



**Política de gestión sostenible
del agua y la energía en
sistemas agropecuarios
(Accésit)**

Inmaculada Pulido Calvo
Juan Carlos Gutiérrez Estrada
Ricardo Asensio Fernández

VI Premio Unicaja de Investigación sobre desarrollo
económico y estudios agrarios

Reunidos en la Ciudad de Málaga el día 14 de Mayo de 2004 un jurado presidido por Braulio Medel Cámara y compuesto por Carmen Hermostín Gaviña, José Javier Rodríguez Alcaide, José Emilio Guerrero Ginel y Francisco Villalba Cabello, decidió por unanimidad conceder a esta investigación un Accésit del VI PREMIO UNICAJA DE INVESTIGACIÓN SOBRE DESARROLLO ECONÓMICO Y ESTUDIOS AGRARIOS. El premio fue convocado por Analistas Económicos de Andalucía en el otoño de 2003 y cuenta con el patrocinio de la Fundación UNICAJA.

Política de gestión sostenible del agua y la energía en sistemas agropecuarios

Equipo de Investigación y Edición

Investigación

Inmaculada Pulido Calvo
Juan Carlos Gutiérrez Estrada
Ricardo Asensio Fernández

Coordinación Gráfica y Administración

M^a Dolores Fernández-Ortega Jiménez
Rosa Díaz Montañez

Proyecto, Realización, Coordinación y Edición



Producción

Analistas Económicos de Andalucía

C/ Ancla, nº 2 - 6ª planta. 29015 MÁLAGA

Tel.: 952 22 53 05 - 06

Fax: 952 21 20 73

e-mail: aea@unicaja.es

www.analistaseconomicos.com

D.L.: MA-318-2005

I.S.B.N.: 84-95191-74-1

La responsabilidad de las opiniones emitidas en este documento corresponde exclusivamente a los autores que no son, necesariamente, las de UNICAJA o Analistas Económicos de Andalucía.

Reservados todos los derechos. Queda prohibido reproducir parte alguna de esta publicación, su tratamiento informático o la transcripción por cualquier medio, electrónico, mecánico, reprografía y otro sin el permiso previo y por escrito del editor.

© Analistas Económicos de Andalucía, 2005

Política de gestión sostenible del agua y la energía en sistemas agropecuarios

Índice

	PRESENTACIÓN	13
CAPITULO I	INTRODUCCIÓN.....	17
I.1	La gestión de los sistemas de distribución del agua.....	19
	Análisis y simulación del comportamiento de las bombas	20
	Elección del contrato de suministro de la energía eléctrica	21
	Optimización del esquema de operación de una red de distribución de agua	22
	Diseño y manejo óptimos de los depósitos de regulación en las redes de distribución.....	23
CAPITULO II	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO Y OBJETIVOS.....	27
CAPITULO III	MATERIAL Y MÉTODOS.....	31
III.1	Función de costes relacionada con la optimización de la operación del bombeo de agua	31
III.2	Función objetivo y restricciones	33
III.3	Preselección de los grupos de bombeo.....	35
III.4	Algoritmo de gestión óptima del bombeo en un sistema de impulsión.....	41
	Series de demanda horaria de agua.....	41
	Grupos motor-bomba	42
	Depósitos y/o balsas de regulación	43
	Contrato del suministro de energía eléctrica	44
	Desarrollo del algoritmo de gestión óptima del bombeo.	45

III.5	Grupos de rebombao	53
III.6	Determinación de la/s potencia/s a contratar.....	54
CAPITULO IV	EJEMPLOS DE APLICACIÓN	59
IV.1	Política de gestión eficiente de los recursos agua y energía eléctrica en la zona regable de Fuente Palmera.....	59
	Caracterización de la demanda de agua a partir de registros históricos	59
	Diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión	63
	Comparación de la solución óptima con la situación existente en la zona regable	67
	Liberalización del suministro de energía eléctrica	68
IV.2.	Política de gestión eficiente de los recursos agua y energía eléctrica en la piscifactoría Hidrorecursos S.A.....	69
	Determinación de la biomasa y simulación de los caudales demandados en Hidrorecursos	70
	Requerimientos de altura de energía de la estación de bombeo.....	72
	Diseño y gestión óptimos del sistema de bombeo de la piscifactoría	73
	Comparación de la situación actual de la instalación con las simulaciones.....	73
CAPITULO V	DISCUSIÓN	77
V.1	Caracterización de la demanda de agua	77
V.2	Selección de los grupos motor-bomba	77
V.3	Capacidad del depósito de regulación	78
V.4	Contrato del suministro de energía eléctrica	79

V.5	Sistema de impulsión optimizado versus sistema de impulsión actual	82
CAPITULO VI	CONCLUSIONES	85
	BIBLIOGRAFÍA	87
ANEXO	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DYGOSIA V. 1.0	99

Presentación

Braulio Medel Cámara. Presidente de Unicaja.

U

NICAJA se ha mostrado plenamente convencida de la trascendencia de la investigación como instrumento básico en el proceso del desarrollo económico y social de una región y, en particular, de profundizar en el conocimiento y estudio de la agricultura, como una de las actividades claves del desarrollo futuro de nuestra región y que desempeña un papel crucial dentro del conjunto de la economía española. Buen ejemplo de ello es el patrocinio, otro año más y como viene siendo habitual desde 1999, de la sexta edición del **Premio UNICAJA de Investigación sobre Desarrollo Económico y Estudios Agrarios**, cuyo objetivo fundamental es promover e incentivar la realización y su posterior difusión de investigaciones sobre la realidad económica que nos rodea.

La continuidad de este Premio de Investigación, que se enmarca dentro del conjunto de premios que promueve nuestra entidad a través de la Fundación UNICAJA, junto a la elaboración del Informe Anual del Sector Agrario en Andalucía, que venimos realizando de forma continuada desde hace ya más de una década, muestra el cumplimiento del compromiso adquirido por nuestra entidad de promover un mayor conocimiento del sector agrario, tradicional y decisivo en la economía andaluza.

En la sexta convocatoria, se acordó conceder también un accésit al trabajo **“Política de gestión sostenible del agua y la energía en sistemas agropecuarios”**, elaborado y presentado por el equipo DYGOSIA, compuesto por Inmaculada Pulido Calvo, Juan Carlos Gutiérrez Estrada y Ricardo Asensio Fernández, profesores de la Universidad de Huelva. En esta investigación el jurado valoró la oportunidad del análisis de un recurso tan importante para Andalucía, el objetivo del trabajo es desarrollar un sistema que permite optimizar el régimen de bombeo para minimizar los costes (de inversión y operación), y hacerlo compatible con una demanda dada, para lo que realiza una aplicación informática que puede ser una herramienta en cualquier red hidráulica.

En este trabajo se pretende analizar la demanda de agua de una cierta actividad del sector agropecuario, y a partir de ésta examinar la posibilidad de controlar y racionalizar la consiguiente demanda de energía eléctrica al objeto de lograr una política de gestión eficiente. En concreto, los modelos presentados se han aplicado en dos sistemas agropecuarios andaluces de distinta naturaleza, a una zona regable y un sistema de acuicultura intensiva, que requieren diferentes políticas en gestión eficientes de los recursos de producción. Los resultados obtenidos suponen el poder llegar a conseguir

unos ahorros en los costes totales anuales del 30 por ciento en la zona regable y del 92 por ciento en la piscifactoría.

La Fundación UNICAJA, a través de su Servicio de Publicaciones, se complace en editar la presente investigación, incorporándose así al amplio elenco de estudios ya publicados, con el propósito de que las investigaciones realizadas alcancen la mayor difusión posible dentro de la comunidad científica y entre los agentes económicos y sociales relacionados con el sector agrario, y en el convencimiento de que estos estudios les serán de gran utilidad. Esperamos que la presente edición tenga una acogida tan favorable como en las anteriores, y que continúe siendo un referente básico para la realización de futuras investigaciones que faciliten un mejor conocimiento del sector agrario andaluz y, en general, de la economía regional.

A landscape photograph showing a pond with a rocky shore in the foreground. The water is calm, reflecting the sky and the surrounding greenery. In the background, there is a white building with a tiled roof, surrounded by tall pine trees. The sky is clear and blue. The overall scene is peaceful and natural.

