la inversión resulta rentable.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficios} \left(\frac{€}{\text{año}} \right)}{(1+t)^i} - \text{Inversión (€)}$$

siendo t el interés e i el n° de año.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** Representa el tipo de interés a partir del cual se igualan los valores actualizados de beneficios e inversión. Si el TIR > t la inversión es rentable. Se calcula despejando t de la ecuación anterior, siendo el VAN igual a cero.

4.2. UTILIZACIÓN DE OTRAS FUENTES DE RECURSOS HÍDRICOS

4.2.1. Justificación

De acuerdo con los indicadores obtenidos, el suministro anual de agua por unidad de área regada en la comunidad es de 2.113,58 m³/Ha. Sin embargo, las necesidades hídricas anuales de los cultivos presentes en la CCRR están estimadas en unos 3.600 m³/Ha según la administración de la CCRR Murada Norte, lo que significa que la comunidad sufre un déficit de agua de alrededor del 40 %, que disminuye a aproximadamente el 25 % si tenemos en cuenta una disminución del área regada del 20 % (cultivos jóvenes, zonas no plantadas, etc.).

Estos datos no sorprenden, ya que la Cuenca Hidrográfica del Segura (CHS) sufre un déficit global estimado en 460 Hm³/año, de los cuales 450 Hm³/año corresponden al uso agrario (MAGRAMA, 2013).

De acuerdo con estas necesidades hídricas, para suplir la demanda de toda la superficie regable de la comunidad, de 1.628 Ha, haría falta una dotación de casi 6 Hm³/año, siendo de unos 4,7 Hm³/año si asumimos un riego deficitario del 20 %.

Por tanto, parece evidente que la CCRR Murada Norte requerirá en los próximos años de un aumento de su dotación. Si tenemos en cuenta que los recursos hídricos del trasvase Tajo – Segura se encuentran limitados y no existe la capacidad de aumentar la dotación que proviene del mismo, las opciones para suplir las necesidades de la CCRR Murada Norte con garantía de suministro parten de la utilización de fuentes de recursos hídricos alternativas, como son el agua desalada y el agua reutilizada.

4.2.2. Análisis de fuentes de recursos hídricos no convencionales cercanas

Agua desalada

En la comarca de la Vega Baja encontramos la Planta Desaladora de Torrevieja, con una capacidad de producción de 240.000 m³/día. Esta Instalación Desaladora de Agua de Mar (IDAM) fue proyectada para cubrir unos 60 Hm³/año de déficit de agua de riego de la zona regable del trasvase Tajo – Segura, entre la que se encuentra la CCRR Murada Norte, beneficiando un total de 8.000 Ha de riego.

Actualmente esta IDAM se encuentra en fase de pruebas, y los altos costes unitarios, que se estiman en 0,30-0,50 €/m³ a pie de planta para regadío (prensa), hacen que actualmente las pretensiones son abastecer unos 40 Hm³/año.

Los altos costes del agua producida en la IDAM de Torrevieja reducen su aplicación en la CCRR Murada Norte, a los que habría que añadir los costes, tanto de amortización como de explotación de la infraestructura necesaria para el transporte del agua desalada a unos 40 Km hasta la CCR Murada Norte, o a unos 70 km hasta el embalse de Ojos, cabecera del canal que abastece a la CCRR Murada Norte. En comparación con la tarifa de acceso a los recursos hídricos del trasvase, de 0,15 €/m³ en 2014, la repercusión que tendría en los agricultores de la CCRR Murada Norte la utilización de agua procedente de la IDAM de Torrevieja resulta inviable.

Agua reutilizada

En España, la Comunidad Valenciana se encuentra a la cabeza en cuanto a volumen de agua reutilizado con un 40 %, seguido de Murcia con un 23 %. Además, más del 70 % del agua reutilizada tiene un uso final agrícola (CEDEX, 2008). El agua reutilizada tiene la ventaja, desde el punto de vista agrícola, de ser un agua con un alto contenido en nutrientes.

El déficit actual de la CCRR Murada Norte está estimado en 1.254.920 m³/año, equivalentes a un caudal diario de **3.438 m³/día**. Por tanto, esta caudal diario es el que se debería obtener de la reutilización para garantizar el suministro hídrico en la CCRR Murada Norte en la actualidad.

Para que el agua procedente del efluente de una EDAR pueda ser reutilizada para uso agrícola, debe ser sometida a un tratamiento terciario en una Estación Regeneradora de Agua (ERA), que dependerá de las características cualitativas del agua de salida de la EDAR, sometido a régimen jurídico según el RD 1620/2007. El tratamiento terciario utilizado habitualmente para uso agrario, de los incluidos en el RD 1620/2007 (Figura 4.1), es el **TR-2**. Este tratamiento consiste en un tratamiento físico – químico con decantación, cuyo objetivo es la reducción de los sólidos en suspensión; una filtración, donde se reducen parte de los microorganismos patógenos y se mejoran los parámetros físico-químicos; y un proceso de desinfección con luz ultravioleta. Cuando el agua posea una alta salinidad (conductividad), se deberá además aplicar un tratamiento de desalación, como es la ósmosis inversa.

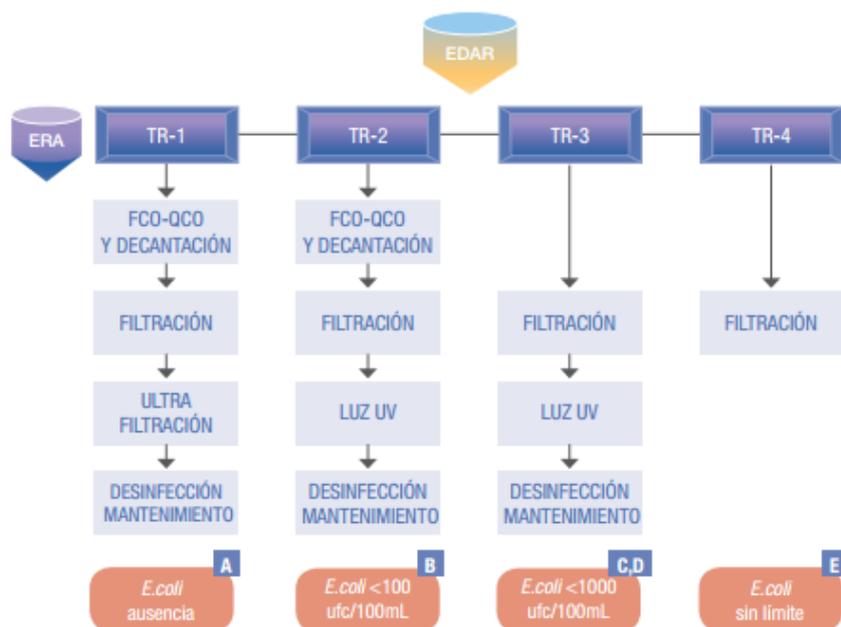


Figura 4. 1: Tratamientos de regeneración de aguas sin desalación propuestos en el RD 1620/2007.

(Fuente: MMAMRM 2010)

Posteriormente, se deberá construir una infraestructura para el almacenamiento y distribución de las aguas regeneradas hasta el punto de entrega a los usuarios, que debe ser independiente de las infraestructuras de agua potable y de saneamiento, aunque de características similares a estas. Esta infraestructura supone el grueso de la inversión para el aprovechamiento de agua regenerada.

En los alrededores de la CCRR Murada Norte, incluyendo las provincias de Alicante y Murcia, encontramos las EDAR que se enumeran a continuación, y sus datos técnicos de funcionamiento, obtenidos de la Entidad Pública de Saneamiento de Aguas Residuales de la Comunidad Valenciana (EPSAR) (www.epsar.gva.es) y de la Entidad de Saneamiento y Depuración de Aguas Residuales de la región de Murcia (ESAMUR) (www.esamur.es).

TABLA 4. 1: EDAR SITUADAS EN LOS ALREDEDORES DE LA CCRR MURADA NORTE.

Nombre EDAR	Caudal proyecto (m3/día)	Caudal 2013 (m3/día)	Distancia CCRR (km)(1)	Cota Salida (msnm)	Tratamiento Terciario (2)
Virgen del Camino	200	43	4,6	35	NO
Benferri – La Murada	1.000	500	5,2	49	SÍ
Mascivenda	115	84	5,6*	370	NO
La Matanza	400	130	7,4	58	NO
Hondón de los Frailes	210	119	7,4*	413	NO
Abanilla	1.500	1.423	8,4	155	SÍ
Barinas	540	151	8,9*	350	NO
Albatera – San Isidro	2.400	1.886	9,4	7	NO
Sistema Callosa de Segura	8.000	7.825	9,7	10	NO
Rincón de Bonanza	2.364	716	12,4	27	Filtración
Orihuela	10.000	5.815	12,5	23	Filtración
Crevillente - Derramador	5.000	2.426	12,6	60	SÍ
Fortuna	2.500	969	13,4	158	SÍ
San Bartolomé	490	553	14,2	14	SÍ
Jacarilla – Bigastro	2.400	1.040	16	20	SÍ
Santomera Norte	4.000	2.746	16	43	SÍ

(1) Distancia medida en línea recta desde la EDAR hasta la toma de la CCRR Murada Norte.

(2) SÍ: Cuentan con un sistema de tratamiento terciario adecuado para la reutilización (Filtración + Desinfección con Ultravioleta).

* Distancia medida en línea recta desde la EDAR hasta las balsas de regulación de la CCRR Murada Norte.

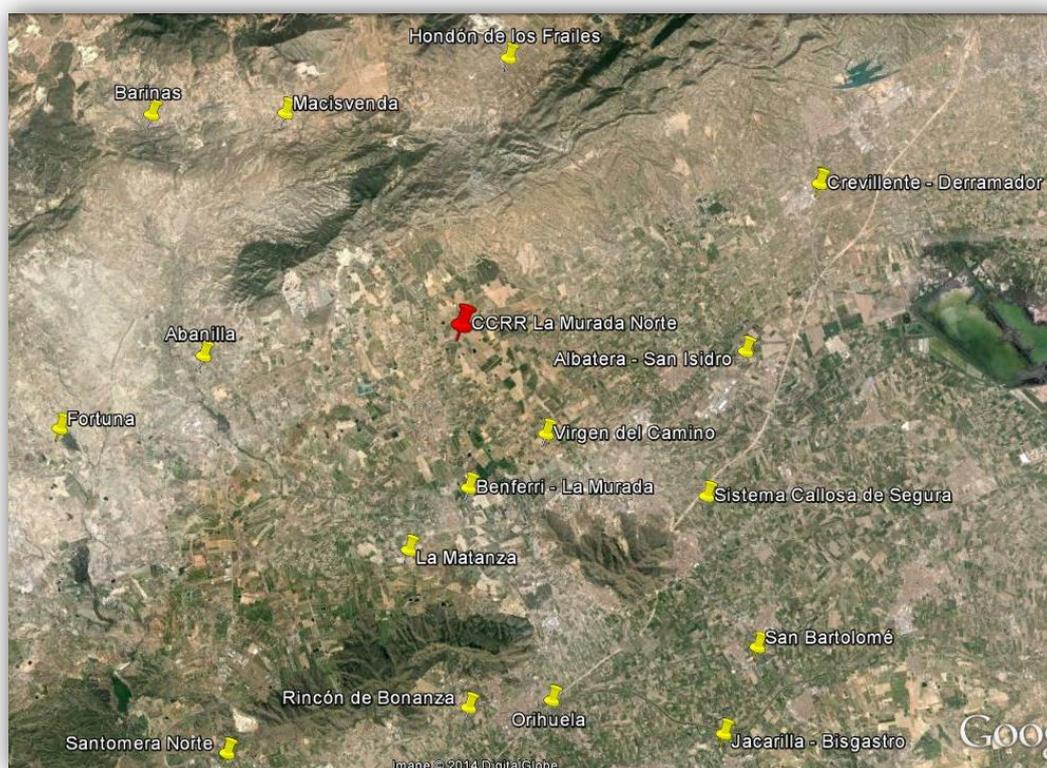


Figura 4. 2: Distribución de las EDAR cercanas a la CCRR Murada Norte.

4.2.3. Análisis de la viabilidad económica

Los costes a considerar deberán incluir tanto los costes del proceso de regeneración de agua como los costes de la infraestructura de abastecimiento necesaria, incluyendo en ambos aspectos los costes de inversión o fijos (peaje), y los costes de explotación o variables (tarifa). Los costes que a continuación se describen han sido obtenidos en base a estudios realizados sobre esta materia, y los costes de proyectos reales similares.

COSTES DEL TRATAMIENTO (Fuente: Melgarejo, 2009)

Se considerará un tratamiento terciario básico compuesto de filtro de arena + canal de ultravioleta.

- **Costes de explotación:** $0,07 \text{ €/m}^3$ (0,06 explotación del tratamiento + 0,01 amortización).
- **Costes de inversión:** $86 \text{ €/m}^3/\text{d}$ (78 filtro arena + 8 canal ultravioleta).

COSTES DE LA INFRAESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO

La infraestructura de transporte de agua regenerada desde la EDAR hasta la CCRR Murada Norte estará compuesta de las siguientes unidades de obra principales:

- **Obra civil:** Compuesta por movimientos de tierra, asfaltado, y otros.
 - Precio medio de la obra civil: $10.000 + 23,5 \cdot (DN(mm) - 75)$ €/Km
- **Conducciones y valvulería:** Corresponderán con el grueso de la inversión. Su calibre dependerá del caudal instalado en la EDAR. Se supondrán tuberías de PE100 y PN16 atm.

TABLA 4. 2: PRECIO POR KILÓMETRO DE INSTALACIÓN DE TUBERÍAS

Diámetro Nominal (mm)	Caudal máximo (m3/día)	Precio (€/km)*
63	108	4.145
75	161	5.694
90	245	8.156
110	390	11.826
125	526	15.456
160	941	24.722
200	1602	38.580
225	2124	49.242
280	3598	76.416
315	4785	96.441
400	8556	153.387
500	14763	239.732

Precios obtenidos por catálogo del suministrador "Tubos y Sistemas MASA", suponiendo un incremento del 50% para valvulería y demás piezería.

- **Estación de Bombeo e instalaciones eléctricas:** En el caso de cota favorable no será necesario.
 - Precio estación bombeo e instalaciones eléctricas: 1.500 €/kW
- **Depósito de regulación:** Será necesario aumentar la capacidad de regulación de la CCRR Murada Norte en función de la capacidad máxima de la EDAR.

→ Precio del depósito: 10 €/m^3

→ Capacidad del depósito: $50.000 \text{ m}^3 / \text{Hm}^3/\text{año}$

- **Costes de explotación de la infraestructura**

→ Costes energía: $9,8 \cdot \Delta H(\text{m}) \cdot 0,09 / 3600 \cdot 0,5 \text{ €/m}^3$ (Considerando precio medio $0,09 \text{ €/kWh}$ y Rendimiento Global 50%).

→ Coste potencia: $9,8 \cdot Q(\text{m}^3/\text{s}) \cdot \Delta H(\text{m}) \cdot 20 / 0,65 \text{ €/año}$ (Considerando precio $20 \text{ €/kW}\cdot\text{año}$ y rendimiento 65%).

→ **$\Delta H(\text{m})$** : Diferencia entre la cota de la captación de la comunidad (125 msnm) y la cota de salida de la EDAR, considerando unas pérdidas en la distribución de $7 - 0,01 \cdot D(\text{mm}) \text{ mca/km}$.

→ Mantenimiento: **$0,5 \%$** del coste de inversión de la infraestructura.

De acuerdo con esta distribución de costes, la inversión que supondría la infraestructura de transporte a realizar para cada una de las alternativas, dimensionadas para la máxima capacidad de la EDAR, será:

TABLA 4. 3: COSTES DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE AGUA REGENERADA.