Introducción

Capítulo I

I. INTRODUCCIÓN

Durante años, el aumento en el consumo de los recursos de agua y de energía se consideró como un claro indicador de crecimiento económico. En el mundo de hoy, estos términos se han invertido en cierta medida ya que la creciente conciencia ambiental de que se trata de recursos escasos y de que su utilización da lugar a impactos sobre el medio, hace que el despilfarro de agua y de energía sea considerado como un comportamiento no sostenible en términos ecológicos.

El recurso agua está sometido a la presión de una demanda cada vez más exigente en cantidad y calidad, condicionada por aspectos sociales, políticos y ambientales. La dificultad para garantizar la satisfacción de las demandas se traduce, por un lado, en una mayor competencia entre los sectores usuarios tradicionales –agricultura, industria y ciudades– por los escasos recursos disponibles. Esta competencia ya está restringiendo las actividades de desarrollo de muchos países. Por otro lado, la escasez de recursos hídricos está originando una mayor competencia entre regiones o países por el acceso a los mismos (FAO, 1993; Ohlsson, 1995; Sumpsi *et al.*, 1998). La preocupación por el deterioro ambiental ha creado otra fuente de competencia por el agua. Ciertos usos no consuntivos como los valores recreativos, ecológicos y paisajísticos están siendo tomados en consideración a la hora de derivar agua para usos consuntivos. No solamente aumenta la competencia por la cantidad de agua, sino también por la calidad. Ambos términos están relacionados. A medida que se incrementa el consumo de agua, disminuye el volumen disponible para diluir la contaminación.

Por otro lado los países industrializados, importadores y exportadores netos de energía, hace ya tiempo que advirtieron que la ‘factura energética’ constituye una hipoteca para su propio desarrollo. Las nuevas políticas energéticas se basan en la mejora de la eficiencia en el lado de la demanda (consumo de energía), y no en la aplicación de nuevas tecnologías e inversiones en el lado de la oferta (producción eléctrica). El principio es muy simple: la energía que se ahorra es una nueva energía disponible y, por tanto, no hay que producirla de nuevo. Para esto es necesario una planificación integrada de recursos analizando localmente los sistemas de suministro y consumo de cualquier actividad. De este modo, conjuntos de acciones que tomadas individualmente no ofrecen interés por su escasa incidencia sobre el problema, aportan soluciones eficaces al quedar articuladas y mutuamente reforzadas en un marco integrado (Estevan, 1997; Pulido-Calvo *et al.*, 2002).

Los recursos agua y energía son insumos básicos habitualmente utilizados en los sistemas agropecuarios y agroindustriales, es decir, aquellos cuyos principios están relacionados con los sistemas de producción vegetal y animal. Dentro de estos sistemas, se pueden destacar como actividades sobre las que actuar para una gestión eficiente de las demandas de agua y de energía eléctrica, la agricultura de regadío, la ganadería intensiva, la industria agroalimentaria, la acuicultura continental, etc.

La agricultura de regadío se constituye como el sector más demandante de agua a escala mundial con un 87 % de los usos consuntivos (ONU, 1997; Sumpsi *et al.*, 1998). En España, la agricultura demanda al año unos 24.500 hm³, casi el 80 % de los usos consuntivos. Este porcentaje es similar en Andalucía (Corominas, 1996). Estos altos consumos de agua implican también un gran consumo de energía eléctrica cuyos gastos suelen ser, en la actualidad, uno de los apartados de mayor magnitud dentro de la actividad del riego, condicionando la rentabilidad de muchos cultivos.

Por otro lado, la aún incipiente acuicultura continental es otro sector que demanda grandes cantidades de agua y de energía. El incremento del consumo de proteínas de origen animal puede convertir a la acuicultura, en un futuro próximo, en uno de los sectores más demandante de estos recursos, tal y como reconoce la declaración final de la cumbre de países celebrada en Kyoto en 1997, que clasifica a esta actividad como el sector con mayor potencial de crecimiento entre los sectores productores de alimento (Cobo *et al.*, 1999). El incremento de una producción poco diversificada y la competencia están generando grandes bajadas en el precio del producto final, lo que unido a un incremento paralelo del precio de los suministros, obliga a los empresarios a reducir costes de producción entre los que destacan como más importantes los gastos en energía eléctrica (Gutiérrez-Estrada y Pulido-Calvo, 2003).

En este trabajo se pretende analizar la demanda de agua de una cierta actividad del sector agropecuario, y a partir de ésta examinar las posibilidades de controlar y racionalizar la consiguiente demanda de energía eléctrica al objeto de lograr una política de gestión eficiente. En concreto, los modelos presentados se aplican a una zona regable y a un sistema de acuicultura intensiva. Los resultados y conclusiones obtenidas habrán de ser sin duda analizados y corregidos con vistas a su posible aplicación en otros sistemas agropecuarios pero, dentro de sus limitaciones, este estudio pretende ser un aporte metodológico general de posible utilización para cualquier actividad de este sector.

De manera global, los principales beneficios que se obtendrán de una adecuada gestión del agua y la energía eléctrica en los sistemas agropecuarios son:

1. Desde el punto de vista ambiental, la gestión eficiente supone un ahorro de recursos naturales y una reducción de impactos ambientales. No se debe olvidar la necesidad de un uso más racional del agua, y de que el coste de un kilovatio-hora, tanto de producción como medioambiental, es inferior si su consumo se realiza durante la noche o en verano.
2. Los agentes productores (gerentes, empresarios, regantes,...) son también, uno de los principales beneficiarios, ya que conseguirán importantes ahorros en la facturación energética y una situación de equilibrio con las nuevas demandas sociales.
3. Las empresas eléctricas también se benefician del ahorro eléctrico, ya que ello permite alargar la vida útil de las centrales eléctricas y racionalizar la utilización de las redes de transporte y distribución, evitando así tener que realizar nuevas inversiones en generación o en el trazado de líneas, que, por otro lado, repercutirán asimismo, en el coste para los usuarios.

I.1 La gestión de los sistemas de distribución del agua

La conducción del agua hasta los puntos de demanda de los sistemas agropecuarios requiere la utilización de sistemas de distribución que típicamente consisten en redes de interconexión entre depósitos, constituidas por tuberías, bombas y válvulas, y concebidas para satisfacer una demanda variable. El consumo de energía eléctrica depende de la eficiencia de la red y de las bombas elevadoras y, a su vez, el coste de operación en las estaciones de bombeo depende de las tarifas eléctricas aplicables al suministro de energía para los motores de arrastre de las bombas.

La optimización global del esquema de operación de un sistema de distribución de agua supone la evaluación de los diferentes esquemas de bombeo posibles en el tiempo con el fin de minimizar los costes anuales de la instalación, teniendo en cuenta la amortización de la inversión, los gastos de explotación energéticos y de mantenimiento, y las tasas de actualización de los costes.

Uno de los problemas fundamentales que afectan a la explotación óptima de los sistemas de distribución de agua es el análisis y previsión de la demanda de agua, ya que es la magnitud de referencia, y en consecuencia, la base de toda la planificación.

Los posibles esquemas de operación serán función de las limitaciones operativas de los elementos de regulación y de la necesidad de garantizar las demandas de los usuarios de la red de distribución. Asimismo, la posibilidad de almacenamiento de agua en los depósitos y la reducción del precio de la energía en los períodos bonificados de la tarificación eléctrica, implican llegar a períodos horarios de optimización. Otro de los aspectos importantes a considerar en la formulación matemática del problema es la tipología de las variables de decisión, ya que la determinación del número de bombas o de los tamaños normalizados de los elementos de la red de distribución o la decisión de incluir o no un determinado componente en un punto concreto son ejemplos de variables discretas, mientras que la determinación del volumen del depósito o la velocidad de giro de una bomba son ejemplos de planteamientos con variables continuas. Todo esto lleva a la conclusión de que la determinación del esquema óptimo de operación constituye un problema de bastante difícil resolución, aún para sistemas simples, creciendo los requerimientos de cálculo prácticamente de forma exponencial con el tamaño y la complejidad del sistema (Coulbeck, 1995).

La solución al problema de la gestión óptima de los sistemas de impulsión ha sido abordada por varios autores, cuyos intentos principales han consistido en introducir simplificaciones adecuadas en el sistema hidráulico y en la evaluación de los costes para disponer así, al menos, de unas directrices básicas. Tales simplificaciones se basan en considerar una de las variables que intervienen como prioritaria sobre las demás o en descomponer la estructura del sistema en varias partes o en dividir el esquema global de operación en diferentes marcos temporales (Coulbeck, 1995).

Análisis y simulación del comportamiento de las bombas

En los casos más simples, la optimización afecta tan solo a la selección de la bomba o conjunto de bombas más eficientes (Matsumoto y Mays, 1979; Aldworth, 1983). Estas constituyen uno de los componentes más importantes de las redes en lo que se refiere al modo de operación del sistema y la afectación de los costes. Sus características hidráulicas y costes asociados guardan una relación no lineal con las condiciones de operación y con el estado de la red en cada momento. Así, la mayoría de los autores establecen un conjunto de ecuaciones de tipo cuadrático al objeto de relacionarlos. Estas ecuaciones constituyen la base de los modelos de comportamiento de las bombas que serán utilizadas posteriormente para optimizar el esquema de operación.

Coulbeck (1984) y Orr *et al.* (1986) elaboran el programa de ordenador GIPADS (*Graphical Interactive Pump-source Analysis, Design and Simulation*)

para modelar el comportamiento de las bombas y evaluar los costes asociados con el modo de operación de las mismas bajo diversas estrategias de control a ensayar, tales como asociaciones en paralelo y cambios en la velocidad de giro. Tarquin y Dowdy (1989) determinan las curvas características de un sistema de distribución para abastecimiento urbano en períodos horarios de alta, media y baja demanda de agua, y a partir de las curvas características de las bombas obtienen las combinaciones óptimas de bombeo en cada caso, llegando a reducir el consumo de energía eléctrica en un 9,2 %.

En las dos últimas décadas en la agricultura de regadío los gastos de energía eléctrica suelen ser uno de los apartados de mayor magnitud dentro de este sector, por lo que autores como Buchleiter y Heermann (1986, 1990) plantean un algoritmo de selección de las combinaciones de bombeo óptimas en redes de distribución con varias estaciones elevadoras en serie, y asimismo considerando la posibilidad de que los grupos en paralelo en cada estación sean diferentes. Este modelo lo aplican en una zona regable de aspersión a la demanda en Oregon, con una presencia importante de pivotes, consiguiendo unos ahorros del 20 % en los costes energéticos.

Con respecto a la producción animal en medio acuático existen, en general, pocos estudios económicos rigurosos sobre los costes asociados. Así, los trabajos encontrados acerca de este tipo de instalaciones son mínimos, abarcando cuestiones demasiado generales, sin concretar en una optimización real de la instalación (Tiews, 1981). Según Kerr (1981) en una instalación que requiera una altura de energía de 20 m, los costes de energía requeridos para el bombeo pueden representar alrededor del 15 % de los costes de producción de la planta.

Elección del contrato de suministro de la energía eléctrica

La conveniente auditoría energética en el diseño, planificación y gestión de un sistema de impulsión de agua requiere también una contratación adecuada del suministro de energía eléctrica (Koelle, 1994). La existencia durante el día de horas en las que el coste del consumo eléctrico se grava (horas punta), en relación al coste normal (horas llano), y de horas en las que dicho coste disminuye (horas valle), es el 'arma' de gestión que poseen las compañías suministradoras para estimular el consumo durante las horas en las que la demanda de energía eléctrica baja notablemente, y asimismo, puede constituir una herramienta para el usuario a fin de reducir el importe de su facturación.

Esta discriminación horaria se puede aplicar de forma adecuada de dos maneras (Martínez-Canales, 1998). Una de ellas supone cambiar la forma

en que se realice el consumo energético, utilizando, por consiguiente, los intervalos más económicos que proporcionen las tarifas. Es decir, adecuando el período de funcionamiento de la instalación a los períodos horarios más económicos de la tarifa eléctrica elegida (Jorge *et al.*, 1992). Desde este punto de vista, en los sectores industriales (Nilsson y Söderström, 1993) y comerciales (Surapong y Bundit, 1996) se han analizado los ahorros posibles cuando la demanda total o parcial de energía eléctrica se efectúa en períodos bonificados de tarifa eléctrica.

En sistemas de riego, Stetson *et al.* (1975), Chao (1979) y Pulido-Calvo (1996) muestran que reducciones significativas de la demanda de energía en períodos punta de tarifa eléctrica pueden lograrse usando sólo en el riego las horas bonificadas, siempre y cuando las estaciones de bombeo y la red de tuberías tengan la capacidad suficiente para satisfacer el agua requerida por el cultivo. Referido a un método de riego en concreto, aspersión, Breytenbach *et al.* (1996) evalúan el coste energético de aplicación de agua con pivotes y ramales de avance frontal, indicando que es necesario tratar adecuadamente la dotación de riego (directamente relacionada con el tiempo de aplicación del riego) y el diseño del sistema de impulsión.

La otra forma de aplicar la discriminación horaria es eligiendo aquella que más interese según la forma en que se realice el consumo de energía eléctrica. En este caso se procura adaptar el tipo de discriminación horaria de la tarifa elegida al proceso de demanda energética. Así, Álvarez *et al.* (1997) proponen una metodología para la elección de la tarifa más adecuada en sistemas con demanda diaria de energía eléctrica conocida, demostrando que es factible llevar a cabo un análisis detallado de cada suministro para rentabilizar al máximo el consumo de energía eléctrica. En sistemas de distribución de agua para riego, Lago y Maseda (1983) y Mazón y Moral (1994) orientan a los agricultores en la elección de la tarifa y potencia que deben contratar para obtener el mínimo coste de la energía consumida.

Optimización del esquema de operación de una red de distribución de agua

En los casos más simples la optimización afecta tan sólo a la selección de la bomba o conjunto de bombas más eficientes y/o al contrato del suministro de energía eléctrica más ventajoso. Estudios más completos requieren optimizar el esquema de operación del sistema de impulsión a lo largo de un cierto período de tiempo, ya sea de un día, de una semana o de períodos más largos, al objeto de sacar provecho de todos los factores que afectan al coste.

La interacción entre las bombas y la red hace indispensable la utilización de un simulador capaz de aceptar los esquemas de operación propuestos y, en conjunción con unas demandas predeterminadas, proporcionar la respuesta de la red así como los costes de operación del sistema para unas tarifas eléctricas definidas. El programa GINAS ha sido desarrollado con este propósito (Coulbeck y Orr, 1984). Este modelo proporciona resultados detallados del comportamiento hidráulico de todos los componentes de la red, así como los costes de operación de las estaciones de bombeo, y los costes de suministro y tratamiento del agua en los puntos de inyección de redes urbanas.

También estudios como los de Lansey y Mays (1989), Jowitt y Xu (1990), Brion y Mays (1991), Jowitt y Germanopoulos (1992), Sadowski *et al.* (1995), Nitivattananon *et al.* (1996), Aliaga *et al.* (1998) y León *et al.* (2000) tienen como objetivo determinar el estado de los elementos de control presentes en una red de distribución, estaciones de bombeo y válvulas reguladoras de caudal, de tal forma que atiendan a cierta demanda hidráulica con un coste mínimo. Todos estos trabajos se han aplicado a redes urbanas en funcionamiento, obteniendo una disminución notable del coste energético variable de la operación de la red.

Diseño y manejo óptimos de los depósitos de regulación en las redes de distribución

Un depósito entre la captación, tratamiento, aducción, y la red distribución de agua actúa como elemento regulador entre los recursos disponibles y la demanda de agua variable a lo largo del tiempo. La finalidad primordial es la optimización del caudal de trabajo de los diferentes elementos (estaciones de bombeo, estaciones depuradoras,...) aguas arriba del depósito, al independizar dichos caudales de la variabilidad del consumo en la red de distribución. De este modo, el dimensionado de estos elementos puede realizarse independientemente de las variaciones que vayan a producirse en el consumo, siendo el depósito el encargado de asumir las discrepancias entre el caudal impulsado a la red y el caudal consumido.

Asimismo la alta inversión que supone la construcción de un depósito puede verse compensada por la disminución de los costes energéticos mediante: a) La posibilidad de un funcionamiento más regular de las estaciones de bombeo con mejores rendimientos en comparación con la impulsión directa a la red de distribución; b) La posibilidad de desplazar el bombeo a las horas bonificadas de tarifa eléctrica. Durante dicho tiempo se acumulará agua en el depósito, que será consumida en las horas durante las cuales el precio de la energía eléctrica es mayor.