Nombre EDAR	Obra Civil	Tuberías	Depósito	Bombeo	Total
Virgen del Camino	47,621.50 €	37,517.60 €	36,500.00 €	6,180.49 €	127,819.59 €
Benferri – La Murada	67,275.00 €	200,616.00 €	182,500.00 €	26,698.72 €	477,089.72 €
Mascivenda	56,000.00 €	31,886.40 €	20,987.50 €	0.00 €	108,873.90 €
La Matanza	82,695.00 €	114,374.40 €	73,000.00 €	11,469.98 €	281,539.38 €
Hondón de los Frailes	76,608.50 €	60,354.40 €	38,325.00 €	0.00 €	175,287.90 €
Abanilla	108,675.00 €	324,072.00 €	273,750.00 €	4,711.54 €	711,208.54 €
Barinas	106,777.75 €	220,025.80 €	98,550.00 €	0.00 €	425,353.55 €
Albatera – San Isidro	139,284.50 €	718,310.40 €	438,000.00 €	98,929.74 €	1,394,524.64 €
Sistema Callosa de Segura	171,083.75 €	1,487,853.90 €	1,460,000.00 €	301,747.86 €	3,420,685.51 €
Rincón de Bonanza	183,737.00 €	947,558.40 €	431,430.00 €	92,866.81 €	1,655,592.21 €
Orihuela	249,843.75 €	2,996,650.00 €	1,825,000.00 €	332,425.21 €	5,403,918.96 €
Crevillente - Derramador	222,232.50 €	1,932,676.20 €	912,500.00 €	134,540.60 €	3,201,949.30 €
Fortuna	198,554.50 €	1,023,974.40 €	456,250.00 €	15,233.97 €	1,694,012.87 €
San Bartolomé	153,679.50 €	167,929.20 €	89,425.00 €	24,982.20 €	436,015.90 €
Jacarilla – Bigastro	237,080.00 €	1,222,656.00 €	438,000.00 €	108,176.92 €	2,005,912.92 €
Santomera Norte	250,240.00 €	1,543,056.00 €	730,000.00 €	150,350.43 €	2,673,646.43 €

Por tanto los costes de inversión y explotación para cada una de las alternativas serán:

TABLA 4. 4: COSTES DE INVERSIÓN Y EXPLOTACIÓN DE AGUA REGENERADA

Nombre EDAR	Costes de Inversión (€)		Costes de Explotación (€/m ³ ·año)		
	Infraestructura	Tratamiento	Energía	Mantenimiento	Tratamiento
Virgen del Camino	127,819.59 €	17,200.00 €	0.0630999	0.040719844	0.07
Benferri – La Murada	477,089.72 €	0.00 €	0.05193059	0.013070951	0.07
Mascivenda	108,873.90 €	9,890.00 €	0	0.017755039	0.07
La Matanza	281,539.38 €	34,400.00 €	0.05690254	0.029666952	0.07
Hondón de los Frailes	175,287.90 €	18,060.00 €	0	0.020178186	0.07
Abanilla	711,208.54 €	0.00 €	0.00600095	0.006846509	0.07
Barinas	425,353.55 €	46,440.00 €	0	0.038587821	0.07
Albatera – San Isidro	1,394,524.64 €	206,400.00 €	0.07908136	0.010128885	0.07
Sistema Callosa de Segura	3,420,685.51 €	688,000.00 €	0.07201766	0.005988333	0.07
Rincón de Bonanza	1,655,592.21 €	18,912.00 €	0.07827718	0.031675063	0.07
Orihuela	5,403,918.96 €	80,000.00 €	0.06431829	0.01273023	0.07
Crevillente - Derramador	3,201,949.30 €	0.00 €	0.05239786	0.018080099	0.07
Fortuna	1,694,012.87 €	0.00 €	0.0119815	0.023948045	0.07
San Bartolomé	436,015.90 €	0.00 €	0.09709246	0.01080076	0.07
Jacarilla – Bigastro	2,005,912.92 €	0.00 €	0.08817768	0.026421403	0.07
Santomera Norte	2,673,646.43 €	0.00 €	0.07236409	0.013337689	0.07

Por tanto, el coste final por volumen de agua producida, suponiendo una vida útil de la obra de 25 años es:

TABLA 4. 5: COSTE UNITARIO FINAL DEL AGUA REGENERADA.

Nombre EDAR	Producción (m ³ /año)	Inversión (€/m ³)	Explotación (€/m ³ ·año)	Final (€/m ³ ·año)
Abanilla	519,395	1.36930	0.08285	0.13762
Sistema Callosa de Segura	2,856,125	1.43855	0.14801	0.20555
Benferri – La Murada	182,500	2.61419	0.13500	0.23957
Mascivenda	30,660	3.87358	0.08776	0.24270
Orihuela	2,122,475	2.58374	0.14705	0.25040
Albatera – San Isidro	688,390	2.32561	0.15921	0.25223
Santomera Norte	1,002,290	2.66754	0.15570	0.26240
San Bartolomé	201,845	2.16015	0.17789	0.26430
Hondón de los Frailes	43,435	4.45143	0.09018	0.26824
Crevillente - Derramador	885,490	3.61602	0.14048	0.28512
Fortuna	353,685	4.78961	0.10593	0.29751
Jacarilla – Bigastro	379,600	5.28428	0.18460	0.39597
La Matanza	47,450	6.65836	0.15657	0.42290
Rincón de Bonanza	261,340	6.40738	0.17995	0.43625
Barinas	55,115	8.56017	0.10859	0.45099
Virgen del Camino	15,695	9.23986	0.17382	0.54341

De las alternativas propuestas, las EDAR Sistema Callosa de Segura y Orihuela son las únicas que según su ritmo de producción actual serían capaces de garantizar el suministro de la CCRR Murada Norte. De entre estas dos alternativas, el abastecimiento de agua regenerada por parte de la EDAR Sistema Callosa de Segura es la que ofrece un menor precio unitario de agua regenerada.

Se deberá solicitar la concesión a la Cuenca Hidrográfica del Segura, siguiendo las tramitación correspondiente.

Los ratios de rentabilidad para la alternativa **EDAR Sistema Callosa de Segura**, suponiendo una vida útil la infraestructura de 25 años y un interés de 4 % son:

- Inversión: 4.108.685,51 € (1,43855 €/m³)
- Gastos distribución en la Comunidad: 172.346 €/año
- Beneficios finales por venta de agua: 376.012,88 €/año

- **Tiempo de amortización: 11 años**
- **VAN: 1.765.418 €/año**
- **TIR: 7,7 %**

Por tanto la realización de esta actuación se encuentra justificada por ser una medida de reducción del déficit hídrico global de la cuenca, y por mostrar una buena viabilidad económica.

4.3. REALIZACIÓN DE CUBIERTAS EN LAS BALSAS DE REGULACIÓN

4.3.1. Justificación

Las pérdidas de agua en la CCRR Murada Norte están evaluadas en 158.386 m^3 , equivalentes al 7,31 % del agua que entra al sistema. Se puede afirmar que se trata de un rango de pérdidas aceptables.

Cabe esperar que la mayor parte de estas pérdidas sean reales, por lo que la estrategia a seguir para mejorar la ED (92,69 %) de la instalación requerirá adoptar estrategias para actuar sobre las pérdidas reales o físicas, descritas en el apartado 2.4.2.

Puesto que las tuberías que constituyen la red de distribución tienen una edad menor a 5 años, las pérdidas por fugas tienen una alta probabilidad de encontrarse cerca de las pérdidas inevitables, por lo que la utilización de técnicas de búsqueda y reparación de fugas no supondrá un ahorro importante.

Por tanto, las actuaciones recomendadas para aumentar la ED consistirán en una reducción de los excesos de presión con el objetivo de reducir la probabilidad de que se produzcan roturas, lo cual se resolverá en siguientes apartados que tratan la eficiencia energética; y una reducción de la evaporación producida en las balsas de regulación.

En la CCRR Murada Norte, las pérdidas por evaporación están estimadas en $1,65 \text{ m/año}$. Las pérdidas totales por evaporación están evaluadas en $61.000 \text{ m}^3/\text{año}$, equivalentes al 2,8 % del agua que entra al sistema. La solución a adoptar para minimizar las pérdidas por evaporación consiste en realizar sendas cubiertas en las balsas de regulación, que suponen una superficie estimada en 10 Ha y 27 Ha para las balsas de 50.000 m^3 y 177.636 m^3 respectivamente.

Las técnicas de cubrición de balsas permiten reducir entre el 60 % y el 90 % de la evaporación, además de reducir la eutrofización y otros procesos contaminantes, mejorando la calidad del agua embalsada y reduciendo los problemas de obturación en los filtros.

4.3.2. Descripción general del proyecto a realizar

Actualmente, algunas de las técnicas mecánicas utilizadas para el cubrimiento de grandes balsas para la regulación del regadío son (Fuente: Martínez Álvarez, 2009):

- **Coberturas flotantes**

- Efectividad 90-99 %
- Nocivas para el medio ambiente
- Coste muy elevado



- **Estructura de sombreado**

- Efectividad 70-80 %
- Limitado por el tamaño de la balsa
- Coste elevado



- **Objetos flotantes**

- Efectividad 60-80 %
- Coste no asumible



Para el caso de la CCRR Murada Norte se estudiarán dos casos.

- **Cubierta con malla de sombreado y anclaje con carracas tensores.**
- **Cubierta flotante con módulos fotovoltaicos.**

4.3.3. Análisis de la viabilidad económica

Alternativa 1: Cubierta con malla de sombreado y anclaje con carracas tensores

Consideraciones económicas:

- Coste de la cubierta: 8 €/m² (García y Martínez, 2007)
- Gastos de mantenimiento: 5 %
- Efectividad de la cubierta: 80 %
- Evaporación: 1,65 m/año
- Beneficio venta de agua: 0,34 €/m³

Período de amortización de la cubierta

$$\text{Tiempo amortización (años)} = \frac{\text{Inversión (€/m}^2\text{)}}{\text{Beneficio (€/m}^2 \cdot \text{año)}} = \frac{8 \cdot 1,05}{0,8 \cdot 1,65 \cdot 0,34} = \mathbf{18,7 \text{ años}}$$

Teniendo en cuenta que la vida útil de estas cubiertas se encuentra en el entorno de los 10-15 años se concluye que esta actuación **NO resulta rentable**.

Alternativa 2: Cubierta flotante con módulos fotovoltaicos

Consideraciones económicas:

- Coste de la cubierta: 272,23 €/m² (Ferrer & co., 2010)
- Efectividad de la cubierta: 70 %
- Producción eléctrica: 106 kWh/m²·año
- Beneficio energético: 0,06 €/kWh
- Evaporación: 1,65 m/año
- Beneficio venta agua: 0,34 €/m³

Período de amortización de la cubierta

$$\text{Beneficios} \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^2} \cdot \text{año} \right) = 0,7 \cdot 1,65 \cdot 0,34 + 106 \cdot 0,06 = 6,75 \text{ €/m}^2 \cdot \text{año}$$

$$\text{Tiempo amortización (años)} = \frac{\text{Coste (€/m}^2\text{)}}{\text{Beneficio (€/m}^2 \cdot \text{año)}} = \frac{272,23}{6,75} = \mathbf{40,3 \text{ años}}$$

Se concluye que esta actuación **NO resulta rentable**.

Finalmente se observa que la cubrición de las balsas de regulación no resulta rentable en ninguna de las alternativas propuestas. En el caso de la Alternativa 1, el valor del agua para el que comenzaría a ser rentable la instalación es de $0,64 \text{ €/m}^3$ considerando una vida útil de 10 años, y de $0,43 \text{ €/m}^3$ con una vida útil de 15 años. En el caso de la Alternativa 2 sería necesario aumentar la producción eléctrica además del precio del agua para que la instalación fuese rentable.

4.4. SECTORIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR GRAVEDAD

4.4.1. Justificación

La ITDAP de la CCRR abastece un total de 314 hidrantes, en los cuales se debe asegurar por diseño una presión mínima en hidrante de 25 mca. La accidentada orografía de la comunidad, con cotas que van desde los 140 msnm a los 240 msnm, genera que se produzca una presión elevada en algunos tramos de la instalación. Las redes con una presión excesiva son más susceptibles de sufrir una mayor erosión de los elementos, una mayor probabilidad de roturas, un aumento del consumo de agua y el volumen de fugas, un mayor consumo energético y un encarecimiento de las tuberías de la red por requerir una mayor resistencia. Diferentes documentos técnicos en materia de diseño de redes de distribución establecen un valor límite de presión de 60 mca, y un valor recomendado de 40 mca (Ferrer y Aguado).

Según la modelación matemática de la red de distribución de la CCRR Murada Norte llevada a cabo en este TFG, en el escenario de necesidades reales se produce una presión superior a 60 mca en casi el 50 % de la superficie regada, siendo en el 85 % de la superficie mayor a 40 mca.

Para paliar parte de estos excesos de presión, actualmente se utilizan Válvulas Reductoras de Presión en cada uno de los ramales de la red de distribución por gravedad, induciendo pérdidas energéticas para rebajar la presión producida en los hidrantes de menor cota.

Esta situación genera además una ineficiencia energética, reflejada en el indicador ESE, que en el caso de la CCRR Murada Norte es del 64,22 %. Esto significa que se produce un exceso de energía del 35,78 % en la instalación.

Como se indicó anteriormente, una de las estrategias para la mejora del ESE y por tanto de la eficiencia energética de la instalación, consiste en la sectorización física de la red, con el objetivo de ajustar el ICE a las necesidades de la red.

En la ITDAP existen dos sectores diferenciados físicamente, uno correspondiente a la red de distribución por gravedad y otro correspondiente a la red de distribución por impulsión. En esta alternativa se propondrá dividir la red de distribución por gravedad en dos sectores, con el objetivo de establecer un nuevo sector que contará con una balsa reguladora propia situada a una cota menor a las existentes, y un nuevo equipo de bombeo para transportar el agua desde la captación hasta esta nueva balsa. La finalidad de esta medida de mejora será reducir el ICE, y por tanto mejorar el ESE y la eficiencia general de la comunidad, e indirectamente mejorar el EEB al instalar un nuevo grupo de bombeo.

La obra a ejecutar constará de los siguientes elementos:

- **Balsa reguladora:** Se deberá definir capacidad y ubicación de la nueva balsa.
- **Grupo de bombeo:** Se deberá definir potencia y caudal de diseño.
- **Tubería de impulsión:** Similar a la existente.
- **Tubería de conexión entre la nueva balsa y la estación de filtrado n°1.**

Puesto que se usará la misma red de distribución pero abasteciendo desde balsas situadas a distinta cota, la complejidad de la instalación aumenta, y deberán colocarse válvulas antirretorno o unidireccionales para evitar que se produzcan flujos de las balsas existentes, situadas a mayor cota, hacia la nueva balsa, además de electroválvulas de seccionamiento para controlar la apertura y cierre de las tomas de las balsas. Por otra parte, será necesario organizar la jornada de riego para que, junto con la apertura/cierre de las válvulas de seccionamiento, permitan el abastecimiento desde una u otra balsa.

4.4.2. Optimización de la cota de la balsa de regulación

El problema de optimización a resolver consistirá en definir la cota de la lámina libre de la balsa para la que se obtiene el mayor beneficio económico. La resolución del problema partirá de las siguientes hipótesis:

- El volumen de agua a suministrar y su distribución temporal se obtendrán de acuerdo con los volúmenes generales captados, aplicando el porcentaje correspondiente a la superficie regada por el nuevo sector.
- El caudal del grupo de bombeo será el mismo que en el caso del abastecimiento en alta (137,45 l/s), asegurando así que no se solape el funcionamiento de ambos grupos de bombeo en el mes de máximo consumo.
- El coste de la infraestructura de tuberías a realizar es aproximadamente constante e independiente de la cota de la balsa.
- Las pérdidas producidas en la instalación de transporte de agua desde la captación hasta la nueva balsa son de 5 mca.

La cota óptima a la que se deberá ubicar la nueva balsa reguladora será un óptimo económico, donde se alcanzará un equilibrio entre los costes de inversión, correspondientes a la construcción de la balsa y la instalación del grupo de bombeo, y los ahorros económicos en concepto de energía obtenidos.

- Construcción de la balsa
 - Capacidad de la balsa: 60.000 m³ / Hm³/año
 - Coste de la balsa 10 €/m³
 - Vida útil: 50 años

- Equipo de bombeo y demás instalaciones electromecánicas
 - Coste: **400 €/kW** (Fuente: Presupuesto bombeo del abastecimiento en baja)
 - Vida útil: 20 años

- Ahorros energéticos
 - Potencia: Ahorro por disminuir la potencia contratada en período punta a la potencia del nuevo grupo de bombeo.
 - Energía: Diferencia entre consumos sin sectorización y con sectorización, considerando un PME de 10 cts €/kWh.

De acuerdo a estos condicionantes económicos, los resultados obtenidos para cotas en la balsa que van de los 190 a los 225 msnm se pueden observar en el siguiente gráfico.