La cuantificación de la capacidad de regulación de un depósito depende de las diferencias entre la curva de caudal demandado y la curva de caudal impulsado (Fuertes *et al.*, 1996). La evolución diaria de los usos de agua a lo largo del año en días sucesivos constituye una de las bases para el estudio de las necesidades de regulación. Así Nel y Haarhoff (1996) determinan mediante la simulación de distintos escenarios el volumen óptimo de los depósitos considerando la variabilidad temporal de la demanda, consecuencia de los ciclos vitales y de los hábitos de los usuarios.

La curva de caudal impulsado hasta el depósito está determinada por el régimen de bombeo: potencia y características de las bombas, caudal impulsado cada hora, número de bombas en marcha, horas de funcionamiento, y momentos de arranque y parada. Este régimen de funcionamiento puede ser continuo o bien limitado únicamente a las horas bonificadas de tarifa eléctrica las cuales dependen del tipo de contrato del suministro eléctrico. En este último caso el tamaño del depósito será mayor, pero el incremento en la inversión inicial puede compensarse con el ahorro en energía eléctrica. De este modo, la relación directa existente entre la capacidad del depósito y su presupuesto obliga a considerar los costes como un factor limitativo en la magnitud del depósito a proyectar.

Sabet y Helweg (1989) analizan la inclusión en una red de distribución de un depósito de regulación que almacena el agua durante los períodos bonificados de energía eléctrica para su uso durante los períodos de demanda punta. La función objetivo a minimizar incluye los costes de amortización de la inversión en los grupos de bombeo, la tubería de impulsión y el depósito, y los costes de operación del sistema (costes de energía eléctrica). Los resultados muestran un decremento del 25 % en el coste total del sistema de impulsión.



Descripción del sistema en estudio y objetivos

Capítulo II

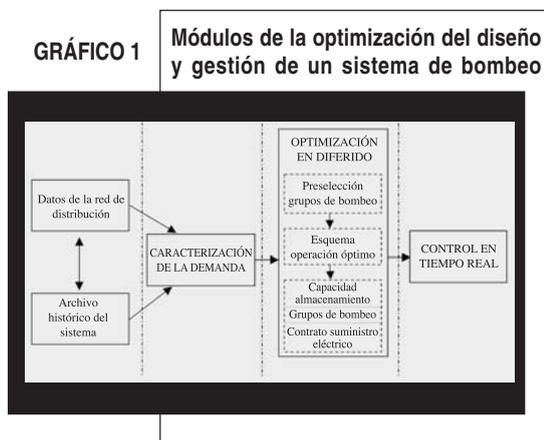
II. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO Y OBJETIVOS

Los sistemas que se estudian en este trabajo están constituidos por un conjunto de impulsores de motor eléctrico que tomará el agua de una fuente de suministro y del que partirá una conducción hasta el depósito de regulación (si es necesario) desde el cual se abastecerá la red de distribución según las demandas de agua existentes. El espacio de decisión que abarca la gestión óptima de los sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua es altamente no lineal, debido a que los posibles grupos motor-bomba y las tuberías deben ser comerciales (series discretas), y a la complicada estructura de la tarifa eléctrica. Para ello se han ensayado técnicas con diferentes tipos de formulaciones y simplificaciones (Quimpo y Shamsi, 1991), desde métodos heurísticos (Tarquin y Dowdy, 1989; Walski, 1993) a métodos de modelación matemática. Entre estos últimos destacan la programación lineal (Jowitt y Germanopoulos, 1992; Crawley y Dandy, 1993), la programación dinámica (Sabet y Helweg, 1985; Coulbeck y Orr, 1989; Ormsbee *et al.*, 1989; Zessler y Shamir, 1989), y la programación no lineal (Brion y Mays, 1991; Cembrano *et al.*, 2000). Otra forma de simplificar el problema es con estrategias de descomposición (estructural y temporal) del sistema hidráulico (Fallside y Perry, 1975; Coulbeck y Sterling, 1978; Joalland y Cohen, 1980; Nitivattananon *et al.*, 1996), y con la aplicación de sistemas expertos que combinan procedimientos heurísticos con cálculos algorítmicos (Shepherd y Ortolano, 1996; León *et al.*, 2000).

El objetivo principal de este trabajo es conseguir el régimen de bombeo óptimo que origine el menor coste (costes de inversión y costes de operación) teniendo en cuenta la capacidad hidráulica de la estación de bombeo, el volumen de regulación del depósito si es necesario, el coste de elevación del metro cúbico de agua y el contrato del suministro de energía eléctrica, todo ello compatibilizado con la capacidad de satisfacer una demanda dada.

Para alcanzar dicho objetivo se ha desarrollado una aplicación de ordenador (DYGOSIA v.1.0), que pretende ser un aporte metodológico y una herramienta de posible utilización en cualquier red hidráulica a presión. Como muestra de la capacidad de generalización del modelo se ha aplicado en dos sistemas agropecuarios andaluces de distinta naturaleza que requieren diferentes políticas en la gestión eficiente de los recursos de producción. Los sistemas seleccionados han sido la zona regable de Fuente Palmera en el valle del Guadalquivir y la piscifactoría de carácter intensivo Hidrorecursos S.A.

No es corriente aún hoy en día encontrar módulos de optimización en los paquetes comerciales de control de los sistemas de impulsión, y cuando alguno lo incorpora, sus condiciones de uso suelen ser muy restrictivas, sin integrarse dentro de un proceso global de optimización y control de la red (Martínez-Alzamora y Vela, 1996). Los procedimientos aplicados habitualmente en la práctica para su regulación se basan exclusivamente en satisfacer la demanda de caudal de los usuarios, manteniendo los niveles en el depósito o balsa y las presiones en la red dentro de unos márgenes admisibles, quedándose muy lejos del esquema de operación óptimo.



Para la resolución del problema planteado, que como ya se indicó en la introducción comporta serias dificultades, se propone un modelo jerárquico-multinivel, que descompone el sistema en estudio en una serie de subsistemas que son optimizados de forma independiente (gráfico 1). Como

paso previo a la optimización del régimen de operación del sistema de impulsión se requiere predecir la modulación de la demanda de agua de la red de distribución a medio plazo. Esta optimización se inicia con la preselección de los grupos motor-bomba que pueden satisfacer las necesidades máximas de caudal y altura de energía de la red de distribución. Se continúa con la determinación de la capacidad de almacenamiento (si es necesario), las combinaciones de bombas y el contrato del suministro de energía eléctrica, que permitan establecer una estrategia de bombeo acorde con la discriminación horaria del coste energético. El contrato del suministro eléctrico incluye el tipo de tarifa eléctrica y sus complementos, así como el modo de facturar la potencia contratada en el sistema de impulsión.



**Material
y
Métodos**

Capítulo III

III MATERIAL Y MÉTODOS

III.1 Función de costes relacionada con la optimización de la operación del bombeo de agua

La filosofía general del diseño, manejo y gestión óptima de los sistemas de impulsión y almacenamiento de agua parte de la premisa de que para reunir un conjunto de requisitos funcionales es posible establecer múltiples soluciones técnicamente viables y correctas, y de todas las posibles, la mejor será aquella que represente un coste mínimo. Desde esta perspectiva, el diseño, manejo y gestión óptima consiste en seleccionar la alternativa más económica de entre un número de alternativas realistas y factibles (Pérez-García, 1993).

El problema se formula en términos de una función objetivo que contempla los diversos costes asociados al sistema, y de unas restricciones que representan tanto las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento del sistema, como las condiciones de funcionamiento que se espera obtener del mismo (apartado III.2).

Los costes implicados en el funcionamiento de una red se pueden agrupar en (Caballer y Guadalajara, 1998):

- Costes fijos (amortización y mantenimiento) que comprende aquellos costes independientes del volumen de agua utilizada.
- Costes de la gestión de las instalaciones. Comprenden, a su vez, los costes de personal y mano de obra (administración, vigilancia y mantenimiento), los costes energéticos necesarios para la elevación del agua y los gastos generales (energía eléctrica para el telecontrol, emergencias de servicios por el personal de guardia, etc.). Se trata de costes variables ya que varían proporcionalmente al volumen de agua.