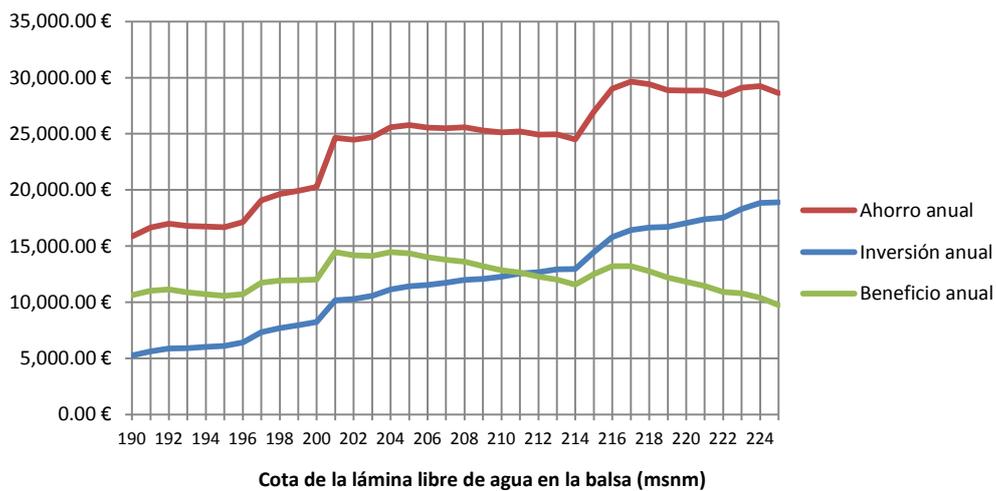


Figura 4. 3: Distribución gráfica de las repercusiones económicas de las alternativas de cota para la nueva balsa.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la alternativa que supone a priori un mayor beneficio económico anual es la alternativa con cota **204 msnm**.

4.4.3. Descripción de la obra a ejecutar

En esta actuación se considerará una cota de la lámina libre de la balsa de 212 msnm en condiciones normales de explotación. Utilizando los resultados obtenidos con el modelo matemático de la red, se concluye que con esta balsa se podría abastecer el 29,42 % de la superficie regada en el escenario de necesidades reales.

Por tanto, el volumen anual distribuido en este sector con datos de 2013 será de $V = 637.824,5 \text{ m}^3$

El área de la parcela en la que se deberá ubicar la nueva balsa dependerá del volumen de la misma, según las siguientes relaciones.

TABLA 4. 6: CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE LA Balsa EN FUNCIÓN DEL ÁREA DE CORONACIÓN

Área de coronación (m^2)	Capacidad de la balsa (m^3)
$A > 10.000$	$V = 8,9649 \cdot A - 35.919$
$5.000 < A < 10.000$	$V = 7,2315 \cdot A - 15.359$
$A < 5.000$	$V = 5 \cdot A - 125 \cdot \sqrt{A} + 1.041,7$

Fuente: Documento sobre caracterización geométrica de balsas facilitado por Francisco Javier Sánchez Romero

Puesto que se requiere una capacidad de regulación de aproximadamente **38.500 m^3** , el área de parcela necesaria será de unos **7.500 m^2** . Para esta alternativa se ha seleccionado la **parcela nº 435**.

Será necesario instalar un grupo de bombeo de **174 kW** de potencia (235 CV), suponiendo un rendimiento del 65 %.

Se utilizarán tuberías de **PE100 y PN10**. En este caso será necesario instalar las siguientes conducciones:

- Tubería de impulsión: 2.772 metros de DN 500
- De la balsa a la instalación de filtrado: 244 metros de DN 500

Se establecerán nuevos turnos de riego, obteniendo 3 turnos de 3,4 horas para cada sector. En el Anejo 3 de la presente memoria se puede observar el listado de los turnos propuestos.

El funcionamiento de la instalación tras la sectorización se regirá por las siguientes consideraciones:

- Con las válvulas de seccionamiento de las balsas existentes abiertas y la válvula de seccionamiento de la nueva balsa cerrada se abastecen los hidrantes de los turnos 4, 5 y 6.
- Con la válvula de seccionamiento de la nueva balsa abierta y las válvulas de seccionamiento de las balsas existentes cerradas se abastecen los hidrantes de los turnos 1, 2 y 3.

Ver MAPA nº 14: Medidas de Mejora. Nueva sectorización.

Ver MAPA nº 15: Medidas de Mejora. Actuaciones necesarias para la nueva sectorización.

4.4.4. Análisis de la viabilidad económica

Los costes considerados para analizar la viabilidad económica son:

- Coste de la balsa: **385.000 €** (10 €/m³)
- Coste grupo de bombeo y demás equipamiento electromecánico: **69.600 €**
- Movimientos de tierra: **19.604 €** (6,5 €/m tubería)
- Instalación de tuberías, incluido piezería y obras de fábrica: **497.508,80 €** (Catálogo Tuberías MASA)
- Mantenimiento: 10% inversión
- **Total inversión: 1.068.884 €**

Por otra parte, los beneficios anuales con la situación de 2013 son:

- **Ahorro potencia: 7.455,86 €/año**
- **Ahorro energía: 18.129,49 €/año**

Por tanto, los ratios de rentabilidad de la actuación son:

- **Tiempo de amortización: 42 años**

Por tanto **a largo plazo sí es una alternativa rentable**, aunque el margen de beneficios es muy reducido. Sin embargo se consigue mejorar la eficiencia energética de la instalación, y por tanto esta actuación posee un beneficio ambiental el cual podría ser objeto de subvención, favoreciendo la rentabilidad de la actuación.

Los indicadores de eficiencia mejorados con esta actuación son:

- ICE: 124,59 m (antes 136,65 m)
- ESE: 70,43 % (antes 64,22 %)
- EEB: 59,16 % (antes 56,84 %) **C**
- EEG: 41,67 % (antes 36,50 %) **C → B**
- EPH: 1.216,36 kWh/Ha (antes 1.407,04) **GRAN CONSUMIDORA**
- Ahorro energía: 181.295 kWh/año, equivalentes **70 toneladas de CO₂/año**

4.5. NUEVO EQUIPO DE BOMBEO PARA EL ABASTECIMIENTO EN ALTA

4.5.1. Justificación

Los actuales grupos de bombeo de abastecimiento en alta, que tienen la misión de transportar el agua desde el canal de captación hasta las balsas de regulación, tienen unos rendimientos promedio de 53,17 % y 57,27 % para los grupos de bombeo 1 y 2. Aunque son valores aceptables, puesto que se trata de grupos de bombeo que tienen un punto de funcionamiento aproximadamente constante su rendimiento debería encontrarse cerca del óptimo, que en las bombas comercializadas actualmente se sitúa en el entorno del 70 %.

Por otra parte, su caudal de funcionamiento es de 92,89 y 137,45 l/s respectivamente. En el mes de mayor consumo, de acuerdo con el caudal proporcionado por el grupo de bombeo nº 2 se requiere un bombeo continuo durante todas las horas del mes, lo que deriva en un mayor consumo en horas punta y la necesidad de contratar la máxima potencia en el período punta, en el cual el precio es un 700 % mayor que en período valle en la actual tarifa.

Por lo tanto, en este apartado se propondrá instalar uno o varios grupos de bombeo nuevos para el abastecimiento en alta que posibiliten, por una parte el aumento del rendimiento global del equipo de bombeo para abastecimiento en alta, y por tanto el EEB de la instalación; y por otra tengan una capacidad suficiente que permita reducir la potencia contratada en el período punta.

Además de instalar un nuevo grupo de bombeo, se deberá constatar que la fuente de abastecimiento, en este caso el canal del Traslase, tendrá la capacidad de adaptarse a las nuevas necesidades.

4.5.2. Selección de grupos de bombeo

Para alcanzar estos objetivos se deben realizar dos actuaciones, las cuales se pueden ejecutar de manera independiente:

- **Actuación 1:** Añadir un nuevo grupo de bombeo que permita reducir las necesidades de potencia en el período punta. No se considera reducir la potencia contratada más allá del período punta para evitar una excesiva complejidad de la organización del equipo de bombeo y evitar riesgos de excesos de potencia.
- **Actuación 2:** Sustituir el equipo existente por uno nuevo grupo de bombeo de mayor rendimiento que permita mejorar directamente el EEB. En esta actuación uno de los grupos existentes quedaría como reserva y el otro sería retirado.

En ambos casos, dado que se requiere una alta aportación de altura manométrica, se seleccionaran bombas multicelulares, que actúan como bombas en serie integradas.

Actuación 1

Tomando como referencia el consumo hídrico en el mes de Agosto, el caudal que debe asegurar el nuevo grupo de bombeo será:

- Horas de cada período: considerando 4 sábados, 4 domingos y ningún festivo.

→ **Horas punta: 138 h**

→ **Horas llano: 278 h**

→ **Horas valle: 328 h**

- De acuerdo con esta distribución horaria, el caudal a instalar es:

$$Q_x(m^3/h) \cdot 138 + (494,45 + Q_x(m^3/h)) \cdot (278 + 328) = 367.652$$

$$Q_x = 91,42 m^3/h = 25,39 l/s$$

La solución seleccionada es una bomba multicelular **APM 100/6** del suministrador IDEAL, cuyas características son:

- Rendimiento bomba: 76 %
- Caudal para 125 metros: 31.94 l/s

Actuación 2

En este caso el caudal de diseño será igual o similar al del grupo de bombeo 2, **137,45 l/s**.

La solución seleccionada es una bomba multicelular **APM 200/2** del suministrador IDEAL, cuyas características son:

- Rendimiento bomba: 80 %
- Caudal para 125 metros: 138,89 l/s

4.5.3. Análisis de la viabilidad económica

Actuación 1

Suponiendo un rendimiento del motor y el acoplamiento del 90 %, el rendimiento del grupo motor-bomba será del **68,4 %**. Finalmente, la potencia absorbida por el grupo de bombeo será de **57 kW** (78 CV).

La inversión a realizar suponiendo un coste de 400 €/kW para toda la actuación es **22.800 €**.

El ahorro anual en término de potencia, con una tarifa 3.1A es **11.467,18 €/año**.

El ahorro anual en término de energía, sin considerar el ahorro por un descenso del PME, es **5.057,10 €/año**

Los ratios de rentabilidad para esta actuación, suponiendo una vida útil de 20 años y un interés del 4 % son finalmente:

- **Tiempo de amortización: 1,4 años**
- **VAN: 201.770,36 €**

Los indicadores de eficiencia mejorados tras la actuación son:

- **EEB: 59,12 % (antes 56,84 %)** **C**
- **EEG: 37,97 % (antes 36,50 %)** **C**
- **EPH: 1.352,71 kWh/Ha (antes 1.407,04)** **GRAN CONSUMIDORA**
- **Ahorro energía: 51.656 kWh/año, equivalentes a 20 toneladas de CO₂/año**

Actuación 2

Suponiendo un rendimiento del motor y el acoplamiento del 90 %, el rendimiento del grupo motor-bomba será del **72 %**. Finalmente, la potencia absorbida por el grupo de bombeo será de **236 kW** (320 CV).

La inversión a realizar suponiendo un coste de 400 €/kW para toda la actuación es **94.400 €**.

El ahorro anual en término de potencia, dependerá del grupo de bombeo que quede como reserva. Si se usa el grupo de bombeo 2 como grupo de reserva no se produce ahorro, en cambio si se usa el grupo de bombeo 1 como grupo de reserva se produce un ahorro de **6.033,85 €/año**. Optaremos por esta última opción.

El ahorro anual en término de energía es **23.317,14 €/año**.

Los ratios de rentabilidad para esta actuación, suponiendo una vida útil de 20 años y un interés del 4 % son finalmente:

- **Tiempo de amortización: 3,2 años**
- **VAN: 304.489,53 €**

Los indicadores de eficiencia mejorados tras la actuación son:

- **EEB: 69,16 % (antes 56,84 %)** **C → A**
- **EEG: 44,41 % (antes 36,50 %)** **C → B**
- **EPH: 1.156,54 kWh/Ha (antes 1.407,04)** **GRAN CONSUMIDORA**
- **Ahorro energía: 238.173 kWh/año, equivalentes a 92 toneladas de CO₂/año**

4.6. OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL CONSUMO ENERGÉTICO

4.6.1. Justificación

La tarifa contratada tanto para el abastecimiento en alta como para el abastecimiento en baja es la tarifa 3.1A, con discriminación horaria en tres períodos.

Frente a esta alternativa tarifaria, dadas las características de la instalación, existe la posibilidad de contratar la tarifa 6.1, con discriminación horaria en 6 períodos.

La principal ventaja de esta tarifa radica en que durante el mes de agosto, el mes de mayor consumo energético en la instalación de la CCRR Murada Norte, en esta tarifa se aplica el período tarifario más barato o valle. Esta situación pone de manifiesto que esta alternativa puede resultar interesante económicamente para los intereses de la comunidad. A continuación se obtendrá de forma aproximada cuales serían las repercusiones económicas que supondrían un cambio a la tarifa 6.1.

Por otra parte, en la actualidad existen algunos suministradores menores que ofrecen la posibilidad de contratar una tarifa indexada, en la que el precio de la energía es variable para cada hora del año, de acuerdo con los precios obtenidos en el mercado mayorista de la electricidad. En este mercado existen ofertas en algunas horas del día de hasta 0 €/kWh.

Finalmente, una correcta organización de la explotación de la infraestructura, con la finalidad de aumentar el consumo en los períodos más ventajosos económicamente, permite minimizar el coste energético. En el último punto de este apartado se analizará la situación de la CCRR Murada en relación a este aspecto.

4.6.2. Contratación de la tarifa 6.1

La tarifa 6.1 presenta los siguientes peajes de acceso a fecha de Febrero de 2014 (Fuente IBERDROLA).

TABLA 4. 7: PEAJES DE ACCESO VIGENTES A PARTIR DE FEBRERO DE 2.014

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Término Potencia (€/kW·año)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
Término Energía (€/kWh)	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137

Por su parte, el calendario de los distintos períodos en la tarifa 6.1 es el siguiente.

	0_1	1_2	2_3	3_4	4_5	5_6	6_7	7_8	8_9	9_10	10_11	11_12	12_13	13_14	14_15	15_16	16_17	17_18	18_19	19_20	20_21	21_22	22_23	23_24
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							
Marzo	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Abril	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
Mayo	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
1ª Quincena Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
2ª Quincena Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2															
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P2	P2	P2	P2	P2														
Agosto, Sab, Dom y Festivos Nacionales	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6									
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4															
Octubre	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5							
Noviembre	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4							
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2							

Figura 4. 4: Calendario energético 2014 de la tarifa 6.1 horario peninsular (Fuente: INDES0).

De acuerdo con este calendario y utilizando los datos de facturación eléctrica de los abastecimientos en baja y en alta, se han obtenido de forma aproximada la siguiente distribución por períodos de la tarifa 6.1.

Abastecimiento en Alta

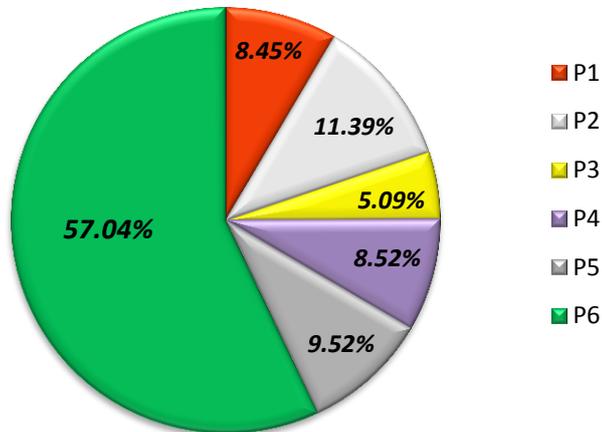


Figura 4. 5: Distribución porcentual estimada por períodos de la tarifa 6.1 (abastecimiento en alta).

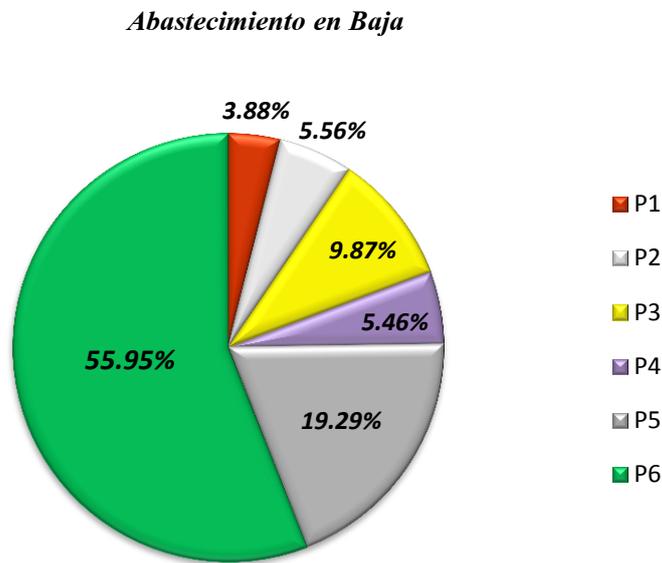


Figura 4. 6: Distribución porcentual estimada por períodos de la tarifa 6.1 (abastecimiento en baja).

Suponiendo un incremento del 1.000 % del término de energía respecto a los precios de acceso, en concepto de retribución a la empresa suministradora obtenemos la siguiente oferta de precios.

TABLA 4. 8: OFERTA DE CONTRATACIÓN ESTIMADA PARA UNA TARIFA 1.6

Período	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Término Potencia (€/kW·año)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
Término Energía (cts€/kWh)	26,674	19,921	10,615	5,283	3,411	2,137

De acuerdo con los datos de facturación, la distribución porcentual por períodos obtenida y la oferta de precios unitarios, obtenemos el siguiente PME.

- PME abastecimiento en alta: 7,06 cts€/kWh (antes 9,79 cts€/kWh)
- PME abastecimiento en baja: 5,33 cts€/kWh (antes 9,28 cts€/kWh)

Finalmente, los resultados anuales al contratar esta tarifa serán:

- **Término de energía: - 36.973,62 €/año**
- **Término de potencia: + 1.694,76 €/año**

Como conclusión recalcar que el cambio a una tarifa 6.1 supondría un importante ahorro económico al año en término de energía. Puesto que en el término de potencia las diferencias entre ambas facturas son insignificantes, se propone obtener ofertas de diferentes suministradores con la finalidad de contratar en la mayor brevedad posible la tarifa 6.1.

Los ahorros anuales incluidos impuestos ascenderían a **42.818 €/año** según los datos de facturación de 2013.

4.6.3. Mercado indexado

En el mercado indexado el precio horario de la energía se obtiene, en algunos contratos, directamente a precio de subasta en el mercado eléctrico. En el mercado de la electricidad se establecen los precios unitarios de la energía del día siguiente, en ocasiones de hasta 0 €/kWh, con lo que con una adecuada previsión y seguimiento del mercado, se podrían conseguir ahorros muy importantes.

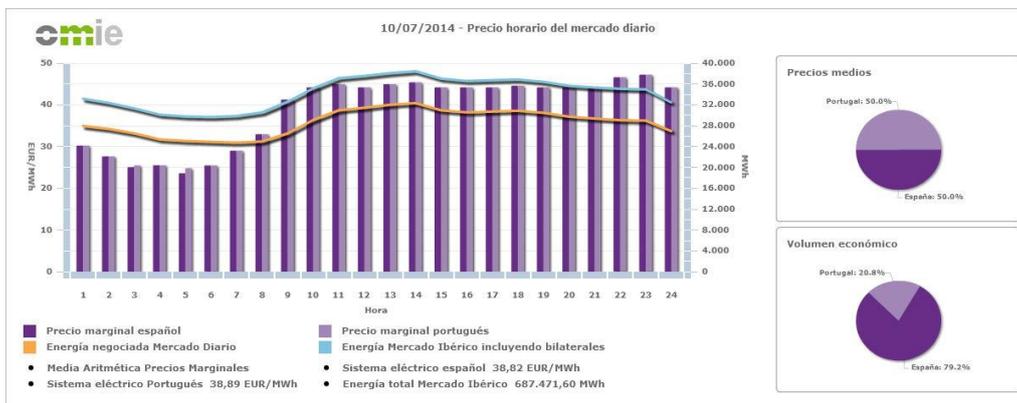


Figura 4. 7: Ejemplo de distribución horaria de precios de la energía en el mercado eléctrico (OMIE, 2014).

Con datos del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), el precio medio de la energía a precio de mercado durante 2.013 fue de 4,43 cts€/kWh, lo que supondría unos ahorros en la CRR Murada Norte con los datos de facturación de ese año de unos 70.000 €/año. Por su parte, el término de potencia es el mismo que en las tarifas fijas y por tanto no varía.

Sin embargo el principal inconveniente de esta tarifa radica en el hecho de que, al no disponer de una tarifa fija, se está expuesto al riesgo asociado a las variaciones del mercado, aunque el precio máximo en 2.013 fue de 11,2 cts€/kWh.

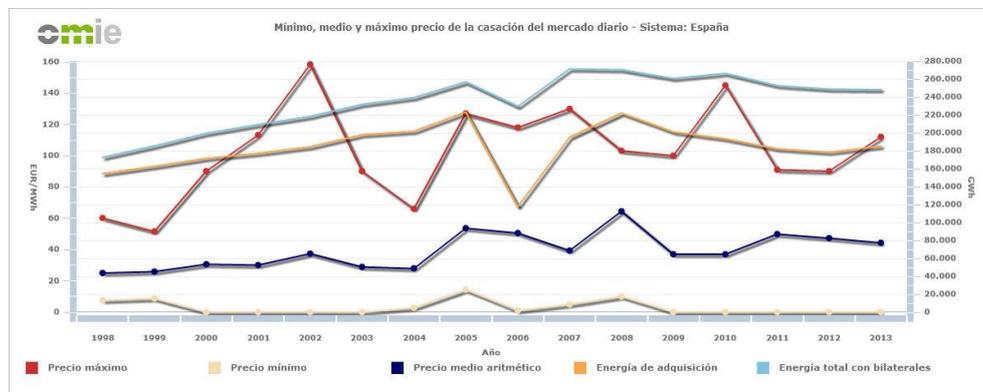


Figura 4. 8: Distribución de precios interanuales de la energía en el mercado eléctrico (OMIE, 2014).

Esta forma de tarificación no se encuentra muy desarrollada en la actualidad en nuestro país, y no se suele encontrar entre las ofertas de los principales suministradores eléctricos, aunque su potencial margen de ahorro la convierte en una alternativa a tener en cuenta a la hora de buscar nuevos contratos eléctricos.

4.6.4. Optimización del calendario de funcionamiento de la instalación

La distribución porcentual del consumo energético por períodos tarifarios obtenida según los datos de facturación energética de la CRR Murada Norte parece indicar que no se sigue una estrategia que favorezca el consumo en los períodos valle.

En el caso del abastecimiento en alta, el equipo de bombeo, incluyendo la Actuación 1 propuesta en el apartado anterior, tienen suficiente capacidad para trabajar en períodos reducidos, y por tanto la capacidad para evitar trabajar en horas punta. Una correcta organización del calendario de funcionamiento de los mismos es un

aspecto fundamental tanto para conseguir reducir la potencia contratada en los períodos punta como para reducir el PME.

Por otra parte, la capacidad de regulación de la comunidad parece suficiente para establecer un funcionamiento que evite el consumo en los períodos más caros.

Esta situación pone de manifiesto que esta deficiente gestión del calendario tarifario tiene su origen más probable en dos circunstancias:

- **Limitaciones horarias de la fuente de abastecimiento:** En este caso la problemática a resolver supera el alcance de la instalación considerada, ya que interviene la gestión hídrica del Canal del Trasvase Tajo-Segura. Por lo tanto, mejorar la organización horaria desde el punto de vista energético en este sentido requerirá de una colaboración entre el SCRATS y la CCRR Murada Norte.
- **Mayor sencillez de operación:** Otra circunstancia que puede motivar un calendario ineficiente para el abastecimiento en alta es la mayor sencillez de operación que supone no tener en cuenta aspectos tarifarios para organizar el funcionamiento del equipo de bombeo. En este caso, aumentar el grado de automatismo para facilitar la operación, o reducir la tarifa contratada en período punta para tener una mayor motivación económica puede ayudar a mejorar y minimizar las ineficiencias económicas con este origen.

En el caso del abastecimiento en baja, una mejora del calendario de funcionamiento requerirá establecer turnos de riego en la red de distribución por impulsión, que actualmente se rige bajo demanda. Puesto que las repercusiones económicas y el margen de mejora es menor que en el caso del abastecimiento en alta, esta circunstancia no será un problema prioritario.

Por tanto, mejorar el calendario de funcionamiento de los grupos de bombeo con la finalidad de optimizar el coste económico del consumo energético no requerirá de medidas constructivas más allá de las ya propuestas, sino más bien una mejora de la organización y gestión interna, y de la propia fuente de abastecimiento.

4.7. PLAN DE MEJORA EFICIENTE DE LA COMUNIDAD DE REGANTES MURADA NORTE

4.7.1. Estrategia para implantación de las mejoras

Se recomienda la siguiente estrategia de implantación de las actuaciones de mejora propuestas en este trabajo, englobado bajo el término **Plan de Mejora Eficiente de la Comunidad de Regantes Murada Norte**.

1. **Implantación inmediata:** Actuaciones a realizar en la mayor brevedad.
 - i. **Nuevo Grupo de Bombeo para el Abastecimiento en alta – Actuación 1:** Instalación de un grupo de bombeo para abastecimiento en alta de 57 kW.

Presupuesto aproximado: 33.381,48 €.
 - ii. **Optimización Económica del Consumo Energético – Tarifa 6.1:** Contratación de la tarifa 6.1.

Presupuesto: Sin coste.
 - iii. **Optimización Económica del Consumo Energético – Calendario de Funcionamiento:**
Reducción de la potencia contratada en período punta (P1) a 57 kW.

Presupuesto: Sin coste.
2. **Implantación a corto plazo:** Actuaciones a realizar en un plazo de 5 años.
 - i. **Nuevo Grupo de Bombeo – Actuación 2:** Instalación de un grupo de bombeo de 236 kW con bomba multicelular APM 200/2 (Fabricante IDEAL) en sustitución del grupo de bombeo 1 o 2.

Presupuesto aproximado: 138.211,04 €.
3. **Implantación a largo plazo:** Actuaciones a realizar en un plazo de más de 5 años.
 - i. **Sectorización de la Red de Distribución por Gravedad:** Construcción de una nueva balsa de 38.500 m³ en la parcela nº 435, instalación de un grupo de bombeo de 174 kW, construcción de las tuberías de impulsión y conexión con la instalación de filtrado nº 1, y establecimiento de nuevos turnos de riego.

Presupuesto aproximado: 1.564.953,06 €.

- ii. Nuevas Fuentes de Recursos Hídricos:** Solicitar concesión a la CHS. Instalación de una tratamiento terciario para regeneración de agua para riego en la EDAR Sistema Callosa de Segura y construcción de la infraestructura de conexión con la CCRR Murada Norte.

Presupuesto aproximado: 6.015.526,46 €.

En los presupuestos aproximados se incluye IVA (21 %), Gastos Generales y Beneficio Industrial (21 %).

La financiación de las medidas a corto y largo plazo es susceptible de ser subvencionada por ser de interés general (reducción del déficit hídrico de la CHS) o aportar un beneficio ambiental.

Se observa que la gran parte de las actuaciones están orientadas al abastecimiento en alta, con motivo de su mayor repercusión económica y energética, y los escasos datos históricos que se tienen sobre los consumos energéticos del grupo de bombeo para abastecimiento baja, puesto que se trata de una instalación reciente. El planteamiento de mejoras para esta instalación será viable cuando existan mayor cantidad datos reales que representen una evolución de los consumos energéticos e hídricos.

4.7.2. Estimación de la mejora en la eficiencia de la instalación

Los indicadores de eficiencia principales mejorados tras cada una de las etapas del Plan de Mejora Eficiente de la Comunidad de Regantes Murada Norte son los siguientes.

1. Tras mejoras inmediatas

- Suministro de agua por unidad de área regada: 2.113,58 m³/Ha (sin cambios)
- ESE: 64,22 % (sin cambios)
- EEB: 59,12 % (antes 56,84 %) C
- EEG: 37,97 (antes 36,50 %) C
- EPH: 1.352,71 kWh/Ha (antes 1.407,04) GRAN CONSUMIDORA
- Ahorro energético: 51.656 kWh/año, equivalentes a **20 toneladas de CO₂/año**
- **PME: 7,01 cts€/kWh (antes 9,78 cts€/kWh)** (calendario actual)

2. Tras mejoras a corto plazo

- Suministro de agua por unidad de área regada: 2.113,58 m³/Ha (sin cambios)
- ESE: 64,22 % (sin cambios)
- **EEB: 69,10 % (antes 56,84 %)** **C → A**
- **EEG: 44,38 (antes 36,50 %)** **C → B**
- **EPH: 1.102,21 kWh/Ha (antes 1.407,04)** **GRAN CONSUMIDORA**
- Ahorro energético: 289.829 kWh/año, equivalentes a **112 toneladas de CO₂/año**
- PME: 7,01 cts€/kWh (antes 9,78 cts€/kWh) (calendario actual)

3. Tras mejoras a largo plazo

- Suministro de agua por unidad de área regada: 5.284,04 m³/Ha (antes 2.113,58)
- **ESE: 70,43 % (antes 64,22 %)**
- EEB: 67,9 % (antes 56,84 %) **C → A**
- **EEG: 47,82 (antes 36,50 %)** **C → B**
- **EPH: 911,54 kWh/Ha (antes 1.407,04)** **CONSUMIDORA**
- Ahorro energético: 471.124 kWh/año, equivalentes a **181 toneladas de CO₂/año**
- PME: 7,01 cts€/kWh (antes 9,78 cts€/kWh) (calendario actual)

Por tanto, tras el Plan de Mejora Eficiente de la Comunidad de Regantes Murada Norte se obtiene una calificación energética general **B**, mejorando el grupo de consumo energético a **CONSUMIDORA**. El ahorro energético finalmente alcanzado es de **471.124 kWh/año**, representado un ahorro del **35 %**.

Por otra parte, con la ampliación de los recursos hídricos se alcanzaría un suministro por área regada de **5.284 m³/Ha**, representando un aumento de la dotación del **250 %**, suficiente para cubrir completamente las necesidades hídricas de los cultivos presentes en la comunidad.

4.7.3. Estimación de las repercusiones económicas

Los beneficios económicos anuales que se alcanzaría en cada una de las fases son:

1. Tras mejoras inmediatas: **46.015 €/año**
2. Tras mejoras a corto plazo: **62.711 €/año** (diferencia con fase anterior 16.696 €/año)
3. Tras mejoras a largo plazo: **543.693 €/año** (diferencia con fase anterior 468.273 €/año)

Finalmente, el VAN obtenido para una vida útil de 25 años y un interés del 4 % es de **3.198.839 €**.

5. CONCLUSIONES

Como conclusión, cabe destacar que la puesta en funcionamiento de la metodología de optimización del binomio agua-energía elaborada en este trabajo en la Comunidad de Regantes Murada Norte ha sido satisfactoria, cumpliendo con los objetivos que se planteaban, y obteniendo alternativas de actuación con unas repercusiones ambientales y económicas que favorecen el desarrollo sostenible de la comunidad.

El Plan de Mejora Eficiente de la Comunidad de Regantes Murada Norte elaborado a través de la aplicación de esta metodología refleja unos resultados muy positivos, con ahorros de 46.015 €/año con carácter inmediato, 62.711 €/año a corto plazo y 543.693 €/año a largo plazo, arrojando un VAN a 25 años con un interés del 4 % de 3,2 millones de €. Con este proyecto se podría aumentar la dotación hídrica de la comunidad en un 250 %, además de conseguir unos ahorros del 35 % en el consumo de energía.

Estos resultados han sido obtenidos con presupuestos aproximados, aunque aplicando criterios razonables, obtenidos a través de proyectos similares ya realizados en la comunidad, estudios de costes similares, o catálogos de suministradores. Por lo tanto, las conclusiones obtenidas sirven como justificación y estudio previo de soluciones, siendo una fase previa a la elaboración de proyectos constructivos completos en los que se acotará con mayor exactitud la rentabilidad económica de las actuaciones propuestas.

Por otra parte, una mejor estimación de las repercusiones en la eficiencia energética requieren del análisis de un mayor rango de datos, más allá del período anual analizado en este trabajo.

Finalmente, recalcar que la utilización de esta metodología es susceptible de ser utilizada en otras Instalaciones de Transporte y Distribución de Agua en Presión.

REFERENCIAS

Bartolín, H. J. 2004. *“Principales prestaciones de la extensión GISRed”*. Grupo REDHISP, Instituto de Ingeniería del Agua y Medio Ambiente. Valencia, Universidad Politécnica de Valencia.

CEC (California Energy Commission). 2005. *“California’s Water-Energy Relationship report”*. California, CEC.

CEDEX. 2002. *“Guía Técnica sobre tuberías para el transporte de agua a presión, 3ª Edición”*. Madrid, Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas.

Corominas, J. 2010. *“Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad”*. Ingeniería del Agua, Vol. 17, Nº 3. Sevilla, Junta de Andalucía, Consejería de Agricultura y Pesca y Fundación para el fomento de la ingeniería del agua.