El coste total se estima como la suma de los costes fijos más los costes variables. En el apartado de costes fijos destaca la inversión en conducciones, grupos motor-bomba y depósitos (Pérez-García, 1993). En cuanto a los costes de explotación, destaca por su importancia el coste energético, que puede alcanzar e incluso superar el valor de la amortización anual de la inversión (Pulido-Calvo, 1996), mientras que los apartados de mantenimiento y personal pueden cifrarse como una pequeña cantidad de la amortización anual de la inversión.

Por su naturaleza los costes implicados están referidos a diferentes bases temporales. El coste de inversión constituye un pago único que es necesario realizar para acometer la construcción y puesta en servicio de la red, mientras que los costes de operación corresponden a cantidades devengadas periódicamente para mantener el funcionamiento del sistema en las condiciones de servicio. Los períodos de referencia son normalmente de duración anual y, en consecuencia, los gastos de operación se expresan en unidades monetarias por año.

Surge por tanto la necesidad de expresar todos los costes implicados en referencia a una única base temporal, y la forma más habitual es referir los costes de inversión a un término anual para comparar con los costes de operación, como se hace con cualquier planificación de tipo económico a medio y largo plazo. De este modo se utiliza comúnmente el factor de amortización a_t , el cual representa el coste anual de amortización de una inversión producida en el año inicial y que se amortiza a lo largo de T años a una tasa de interés r . De esta forma, la inversión de un capital inicial C_1 representa unas cargas anuales de amortización $C_1 \cdot a_t$ unidades monetarias. Si actualizamos las cantidades amortizadas anualmente, la suma de los valores actuales se corresponde con el valor de la inversión C_1 , esto es:

$$C_1 = \sum_{i=1}^T \frac{C_1 a_t}{(1+r)^i} = C_1 a_t \sum_{i=1}^T \frac{1}{(1+r)^i} = C_1 a_t \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} \quad (1)$$

De aquí se deduce que el valor del factor de amortización a_t es:

$$a_t = \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \quad (2)$$

Sobre esta base, el procedimiento habitual consiste en contabilizar el coste del sistema sobre una base temporal anual como la suma del coste de amortización de la inversión más el coste de operación del sistema:

$$\text{Coste anual del sistema} = [\text{Inversión}] a_t + [\text{Coste anual de operación}] \quad (3)$$

Dentro de la función de costes de los depósitos o balsas, es de destacar el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio derivado del uso alternativo de la superficie de terreno ocupado. Por ejemplo, en el caso de una piscifactoría el espacio que pudiese ocupar un depósito o balsa de regulación podría estar ocupado por tanques de cultivo, por lo que el coste de oportunidad se calcularía como la renta anual que percibiría dicha superficie.

III.2 Función objetivo y restricciones

La optimización del régimen de explotación de un sistema de impulsión y de almacenamiento de agua se formula bajo el objetivo de minimizar el coste global de producción, teniendo en cuenta las restricciones propias de la red de distribución. Matemáticamente podemos expresar esta condición de una forma general como (Martínez-Alzamora y Vela, 1996):

$$\min \sum_{t=1}^{NE} C_T(t) \text{ sujeto a } \begin{cases} g_j(t) \geq 0 \\ h(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4)$$

siendo **NE** el número de etapas o intervalos considerados en el período de optimización; **C_T(t)** la función de costes en cada intervalo **t**; **g_j(t)** las restricciones del sistema para cada intervalo **t** y estación elevadora **j** y, **h(t)**, otras restricciones del sistema, función de las características de los componentes de la red, de su topología y de sus propias limitaciones.

Como se indicó en el apartado anterior la función de costes tiene dos componentes claramente diferenciados: los costes de inversión (costes fijos) y los costes energéticos (costes variables). De este modo, la optimización propuesta en (4) se reducirá a encontrar el mínimo de:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^{NE} \sum_{j=1}^{nb} \left[\frac{\gamma Q_j(t) H_j(t)}{\eta_j(t) \eta_{mj}(t)} C_{Ej}(t) \right] \Delta t + a_t C_I \right\} \quad (5)$$

donde **nb** es el número de estaciones de bombeo consideradas; γ es el peso específico del agua; **Q_j(t)** es el caudal impulsado por la estación de bombeo **j** durante el intervalo **t**; **H_j(t)** es la altura de energía que suministra la estación de bombeo **j** al agua en el intervalo **t**; $\eta_j(t)$ es el rendimiento global de los grupos de bombeo **j** en el intervalo **t**; $\eta_{mj}(t)$ es el rendimiento de los motores de la estación de bombeo **j** en el intervalo **t**; **C_{Ej}(t)** es el coste energético durante el intervalo **t** en la estación de bombeo **j**; Δt es la duración adoptada para el intervalo **t**; **C_I** es el coste de la inversión en conducciones, grupos motor-bomba y depósitos, y **a_t** es el factor de amortización.

El período de optimización considerado es la duración de la campaña de producción por lo que se refieren los costes de inversión a un término anual para comparar con los costes energéticos (apartado III.1). Asimismo se escogen intervalos horarios por ser la base de todos los sistemas de discriminación en la tarificación eléctrica. Por otra parte, si hay depósito de regulación en el sistema en estudio tendremos la estación que impulsa

hasta éste, y se plantea la posibilidad de grupos de bombeo que aspiren el agua del depósito y la inyecten directamente a toda o a parte de la red de distribución. La ley de control establecida, para la impulsión hasta el depósito de regulación, es la adaptación del bombeo a la discriminación horaria del precio de la energía eléctrica en función de las reservas disponibles. Si existe rebombeo, se tendrá una impulsión directa en función de la demanda de la red de distribución.

De este modo, el conjunto de restricciones a que se ve sometida la función objetivo (5) es el siguiente:

- a) En los grupos de bombeo la altura de energía $H_j(t)$ y el rendimiento global $\eta_j(t)$ en cada intervalo t serán función de las características de las bombas h_{Bj} y de la ley de control u aplicada.

$$\begin{aligned} H_j(t) &= f(h_{Bj}, u) \\ \eta_j(t) &= \Psi(h_{Bj}, u) \quad \forall t, j=1, \dots, nb \end{aligned} \quad (6)$$

- b) En la estación de bombeo que impulsa hasta el depósito de regulación debe verificarse el balance de volúmenes en el depósito a lo largo del intervalo Δt :

$$\text{Volumen}(t) - \text{Volumen}(t-1) = [Q(t) - \text{Demanda}(t)] \Delta t \quad \forall t \quad (7)$$

Mientras que en la inyección directa a la red de distribución se cumple:

$$Q(t) = \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (8)$$

- c) La demanda total de la red debe ser satisfecha en cada intervalo t :

$$\sum_{i=1}^M d_i(t) = \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (9)$$

siendo d_i la demanda en cada uno de los M nudos de la red.

- d) Los volúmenes almacenados en el depósito al final del período de optimización deben coincidir con los volúmenes iniciales:

$$\text{Volumen}(NE) = \text{Volumen}(0) \quad (10)$$

lo que nos lleva a la conclusión de que el volumen total aportado a la red a lo largo del período de optimización debe ser igual al demandado, esto es:

$$\sum_{t=1}^{NE} Q(t) = \sum_{t=1}^{NE} \text{Demanda}(t) \quad \forall t \quad (11)$$

- e) El volumen del depósito de regulación debe mantenerse dentro de unos límites de seguridad marcados por un volumen mínimo **Volumen_{min}** y otro máximo **Volumen_{max}**:

$$\text{Volumen}_{\min} \leq \text{Volumen}(t) \leq \text{Volumen}_{\max} \quad \forall t \quad (12)$$

- f) De acuerdo con las leyes de la hidráulica, la altura de energía **H_j(t)** que debe suministrar a la red cada estación de bombeo **j** y en cada intervalo **t**, es función de la tipología de la red, es decir, de las características de las conducciones **h_c**, del punto de operación en dicho intervalo caracterizado por **Q(t)**, **Demanda(t)** y **Volumen(t)** (bombeo hasta depósito) o por **Demanda(t)** (inyección directa), y finalmente de la ley de control **u** aplicada sobre los elementos de regulación del sistema.

$$H_j(t) = \Phi \left\{ h_c, Q_j(t), [\text{Demanda}(t), \text{Volumen}(t)] \text{ ó } \text{Demanda}(t), u \right\} \quad \forall t, j=1, \dots, nb \quad (13)$$

A continuación se describen los subsistemas de la optimización en considerados en el modelo jerárquico-multinivel propuesto (figura 1) para la resolución del problema planteado.