Del Campo, A. 2014. *“El factor de la energía en los grandes usuarios del agua”*. Acto de celebración del Día Mundial del Agua. Sede del Canal Isabel II. Madrid, Canal Isabel II, FENACORE y revista iAgua.

FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations). 2013. *“FAO Statistical Yearbook 2013: World Food and Agriculture”*. Roma, FAO.

FENERCOM. 2012. *“Guía sobre Hidroeficiencia Energética”*. Dirección General de Industria, Energía y Minas. Madrid.

Ferrán J. J. & co. 2010. *“Cubrición de embalses mediante un sistema de cubierta flotante fotovoltaico: Análisis técnico y económico”*. Departamento de Ingeniería Rural y Agroalimentaria. Universidad Politécnica de Valencia.

Foro Nuclear (Foro de la Industria Nuclear Española). 2013. *“Energía 2013”*. Madrid, Foro Nuclear y ALGOR, S.L.

Grupos de trabajo I y II del IPCC (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático). 2012. *“Informe especial del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático: Gestión de los riesgos de fenómenos meteorológicos extremos y desastres para mejorar la adaptación al cambio climático. Resumen para responsables de políticas”*. Suiza, IPCC, OMM y PNUMA.

Hardy, L. y Garrido, A., 2010. *“Papeles de Agua Virtual, Número 6: Análisis y Evaluación de las Relaciones entre el Agua y la Energía en España”*. Centro de Estudios e Investigación para la Gestión de Riegos Agrarios y Medioambientales, Universidad Politécnica de Madrid. Madrid, Fundación Botín.

IDAE. 2008. *“Ahorro y Eficiencia Energética en las Comunidades de Regantes”*. Madrid, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IDAE. 2008. *“Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes”*. Madrid, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

IEA (International Energy Agency). 2013. *“World Energy Outlook 2012”*. Paris, IEA.

INE (Instituto Nacional de Estadística). 2008. *“Cifras INE: Estadísticas e indicadores del agua”*. Madrid, INE.

Jiménez B. *“Integración de los procesos agronómicos e hidráulicos del riego a presión en un entorno SIG para la gestión eficiente de Comunidades de Regantes”*. Grupo REDHISP, Instituto de Ingeniería del Agua y Medio Ambiente. Valencia, Universidad Politécnica de Valencia.

MAGRAMA. 2013. *“Plan Hidrológico de la Cuenca del Segura 2009/2014. Memoria”*. Madrid

Martínez A. 2005. *“Proyecto 02/05 de conexión de las desaladoras del nuevo canal de Cartagena con la Vega Baja del Segura (AC/Pilar de la Horadada). Informe de viabilidad”*. Mancomunidad de los Canales del Taibilla, Cartagena.

Martínez V. 2007. *“Metodología para el análisis del retornos de la inversión en cubiertas fijas para sombreado de balsas de regadío. Aplicación a un caso práctico”*. Ingeniería Civil 148/2007.

Martínez V. 2009. *“Investigaciones sobre la aplicación de mallas de sombreado en balsas de riego”*. Jornada “El papel de las balsas en la gestión sostenible del agua”, Madrid. Universidad Politécnica de Cartagena.

Martínez, F. 2002. *“EPANET 2.0 en Español, Manual del usuario”*. Grupo REDHISP, Instituto de Ingeniería del Agua y Medio Ambiente. Valencia, Universidad Politécnica de Valencia.

Martínez, J. 2011. *“Proyecto de construcción embalse regulador con lámina de polietileno de alta densidad y otras mejoras, para la Comunidad de Regantes Murada Norte, sita en T.M. de Orihuela (Alicante)”*. Plan de Modernización de la Comunidad de Regantes Murada Norte. Orihuela, Nuevas Técnicas del Goteo S.L.

Melgarejo J. 2009. *“Efectos ambientales y económicos de la reutilización del agua en España”*. Universidad de Alicante.

MMAMRM. 2010. *“Guía para la Aplicación del R.D. 1620/2007 por el que se establece el Régimen Jurídico de la Reutilización de las Aguas Depuradas”*. Madrid

OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad). 2014. *“Informe de mercado: Memoria 2013”*. Madrid, OMIE.

OMM (Organización Meteorológica Mundial). 2014. *“OMM-Nº1130: Declaración de la OMM sobre el estado del clima mundial en 2013”*. Suiza, OMM.

Puerta, R., Rengifo, J. y Bravo, N. 2011. *“ArcGIS 10 Básico”*. Facultad de Recursos Naturales Renovables. Perú, Universidad Nacional Agraria de la Selva.

Schifini, J. P. 2006. *“Pérdidas y fugas en los servicios urbanos”*. Asociación Interamericana de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Argentina, HYDRIA.

Vera J. & co. 2011. *“Auditoría energética de la Comunidad de Regantes de Almazora (Castellón)”*. Regadíos Castellón UTE y Universidad Politécnica de Valencia. Castellón.

WWAP (United Nations World Water Assessment Programme). 2014. *“The United Nations World Water Development Report 2014: Water and Energy”*. Paris, UNESCO.

ANEJO 1. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR GRAVEDAD – ESCENARIO DE NECESIDADES REALES

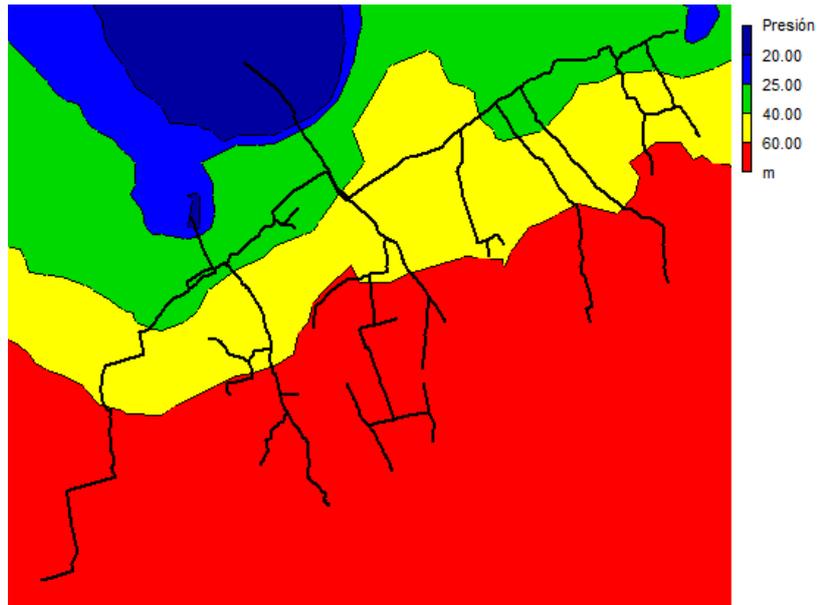
TURNOS DE RIEGO

Turno 1	Turno 2	Turno 3	Turno 4	Turno 5	Turno 6
H414	H552	H458	H411	H412	H277
H260	H577	H340	H474	H212	H214
H227	H320	H360	H410A	H287	H566
H409	H154	H204	H176	H153	H419
H288A	H556	H366	H367	H224	H401
H444	H226	H371	H132	H546	H208
H170	H171	H339	H452	H370	H146
H209	H399A	H376	H158	H278	H481
H123	H375	H256	H211	H416	H338
H173	H329	H457	H337	H124	H213
H613	H139	H403	H206	H374	H420
H334	H335	H422	H405	H559	H292
H612	H454	H408	H225	H560	H393
H537	H348	H446	H207	H285	H392
H482	H300	H314	H145	H255	H315
H415	H417	H320A	H320B	H562	H210
H345	H346	H372	H325	H172	H350
H377	H282	H555	H150	H542	H488
H300A	H445	H364	H336	H453	H152
H205	H473	H381	H477	H491	H333
H410	H418	H413	H423	H295A	H295
H523	H421	H316	H451	H522	H540
H402	H449	H434	H351	H543	H567
H524	H349	H426	H283	H395	H378
H450	H479	H539	H456	H433	H147
H228	H431	H535	H536	H455	H222

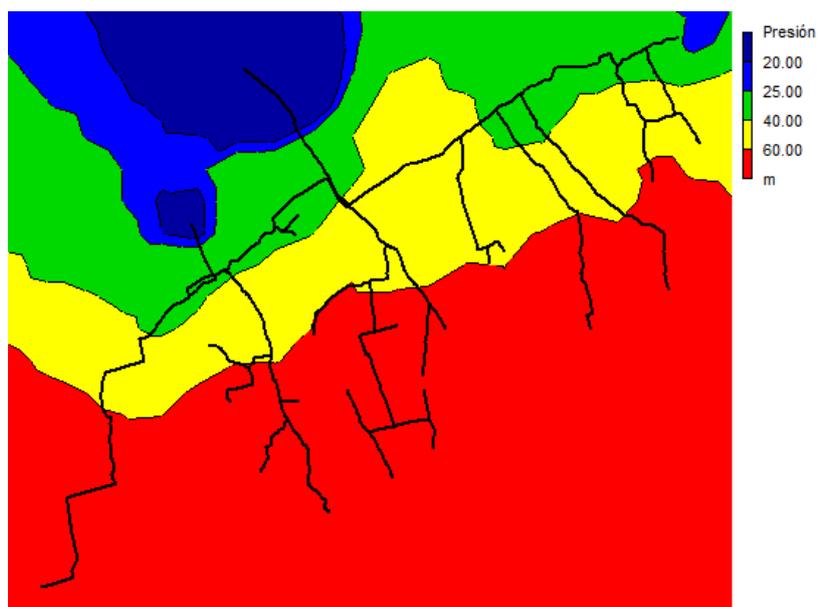
H564	H406	H347	H398	H578	H558
H532	H579	H472	H379	H541	H383
H576	H368	H363	H362	H384	H399
H443	H196	H470	H155	H369	H294
H526	H324	H544	H174	H475	H471
H122	H533	H489	H183	H466	H447A
H373	H547	H545	H548	H493	H534
H182	H525	H459	H382	H407	H624
H427	H468	H476	H478	H460	H570
H165	H467	H463	H521	H135	H135A
H424	H107	H106	H528	H529	H527
H461	H549	H161			
H461A	H353	H156			