III.3 Preselección de los grupos de bombeo

Las bombas a considerar se caracterizan por sus curvas características que, para un valor de la velocidad de giro del motor, establecen las relaciones entre la altura de elevación **H** (altura dinámica total, también llamada neta o manométrica, que es la energía ganada por el líquido real), la potencia **P** absorbida al motor por el eje de la bomba y el rendimiento global η (que considera el rendimiento hidráulico o manométrico debido a las pérdidas hidráulicas durante el tránsito a través de la bomba, el rendimiento mecánico debido a las pérdidas por rozamiento hidráulico y mecánico, y el rendimiento volumétrico debido a posibles fugas) con el caudal **Q**. Generalmente se admite en bombas centrífugas la variación cuadrática de estas variables **H**, **P** y η con el caudal **Q** (Martínez-Alzamora y Pérez-García, 1992), por lo que las curvas características se modelan analíticamente como:

$$\begin{aligned} H &= A + BQ + CQ^2 \\ P &= D + EQ + FQ^2 \\ \eta &= G + HQ + IQ^2 \end{aligned} \quad (14)$$

donde los coeficientes **A**, **B**, **C**, **D**, **E** y **F** se obtienen mediante análisis de regresión (método de ajuste de los mínimos cuadrados) a partir de las gráficas proporcionadas por el fabricante. Estas se han digitalizado, determinando así una serie de puntos (**H_i**, **Q_i**) para las curvas de alturas y (**P_i**, **Q_i**) para las curvas de potencias. Finalmente la modelación analítica de la tercera curva de la bomba $\eta = \eta(Q)$, se obtiene mediante un ajuste directo como combinación de las precedentes, ya que:

$$\eta_i = \frac{\gamma \cdot Q_i \cdot H_i}{P_i} \quad (15)$$

Los coeficientes de las curvas características de cada bomba se han almacenado en un fichero de datos, junto con la gama de motores que pueden arrancar dichas bombas y los precios de los grupos motor-bomba. Las prestaciones de caudal y altura de energía de las bombas consideradas son de 1-5.000 m³/h y de 1-180 m.c.a., respectivamente, con velocidades de giro de 990, 1.450, 1.475, 1.480, 1.485, 1.490, 2.900, 2.970 y 2.980 r.p.m.

En la decisión sobre cuantos grupos de bombeo instalar, se disponen impulsores iguales trabajando en paralelo ya que se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

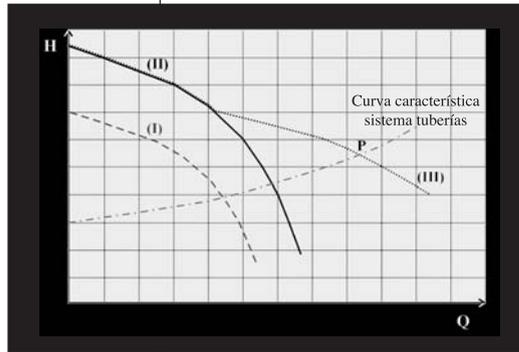
- El acoplamiento en paralelo es una decisión frecuente en la práctica donde se fracciona la potencia total necesaria entre grupos idénticos adecuando el caudal bombeado a las necesidades de cada momento con valores aceptables de rendimiento. La disposición de un solo grupo de bombeo implica que el funcionamiento bajo pequeños requerimientos de caudal se efectúe con rendimientos muy bajos. Por otra parte la elasticidad del sistema se incrementa con la disposición de múltiples bombas en paralelo.
- La fiabilidad de un sistema dotado con más bombas será superior, dado que la disminución de la capacidad de la estación de bombeo (hablando en términos de caudal a impulsar) por motivo de la avería de un grupo, será menor cuanto más bombas haya.
- A diferencia de los grupos con características iguales, cuando las bombas son diferentes, la curva característica resultante presenta un tramo común (tramo II) (gráfico 2) donde no debe trabajar el conjunto. En efecto, a la bomba I le resulta imposible funcionar en dicha zona, y consecuentemente, el acoplamiento pierde toda su significación. La zona III es la de funcionamiento correcto de

las dos bombas en paralelo. Esta es una razón adicional para que en la práctica se tienda casi siempre al acoplamiento de bombas idénticas.

- El fraccionamiento de la potencia en varios grupos iguales proporciona también una menor inversión en piezas de repuesto en almacén al poder ser las piezas, intercambiadas para varios grupos.
- Al disponer de más bombas la zona 'operativa' de cada combinación (intervalo de caudales en el que funciona) será más pequeña, por lo que si el caudal demandado sufre frecuentes variaciones, puede darse el caso de que el número de arranques y paradas de los grupos sea excesivo (en motores de inducción de jaula de ardilla, la corriente de arranque es del orden de un 600 por 100 de la corriente a plena carga (Karassik y Petraccaro, 1990)).

GRÁFICO 2

Curva característica (III) de dos bombas distintas acopladas en paralelo. (I) y (II) son las curvas características de cada una de las bombas



- Por otro lado, una estación de bombeo equipada con más bombas requerirá de un sistema de regulación más complejo, y unos costes de obra civil y aparellaje eléctrico más elevados.

El procedimiento seguido para determinar el número de grupos consiste en fraccionar el caudal en 2, 3, ..., **n** veces, de modo que el valor de **n** se determina mediante las inecuaciones:

$$\frac{Q}{n} \geq 6 \frac{m^3}{h} \quad (16)$$

$$n \leq 10$$

pues, desde el punto de vista práctico, no son habituales bombas de caudales menores a 6 m³/h (López-Luque, 1989), y más de diez bombas encarece notablemente la obra civil y la instalación eléctrica (García-Serra y Moreira, 1992). De todas formas el programa de ordenador desarrollado permite variar ambos condicionantes (Anexo). De este modo, para cada valor de j ($2 \leq j \leq n$) de fraccionamiento, se escogen las bombas capaces de dar el caudal (Q/j) a una altura superior a la exigida en cabecera. Dado que para un mismo cuerpo de bomba existen varios diámetros del impulsor que implican sendas curvas características, se escogerá aquel diámetro al que corresponde una curva característica cuya H correspondiente a (Q/j) quede justo sobre la altura requerida en cabecera.

Conocidas las curvas características $H = H(Q)$ y $P = P(Q)$ de una bomba, la curva característica $H_{SjS} = H_{SjS}(Q)$ de un sistema de n bombas iguales en paralelo viene dada por la suma horizontal de las curvas características de las bombas individuales (Mataix, 1975).

Con la serie horaria de demandas de agua el modelo determina la demanda máxima, y se le especifica el incremento de cotas Δz desde la fuente de suministro de agua al depósito o balsa de regulación y la longitud de la impulsión L . Con estos valores y la fórmula de dimensionado económico de Agüera (2002) se obtiene el diámetro D aproximado en la tubería de impulsión en metros:

$$D = 1,165 \left[\frac{f}{\eta} \left(0,5 + 2,35 \cdot 10^{-4} \frac{N}{a_t} \right) \right]^{0,154} Q^{0,462} \quad (17)$$

siendo f el factor de rozamiento, η el rendimiento de los grupos motobomba, N el número anual de horas de funcionamiento, a_t el factor de amortización y Q el caudal en m³/s.

Fijando en principio un rendimiento de los grupos η y un factor de rozamiento f , se calcula D con (17). Con este diámetro se selecciona el material a utilizar y se determina el número de Reynolds, para obtener el valor definitivo de f mediante White-Colebrook. Las pérdidas de carga se calculan con la ecuación de Darcy-Weisbach, y despreciando los sumandos cinéticos y las pérdidas en elementos singulares en la ecuación de la energía, la curva característica del sistema de impulsión viene dada por (Losada, 1995):

$$H = \Delta z + \frac{8}{g \pi^2} \frac{f L}{D^5} Q^2 \quad (18)$$

De este modo, el modelo compara el caudal y la altura de energía requeridos con las prestaciones de las bombas almacenadas en el fichero de datos, dando como salida las bombas y/o combinaciones de bombas que satisfacen las necesidades expuestas. Con los valores del punto de funcionamiento de éstas y entrando de nuevo en (17), se calcula el diámetro económico definitivo de la impulsión, eligiendo como diámetro comercial el inmediato por exceso. Se fija el timbraje de la tubería como el inmediato superior a la altura de energía máxima. Se prescinde del golpe de ariete ya que se considera que en la instalación se colocará algún dispositivo antiariete para mantener las presiones por debajo de la línea de carga de trabajo de la tubería. El modelo también permite la opción de introducir directamente el diámetro seleccionado por el proyectista.