CURVAS DE ISOPRESIÓN

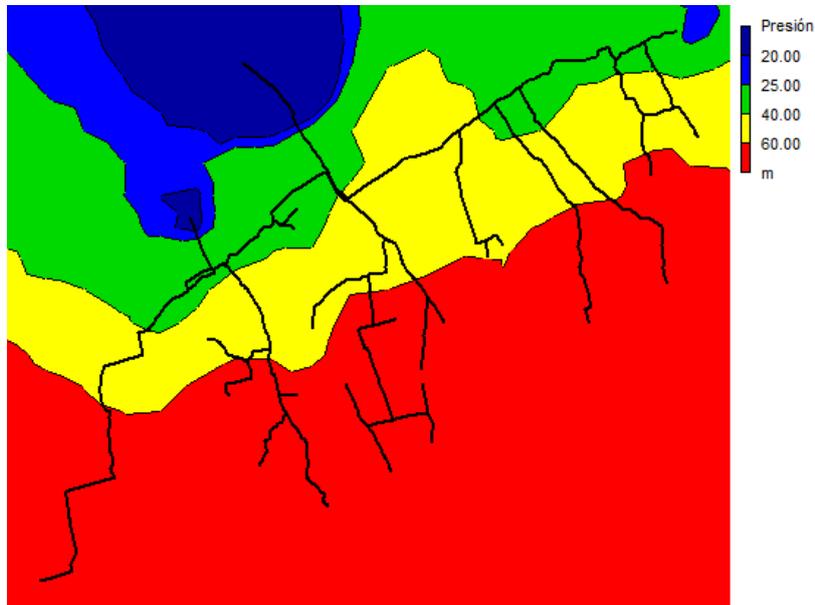
Turno 1



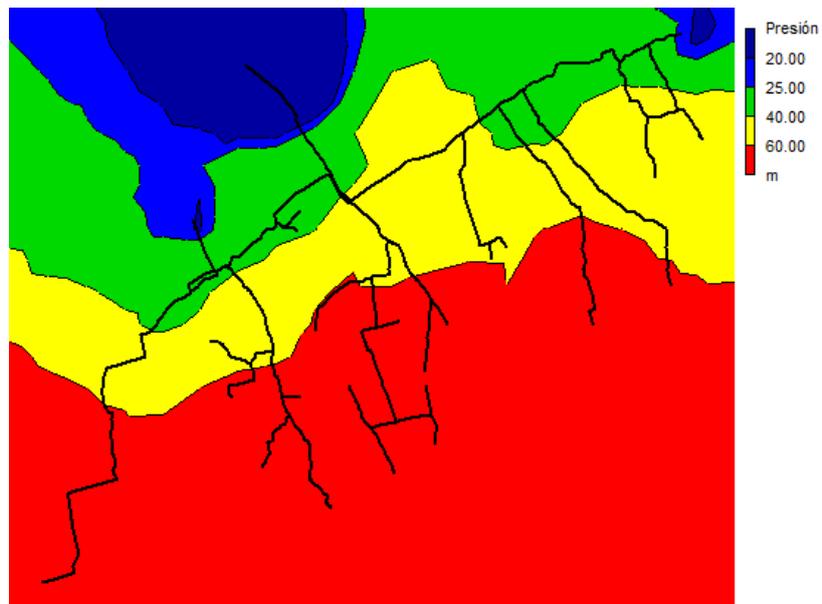
Turno 2



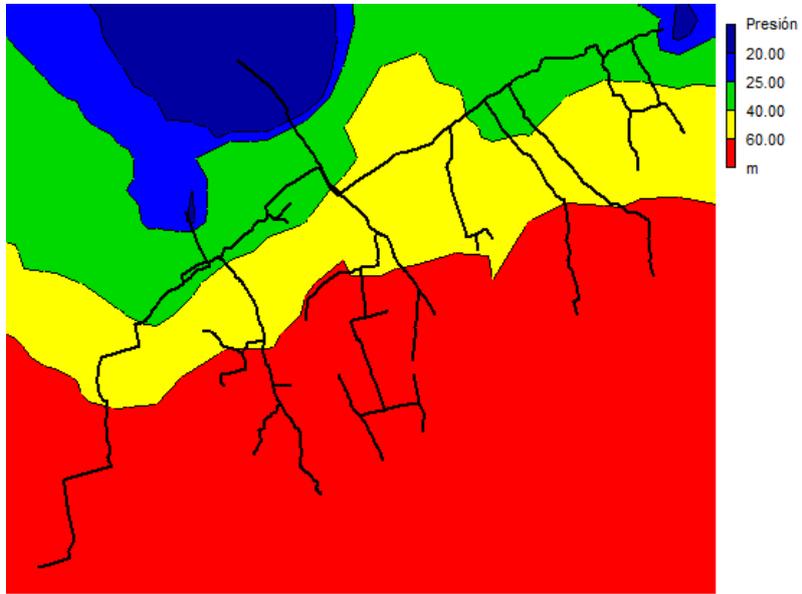
Turno 3



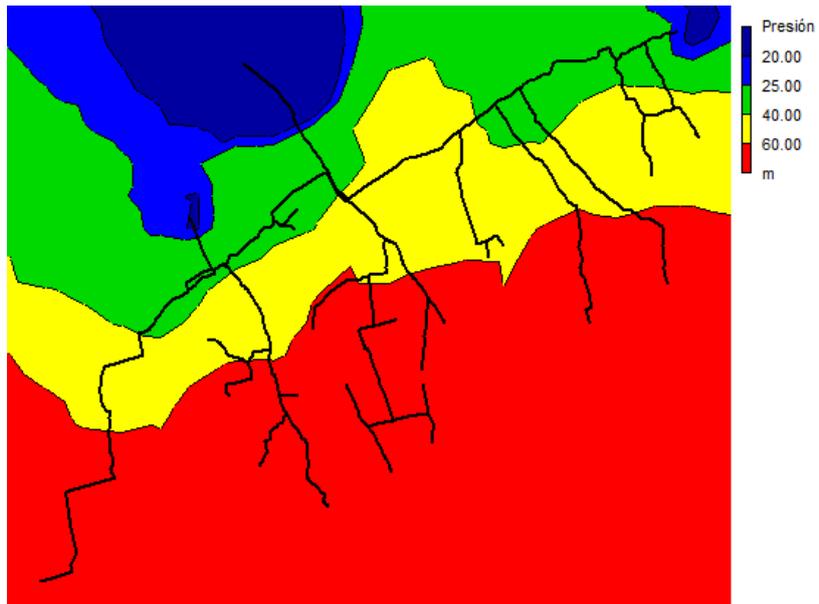
Turno 4



Turno 5

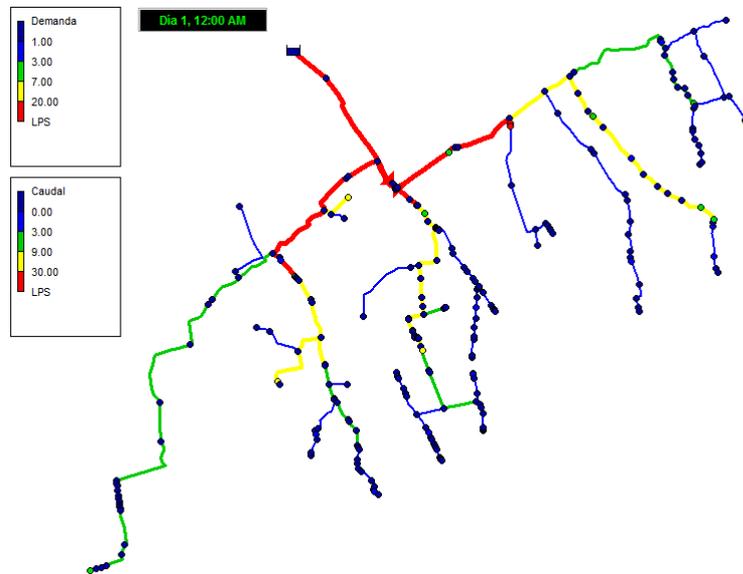


Turno 6

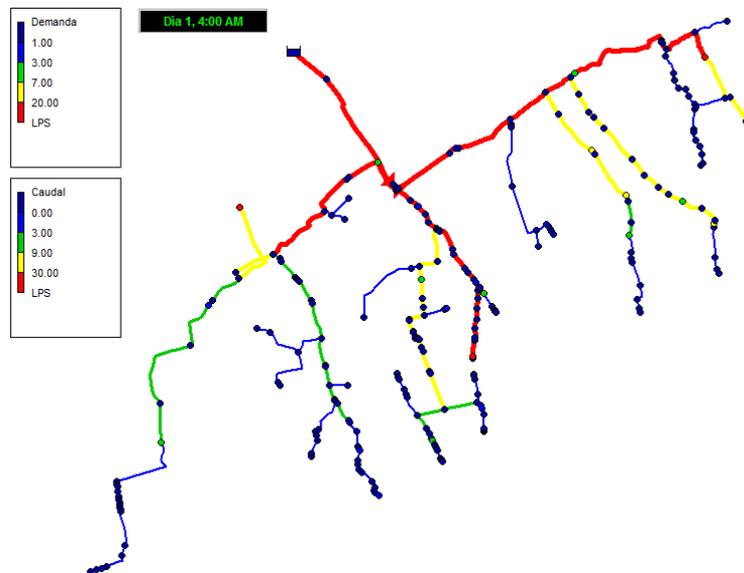


ESQUEMA CON CAUDALES EN LÍNEAS Y DEMANDAS EN NUDOS

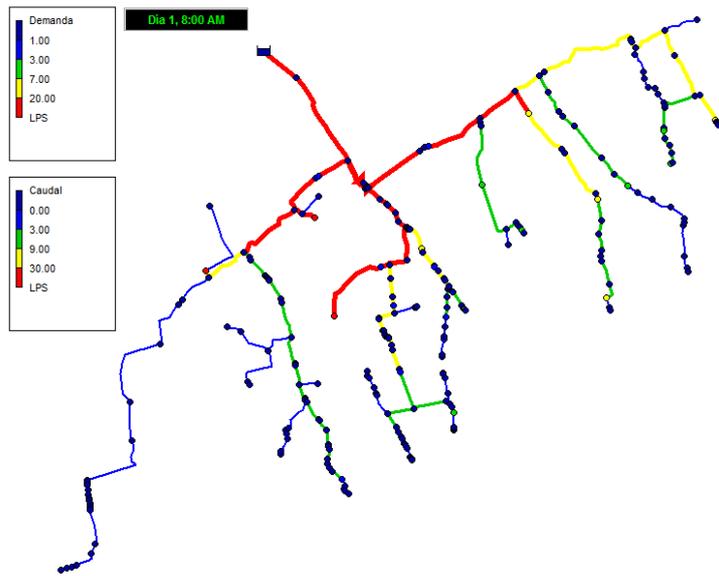
Turno 1



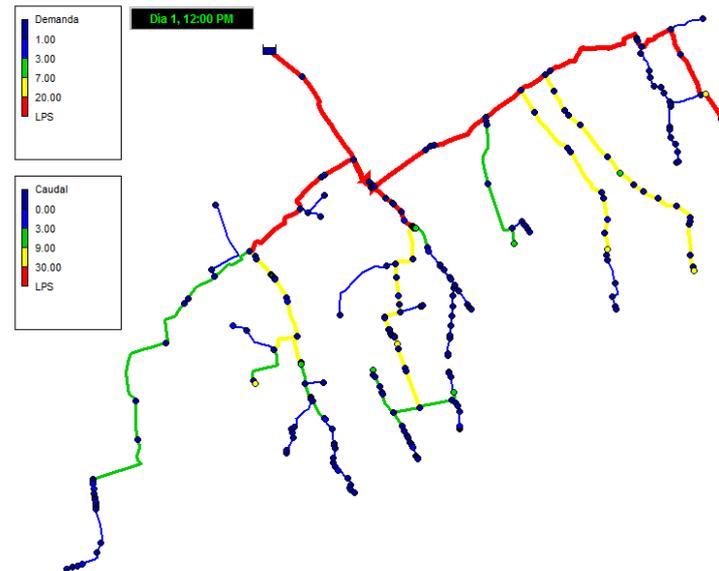
Turno 2



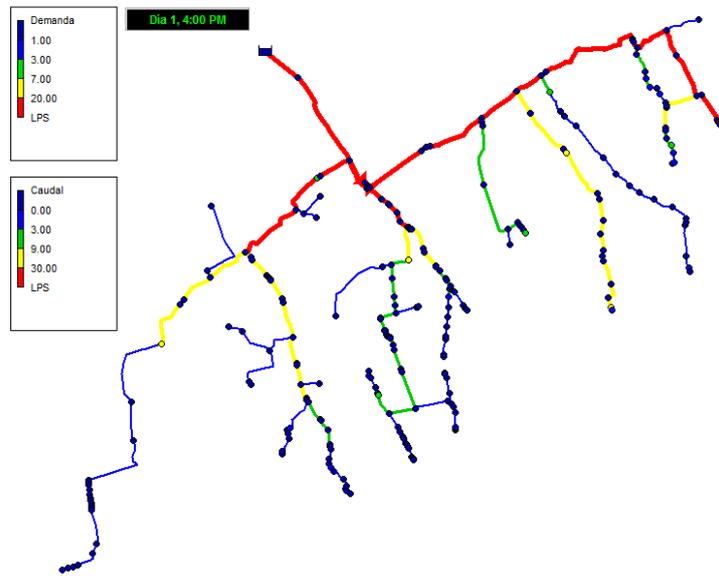
Turno 3



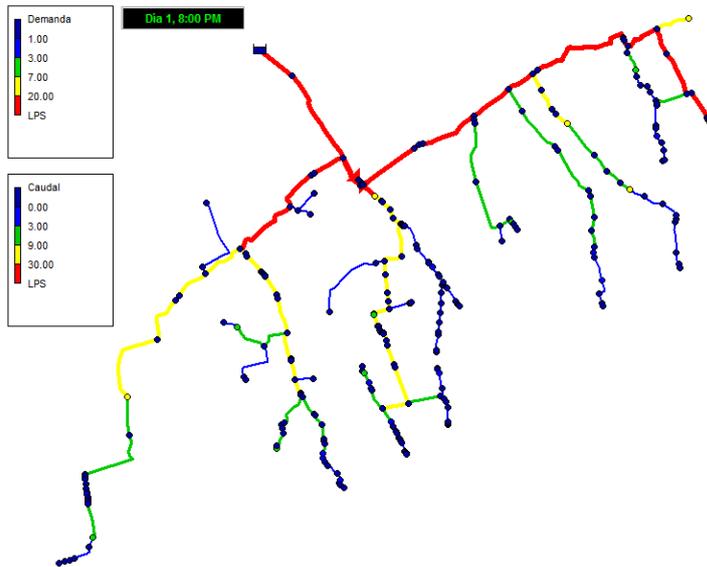
Turno 4



Turno 5



Turno 6



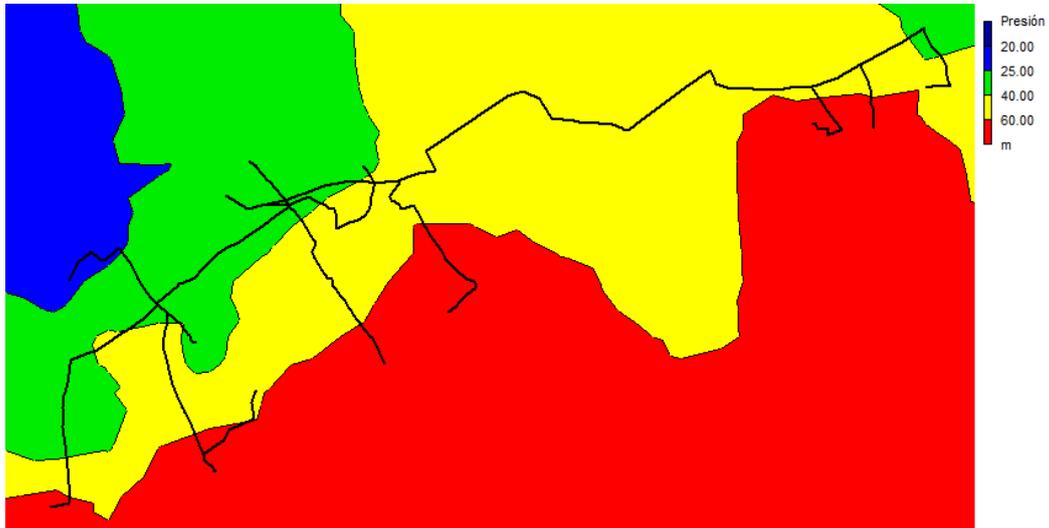
ANEJO 2. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR IMPULSIÓN – ESCENARIO DE NECESIDADES REALES

TURNOS DE RIEGO

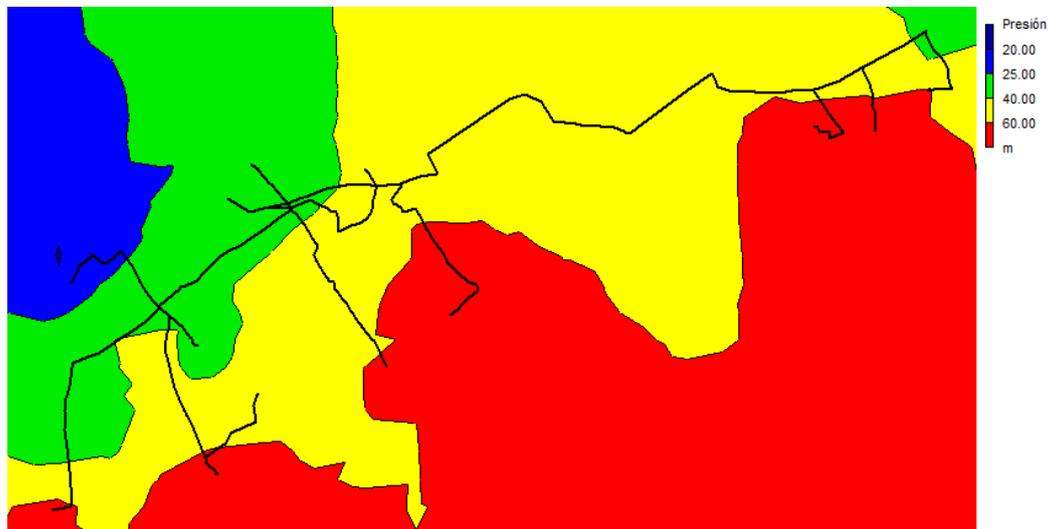
Turno 1	Turno 2	Turno 3	Turno 4	Turno 5	Turno 6
H51	H120	H82	H52	H49	H115
H619	H53	H58	H61	H113	H73
H441	H74	H54	H125	H605	H622
H55	H81	H45	H111	H79	H584
H44	H117	H75	H60	H439	
H48	H116	H97	H57	H603	
H72	H620	H91	H118	H614	
H618	H127	H105A	H50	H43	
H615	H440	H47	H92	H78	
H617	H436	H611	H85	H98	
H99	H109	H104	H438	H126	
H592	H437	H105	H119	H112	
H110	H77	H70	H102	H28	
H108	H62		H590	H584A	
H46	H114		H84		
H100	H103		H442		
H71	H101		H86		
H83	H101A		H70A		
	H580				