El caudal y altura necesarios nos darán las condiciones de bombeo ideales, mientras que la curva característica de los grupos de bombeo nos dará las reales. La diferencia entre una y otra será el exceso de presión ($H_{real} - H_{nec}$). Se define la potencia necesaria P_n como el producto del caudal solicitado por la altura de energía necesaria, la potencia suministrada P_s como el producto del caudal por la altura de energía real, y la potencia absorbida P por las bombas es la dada por el fabricante. Así, la diferencia entre las potencias suministrada y necesaria es la potencia disipada inútilmente en exceso de presión y la diferencia entre las potencias absorbida y suministrada es la potencia disipada en pérdidas en los órganos de bombeo. Mientras que estas últimas no pueden ser evitadas, las primeras sí, o cuanto menos reducidas.

Se definen los rendimientos de regulación η_{reg} y del conjunto de la instalación η_{inst} (Martínez-Alzamora y Sà-Marques, 1992) como:

$$\eta_{reg} = \frac{P_n}{P_s} \quad (19)$$

$$\eta_{inst} = \eta \cdot \eta_{reg} = \frac{P_s}{P} \cdot \frac{P_n}{P_s} = \frac{P_n}{P}$$

De este modo, dentro de esta preselección, además de evitar las soluciones que impliquen déficit de presión, se consideran las bombas con un rendimiento del conjunto de la instalación igual o mayor al 30 %, evitando así grandes disipaciones de potencia como consecuencia de los excesos de presión.

El modelo selecciona como motor de accionamiento el menor cuya potencia sea igual o superior a la absorbida por la bomba, dándole un

margen de seguridad (cuadro 1) para evitar sobrecargas por posibles anomalías de suministro de fluido eléctrico, variaciones de nivel del líquido u otras causas, además de considerar el rendimiento del motor η_m , cociente entre las potencias absorbidas por la turbomáquina y el motor de arrastre.

CUADRO 1 Márgenes recomendados para los motores de accionamiento

Potencia absorbida por la bomba (P)	Margen del motor (%)
$P \leq 7,5 \text{ CV}$	25-20
$7,5 \text{ CV} < P \leq 30 \text{ CV}$	16
$30 \text{ CV} < P \leq 75 \text{ CV}$	13
$P > 75 \text{ CV}$	10

Fuente: Duke, 1990; Gómez Pompa, 1993

Con los grupos motor-bomba preseleccionados se calcula el coste medio de operación de cada uno de ellos. Este coste incluye el coste medio de energía y el coste de amortización de los grupos. El coste energético anual C_E será:

$$C_E = \sum_{j=1}^N \frac{P_j T_e}{\eta_m} \quad (20)$$

donde P_j es la potencia absorbida por el grupo de bombeo en la hora j expresada en kW, N el número de horas anuales de utilización y T_e el precio del kWh consumido.

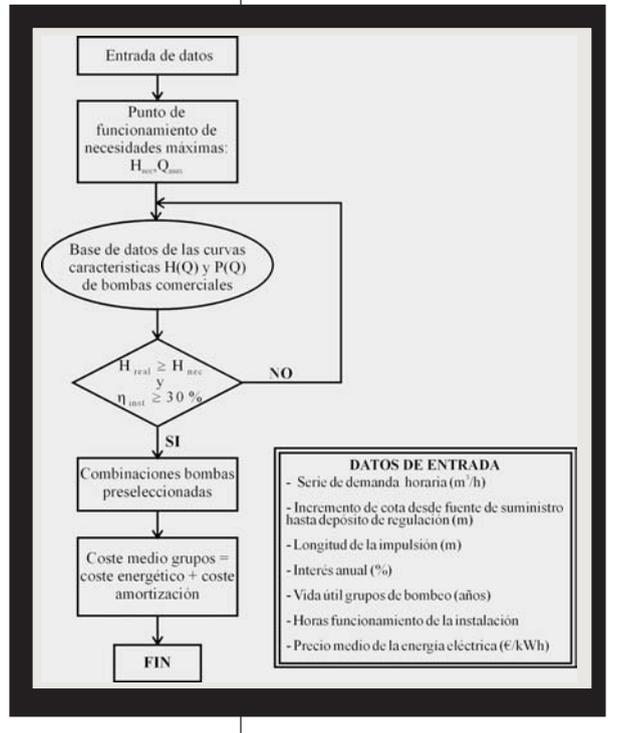
Por otro lado, tenemos el coste de los grupos de bombeo como coste de inversión. Para poder establecer comparaciones con el coste energético se reduce la inversión a un coste anual, mediante la intervención del factor de amortización a_t (ecuación (2)).

Hay que señalar que en esta búsqueda de una solución inicial para el bombeo (gráfico 3), se considera un precio medio de la energía eléctrica, un número medio de horas anuales de utilización de la instalación y, que las bombas trabajan en un único punto de funcionamiento correspondiente al de necesidades máximas. Es en la segunda etapa del modelo donde se procede a la valoración energética completa de los sistemas de impulsión, considerando la distribución de los caudales demandados a lo largo del periodo de funcionamiento anual y el escalonamiento de los grupos motor-bombas, así como, el término de energía (€/kWh), el término de potencia (€/kW-mes),

los complementos de discriminación horaria y de estacionalidad, el modo de facturar la potencia, la posibilidad de hacer contratos de temporada y contratos en el mercado liberalizado de energía eléctrica.

GRÁFICO 3

Organigrama de la preselección de los grupos de bombeo



III.4 Algoritmo de gestión óptima del bombeo en un sistema de impulsión

Series de demanda horaria de agua

Se requiere de los valores de la demanda horaria para todo el período de funcionamiento del sistema. Si se dispone de algunos ciclos de funcionamiento del sistema de impulsión, se considera la demanda horaria obtenida a partir de estos datos. Si no se conocen, será necesaria la simulación de los caudales demandados. Se han escogido intervalos horarios, por ser la base de todos los sistemas de discriminación en la tarificación eléctrica.

Grupos motor-bomba

Las bombas preseleccionadas en el apartado III.3 son las que se utilizan para bombear los volúmenes de agua demandados. La regulación de las bombas en paralelo se realiza por sucesivos arranques y paradas de los grupos en función del caudal demandado por la red de distribución. Supongamos una instalación con tres bombas iguales en paralelo (figura 4). h_A , h_B y h_C son las curvas características del bombeo cuando funcionan una, dos y tres bombas, respectivamente, y h_S es la curva característica del sistema de tuberías. Para los distintos caudales demandados, sus respectivos puntos de funcionamiento han de estar necesariamente en algún punto de las tres curvas características. Cada vez que conecta una nueva bomba, el punto de funcionamiento da un salto brusco a los correspondientes puntos **I**, es decir, un salto a la siguiente curva característica. Los sucesivos puntos de funcionamiento estarán pues sobre la línea en diente de sierra, **A1-A2**, **B1-B2**, **C1-C2**.

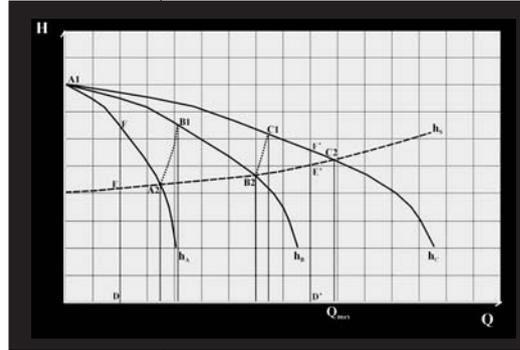
De este modo, si llamamos C_n a la zona útil de la curva característica de n bombas iguales acopladas en paralelo, y Q_r al caudal demandado por la red en un momento determinado, comprendido entre los caudales $Q_{max}^{(n)}$ máximo y mínimo $Q_{min}^{(n)}$ de la zona útil, la alimentación se llevará a cabo funcionando n bombas. Cuando Q_r aumenta hasta superar el valor de $Q_{max}^{(n)}$, el requisito de trabajar en la zona útil obligará a poner en servicio la $(n+1)$ -ésima bomba. En caso de que Q_r disminuya por debajo del valor de $Q_{min}^{(n)}$, la decisión a adoptar será parar la bomba n -ésima. En resumen, pues, podemos decir que:

$$\begin{aligned}
 Q_{min}^{(n)} \leq Q_r \leq Q_{max}^{(n)} &: n \text{ bombas funcionando} \\
 Q_{max}^{(n)} < Q_r &: n+1 \text{ bombas funcionando} \\
 Q_r < Q_{min}^{(n)} &: n-1 \text{ bombas funcionando}
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

Cabe indicar que el rendimiento de la instalación aumenta cuando así lo hace el número de grupos en funcionamiento. Basta para ello comparar las relaciones ED/FD y $E'D'/F'D'$ en el gráfico 4.