CURVAS DE ISOPRESIÓN

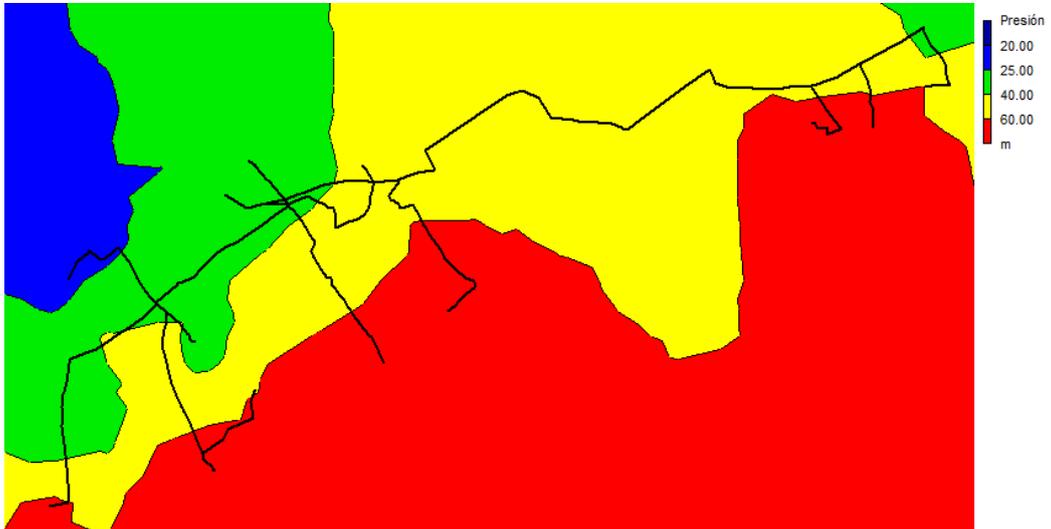
Turno 1



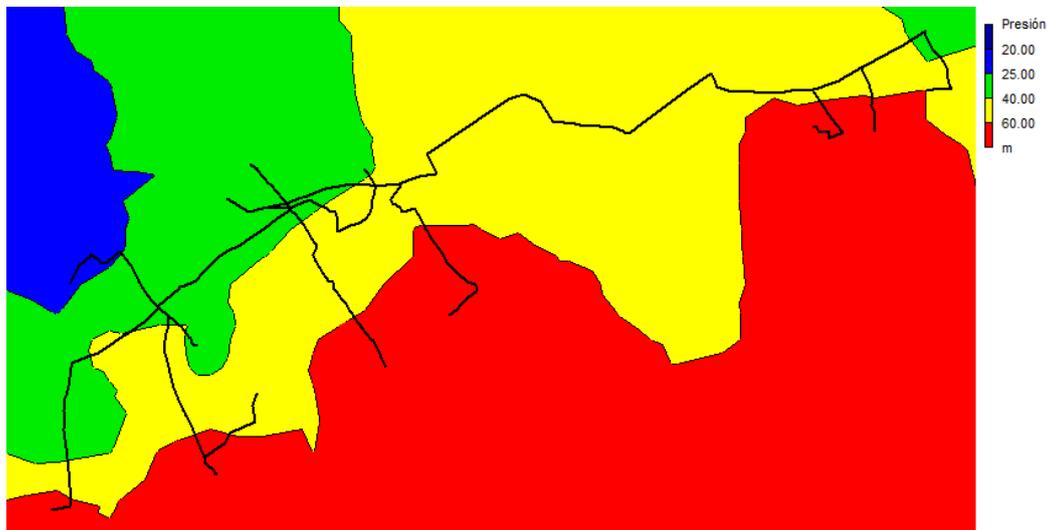
Turno 2



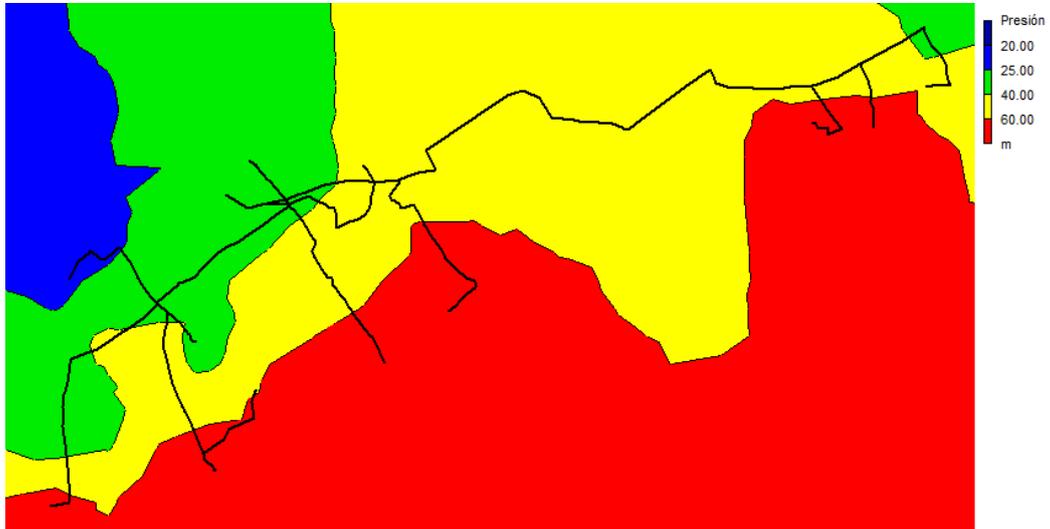
Turno 3



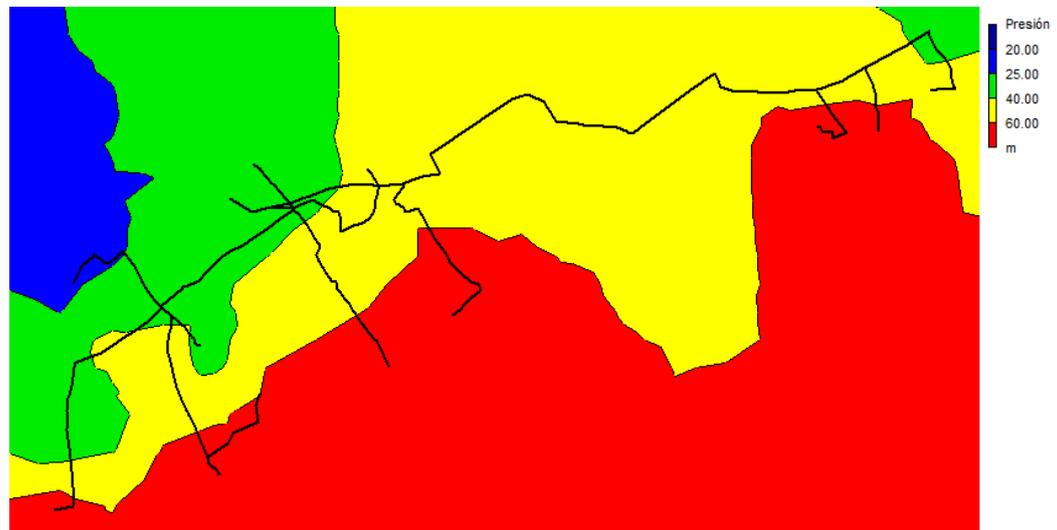
Turno 4



Turno 5

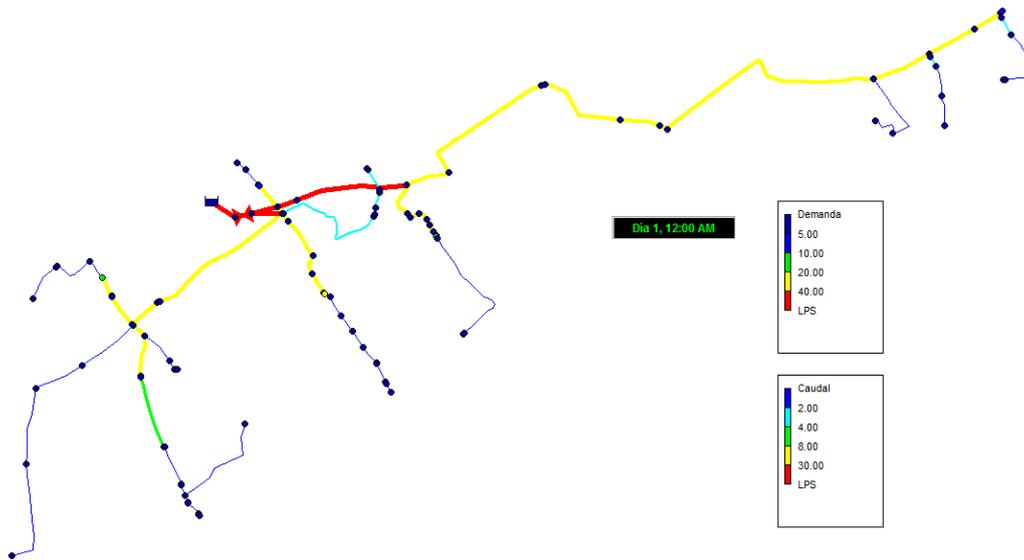


Turno 6

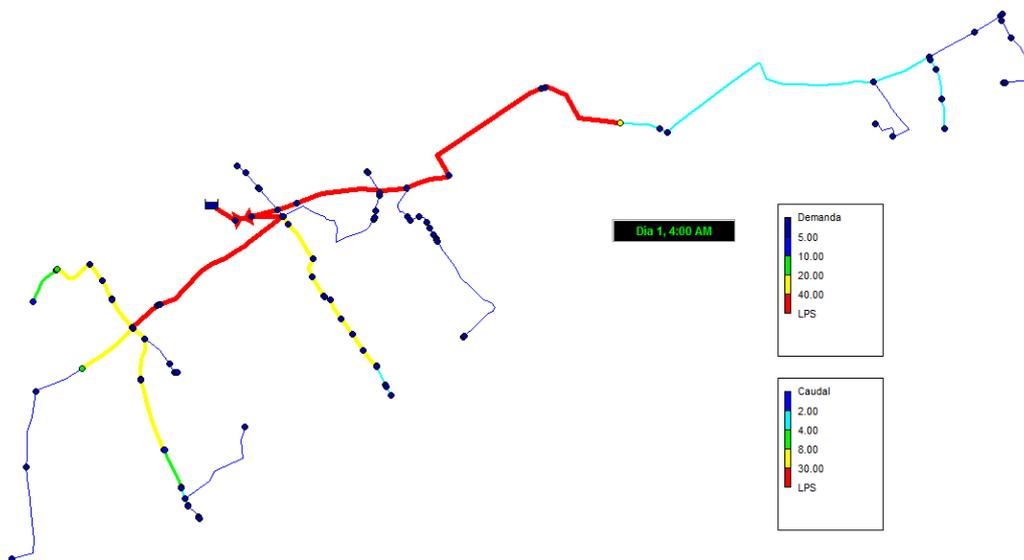


ESQUEMA CON CAUDALES EN LÍNEAS Y DEMANDAS EN NUDOS

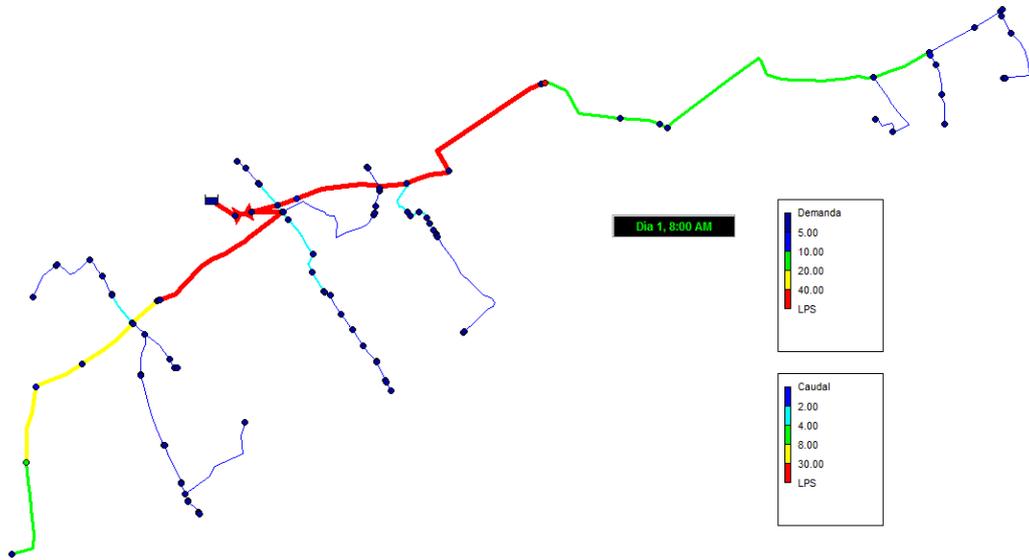
Turno 1



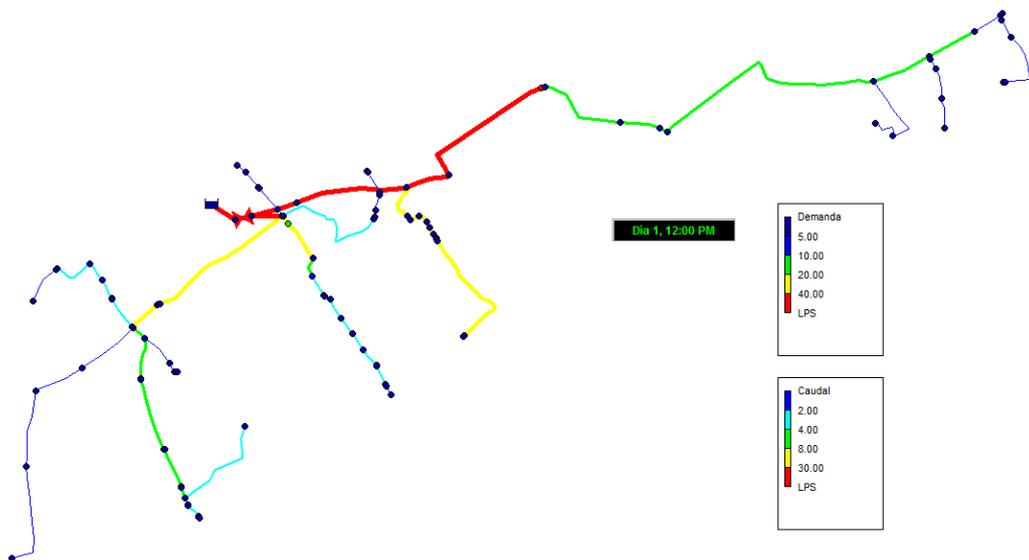
Turno 2



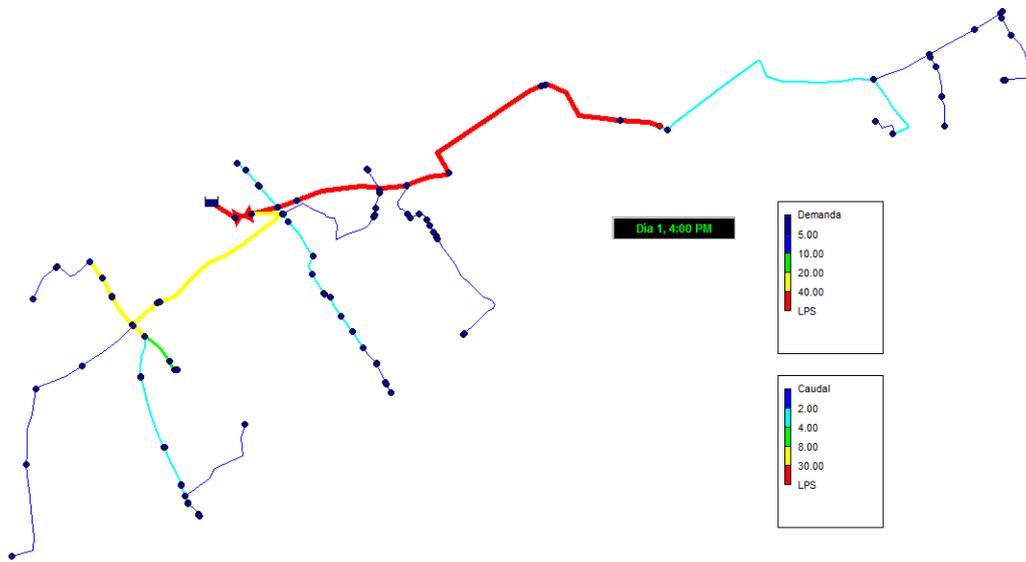
Turno 3



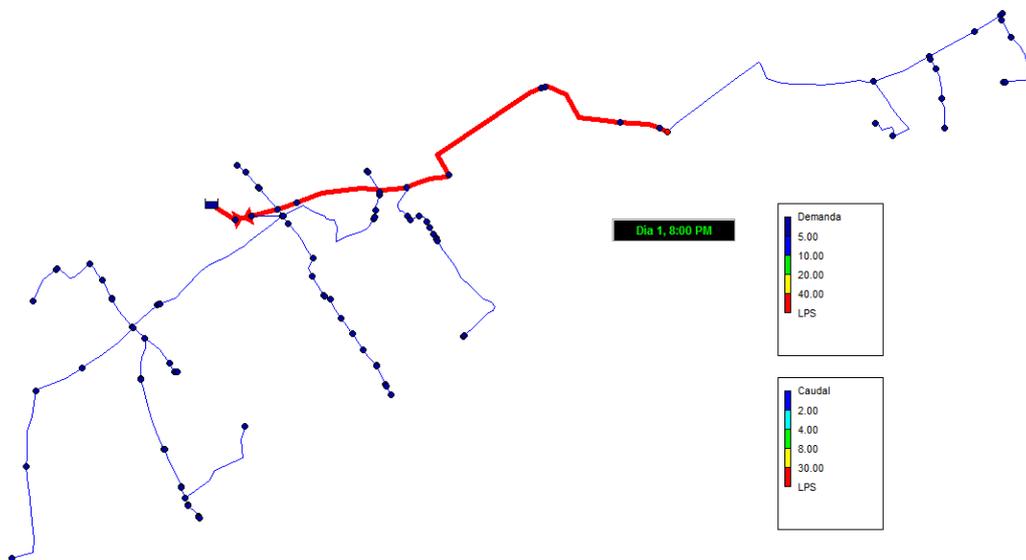
Turno 4



Turno 5



Turno 6



ANEJO 3. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN POR GRAVEDAD TRAS LA MEJORA DE LA SECTORIZACIÓN

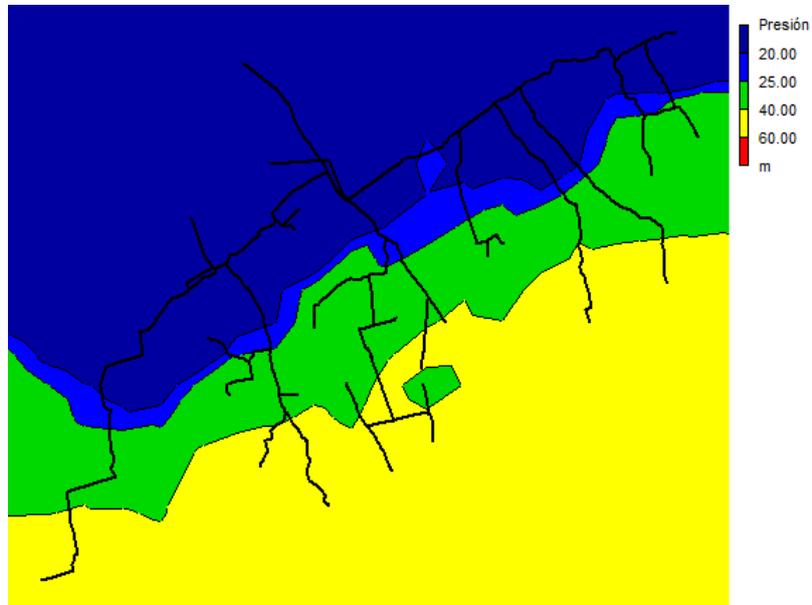
TURNOS DE RIEGO

Turno 1	Turno 2	Turno 3	Turno 4	Turno 5	Turno 6
H135A	H171	H204	H132	H165	H106
H170	H172	H207	H139	H107	H122
H173	H176	H210	H145	H124	H123
H174	H183	H212	H150	H135	H146
H182	H196	H224	H155	H153	H147
H205	H208	H256	H158	H407	H152
H206	H211	H292	H161	H424	H154
H209	H213	H295	H423	H426	H156
H225	H214	H314	H434	H433	H427
H227	H222	H315	H444	H443	H431
H228	H226	H316	H451	H445	H447A
H255	H278	H320A	H452	H446	H449
H260	H282	H325	H456	H450	H454
H277	H283	H337	H458	H453	H461A
H287	H285	H338	H461	H455	H473
H288A	H300	H339	H463	H457	H534
H294	H320	H340	H468	H459	H547
H295A	H320B	H347	H470	H466	H549
H300A	H324	H360	H471	H475	H558
H334	H329	H363	H474	H529	H566
H345	H333	H364	H528	H541	H567
H350	H335	H366	H536	H542	H570
H362	H336	H369	H537	H543	H576

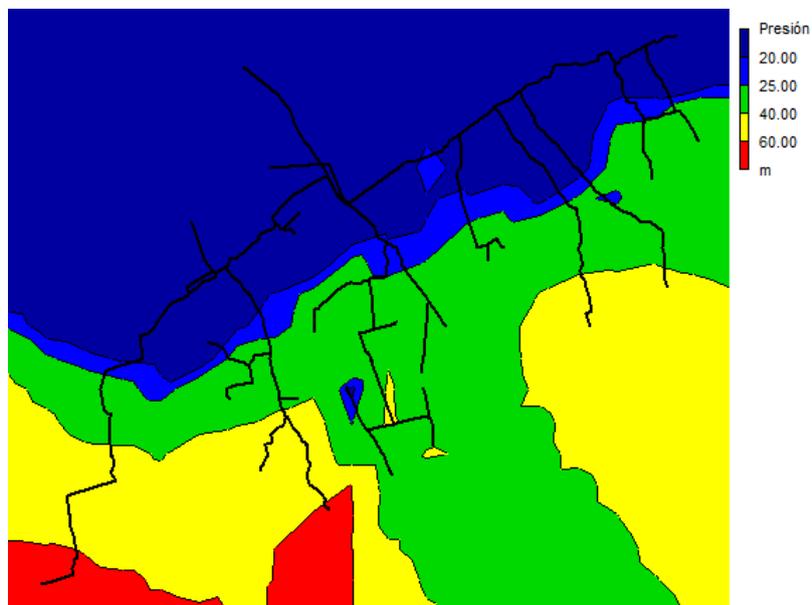
H367	H346	H371	H539	H546	H577
H373	H348	H372	H548	H552	H612
H377	H349	H374	H555	H556	H624
H378	H351	H376	H579	H559	H106
H379	H353	H381		H560	H122
H382	H368	H403		H562	H123
H392	H370	H408		H564	H146
H395	H375	H411		H578	H147
H399	H383	H413		H613	H152
H402	H384	H422		H165	H154
H409	H393	H472			H156
H410	H398	H476			H427
H410A	H399A	H477			H431
H414	H401	H489			H447A
H415	H405	H527			H449
H416	H406	H535			H454
H419	H412	H544			H461A
H460	H417	H545			H473
H482	H418				H534
H488	H420				H547
H491	H421				H549
H523	H467				H558
H524	H478				H566
H526	H479				H567
H532	H481				H570
H540	H493				H576
	H521				H612
	H522				H624
	H525				
	H533				

CURVAS DE ISOPRESIÓN

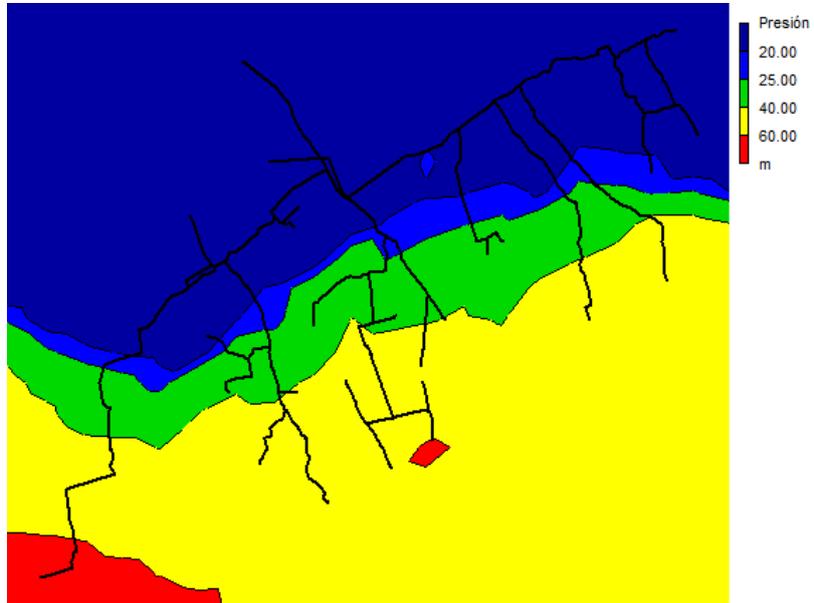
Turno 1



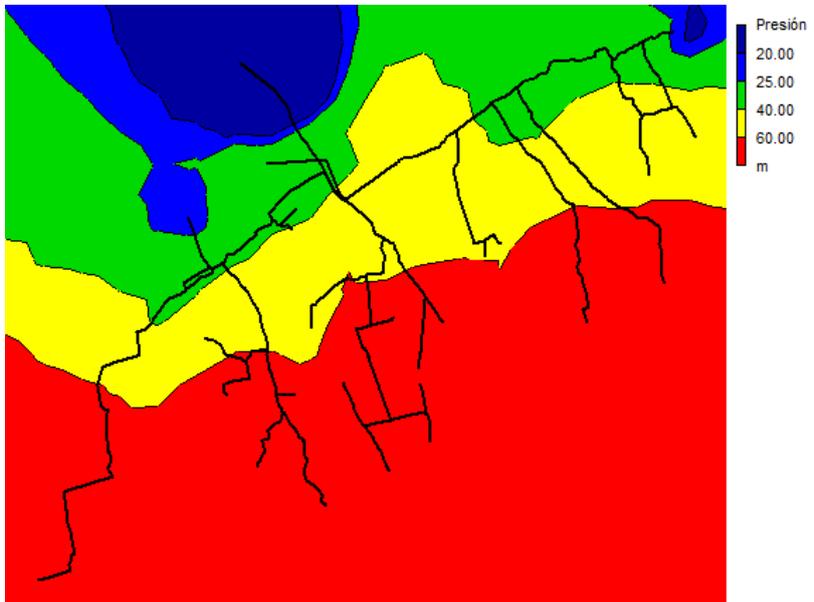
Turno 2



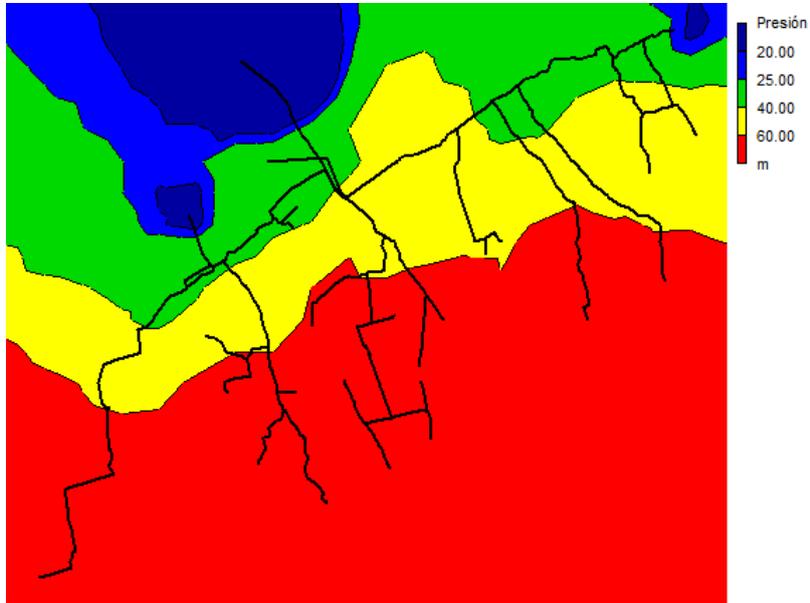
Turno 3



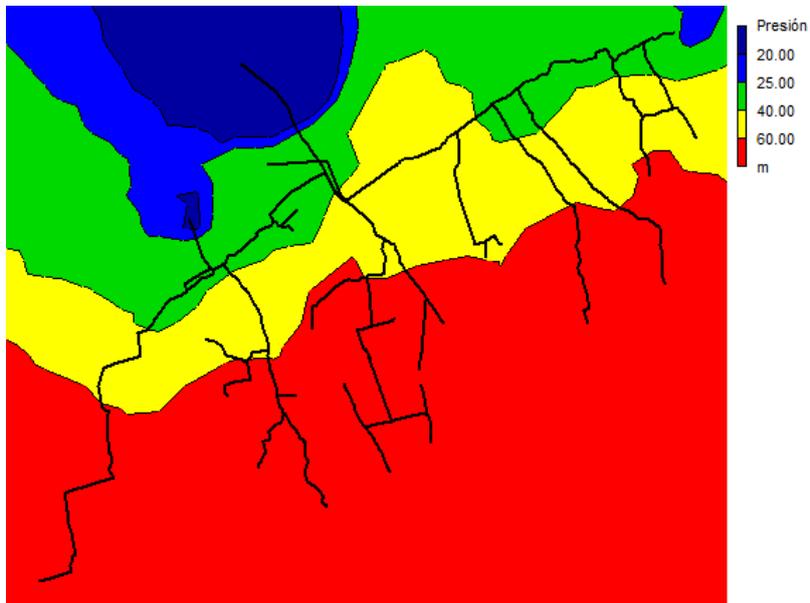
Turno 4



Turno 5

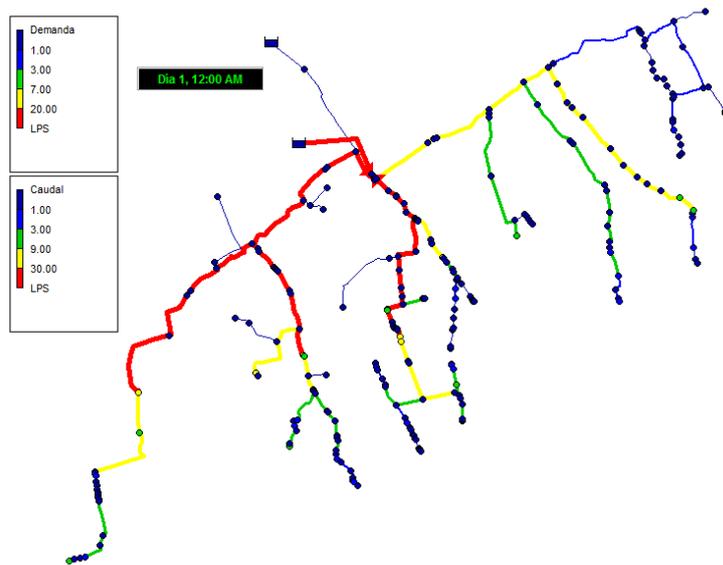


Turno 6

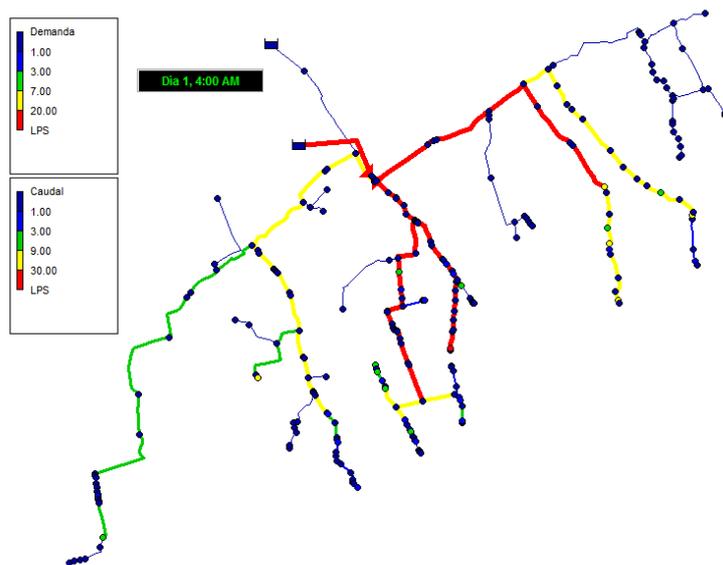


ESQUEMA CON CAUDALES EN LÍNEAS Y DEMANDAS EN NUDOS

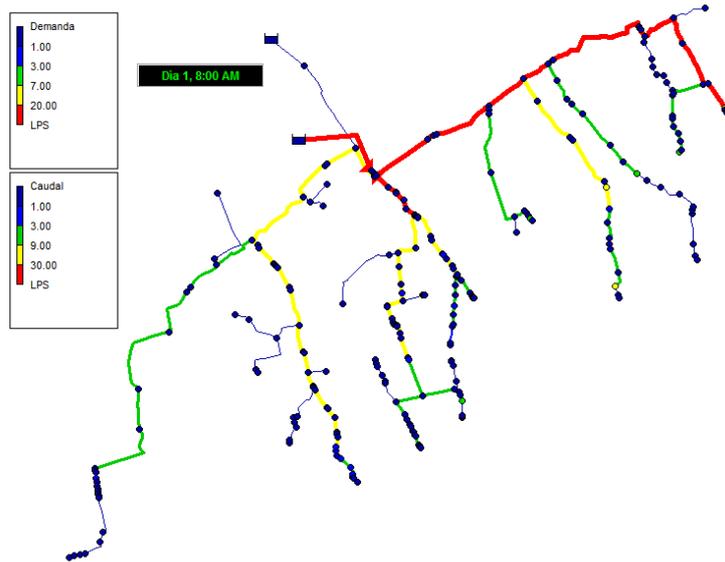
Turno 1



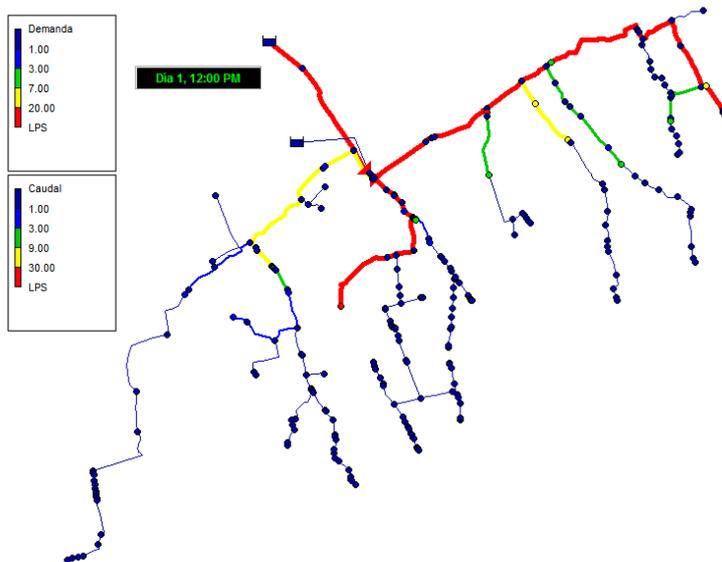
Turno 2



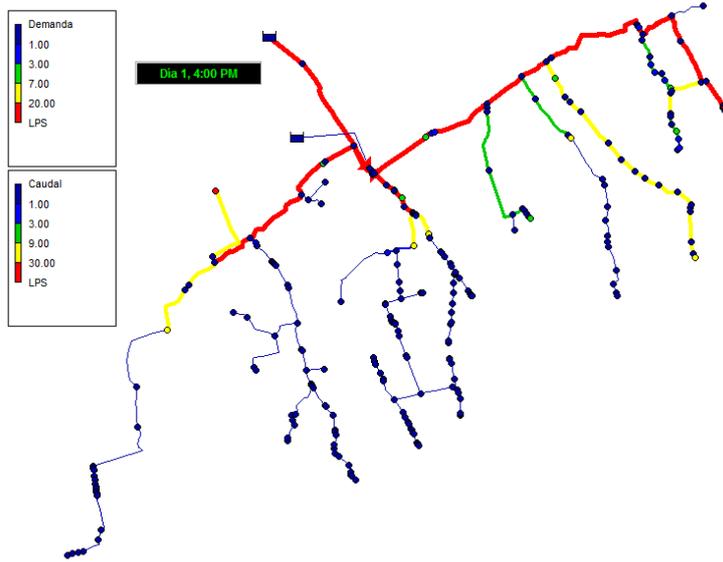
Turno 3



Turno 4



Turno 5



Turno 6