GRÁFICO 4

Curva característica de tres bombas guales (h_A , h_B y h_C) acopladas en paralelo



Depósitos y/o balsas de regulación

El modelo incluye una base de datos con distintos tipos de depósitos en cuanto a su forma y material. Depósitos cilíndricos y con forma de paralelepípedo de acero galvanizado y hormigón, y depósitos semienterrados de polietileno con forma de tronco pirámide de base cuadrada. Junto con el coste de los depósitos se considera el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio derivado del uso de la superficie de terreno ocupado. El modelo recomienda un tipo de depósito en función del volumen de regulación necesario.

Para poder establecer las dimensiones geométricas que hagan mínimos los costes de los depósitos semienterrados se han fijado las siguientes premisas: pendiente exterior = 2, pendiente interior = 3, anchura del pasillo de coronación = 5 m, resguardo o diferencia entre la altura del depósito y la del agua = 1 m. Asimismo, se consideran las alturas del agua contenida en el depósito en el intervalo de 2 a 12 m (Giscosa, 1995), quedándonos así del lado de la seguridad ya que cuanto mayor sea la altura líquida mayor será la presión que se ejerce sobre el fondo y los taludes laterales, y en consecuencia los riesgos de hundimiento del terreno y de rotura por sobretensión de la membrana impermeabilizante son mayores. Las dimensiones de la longitud del lado de la base del depósito, la profundidad de la excavación, y la altura de la lámina de agua se calculan de forma iterativa usando el método numérico de Newton (Edwards *et al.*, 1992). Además se considera que el volumen útil o de regulación del depósito no será inferior a la mayor demanda horaria en todo el período de funcionamiento del sistema. Como límite superior se considera la demanda

de los 10 días de máximo consumo. El volumen total del depósito es el volumen útil incrementado al incluir un resguardo inferior del 20 % del volumen útil y uno superior correspondiente al resguardo (Jowitt y Germanopoulos, 1992).

De cara al balance volumétrico en el depósito, se considera que las extracciones se realizan al final del período horario correspondiente y la alimentación al principio del mismo. De esta manera, al no superponerse en el modelo la alimentación con la extracción, no resulta necesario conocer la evolución real de las demandas dentro del período horario considerado. La utilización de esta hipótesis en sistemas reales, implica un mayor grado de seguridad ante el rebosamiento del depósito.

Contrato del suministro de energía eléctrica

En la estructura binómica de las tarifas eléctricas reguladas se van a considerar como variables de decisión el término de energía, el tipo de discriminación horaria y el complemento de estacionalidad. El término de potencia y el modo de facturación de la potencia se analizan una vez determinada la mejor política de bombeo para cada una de las combinaciones de las tres variables de decisión.

Suponiendo que se adoptan las medidas oportunas para compensar el factor de potencia hasta un valor de 0,9 no existirán recargos ni descuentos por energía reactiva. En la valoración energética no se van a considerar ni el complemento por interrumpibilidad ni la tarifa horaria de potencia. Existe la posibilidad de contratar distintos tipos de tarifas según sea el suministro en alta o baja tensión (tensiones superiores o no a 1.000 V). No obstante, algunas no están indicadas por sus características para uso en el sector agropecuario, y otras tienen poca generalidad. Éstas son las tarifas I.0, 2.0, B.0, T, G.4 y D.

Analizando las combinaciones posibles del tipo de tarifa, el tipo de discriminación horaria y el complemento de estacionalidad, se caracteriza con ellas cada hora del período de funcionamiento anual. Como la elección de la tensión de suministro y del punto de conexión corre a cargo de la empresa eléctrica, teniendo en cuenta la potencia máxima a contratar y la longitud de la línea a construir hasta el punto de acometida, el modelo desarrollado permitirá seleccionar suministros en baja o alta tensión, así como indicar la tensión de suministro (kV) lo que reducirá las posibles combinaciones de tarifas.

En el modelo realizado, además de las tarifas reguladas descritas, se pueden considerar contratos del suministro eléctrico en el mercado liberalizado. Los usuarios que pueden actualmente acogerse a la libertad de precios y suministro deben tener consumos anuales de energía eléctrica superiores a un millón de kWh o tensión de suministro superior a 1.000 V.

No obstante, cuando todos los usuarios tengan capacidad de elección y además la posibilidad de contratar su suministro de electricidad a tarifa regulada, el modelo desarrollado será válido para determinar la opción idónea sin más que añadir, en la base de datos de los precios horarios de la energía eléctrica, las condiciones de suministro acordadas con la compañía eléctrica. Asimismo cuando se llegue a la total liberalización del suministro de energía eléctrica, se podrán incluir, en la base de datos antes citada, las distintas condiciones de suministro de las distintas compañías distribuidoras, y elegir así la mejor. Cabe mencionar que en esta situación, ya implementada en algunos países de la Unión Europea como Suecia y Gran Bretaña (Banks, 1994 y 1996), se sigue diferenciando entre horas bonificadas y penalizadas de energía eléctrica (Banks, 1995; Pérez-Arriaga y Meseguer, 1997), tendencia que probablemente se mantenga ya que la demanda de energía eléctrica se espera que siga aumentando (Rötger, 1996), y la ampliación de la capacidad de generación y distribución implica altas inversiones que son difíciles de rentabilizar.

Desarrollo del algoritmo de gestión óptima del bombeo

La política de bombeo óptima para una combinación de bombeo, un volumen de almacenamiento del depósito o balsa de regulación y un contrato del suministro eléctrico, podría abordarse mediante programación lineal, utilizando el algoritmo simplex. Sin embargo, las restricciones que hay que considerar, suponen un número de ecuaciones que hace inviable su resolución en la mayoría de los casos (López-Luque *et al.*, 1993). Para evitar este inconveniente, se propone un algoritmo fácilmente programable, que determina los volúmenes a impulsar en cada hora de la campaña de riegos.

El fundamento del algoritmo se basa en el concepto de *período de vaciado*, definiéndose éste, como el intervalo horario en cuya hora inicial **i** el depósito o balsa está lleno y en cuya hora final **i+k** se produce un déficit.

Siendo **V_i**, el volumen útil almacenado en la hora **i**, se podrá definir un volumen útil de recepción **VR_i** mediante:

$$VR_i = V_{max} - V_i \quad (22)$$

siendo V_{\max} el volumen útil máximo de almacenamiento. El valor inicial de V_i es V_{\max} , es decir, se inicia el algoritmo con el depósito o balsa lleno de agua.

Se define el *aporte potencial horario* **APH**, como el volumen que se aportaría al depósito en una hora, bombeando el grupo de impulsores el caudal de diseño. El vector E_i representa los volúmenes impulsados en cada hora i , y cuyo cálculo es el objetivo primordial del algoritmo. Los valores iniciales del vector E_i son iguales a cero.

El déficit que ocurre al final de un determinado período de vaciado v del depósito o balsa deberá ser corregido incrementando el volumen de agua almacenada en alguna hora j perteneciente a dicho período ($i < j \leq i+k$). El algoritmo seleccionará la hora de mayor bonificación energética dentro del período de vaciado del depósito o balsa de regulación.

El incremento de volumen a bombear en dicha hora j estará condicionado por:

- El déficit producido al final del período de vaciado v , $-V_{i+k,v}$ (figura 5).
- La diferencia entre el aporte potencial horario y el volumen impulsado en la hora j en algún período de vaciado u anterior al v , $APH - E_{j,u}$ (figura 6).
- El volumen de recepción de las horas comprendidas entre la hora j elegida para el bombeo y la hora final ($i+k$) del período de vaciado v , $\min(VR_{j,v}, VR_{j+1,v}, \dots, VR_{i+k,v})$ (figura 7).

El incremento de volumen que habrá que realizar en la hora j mediante bombeo será:

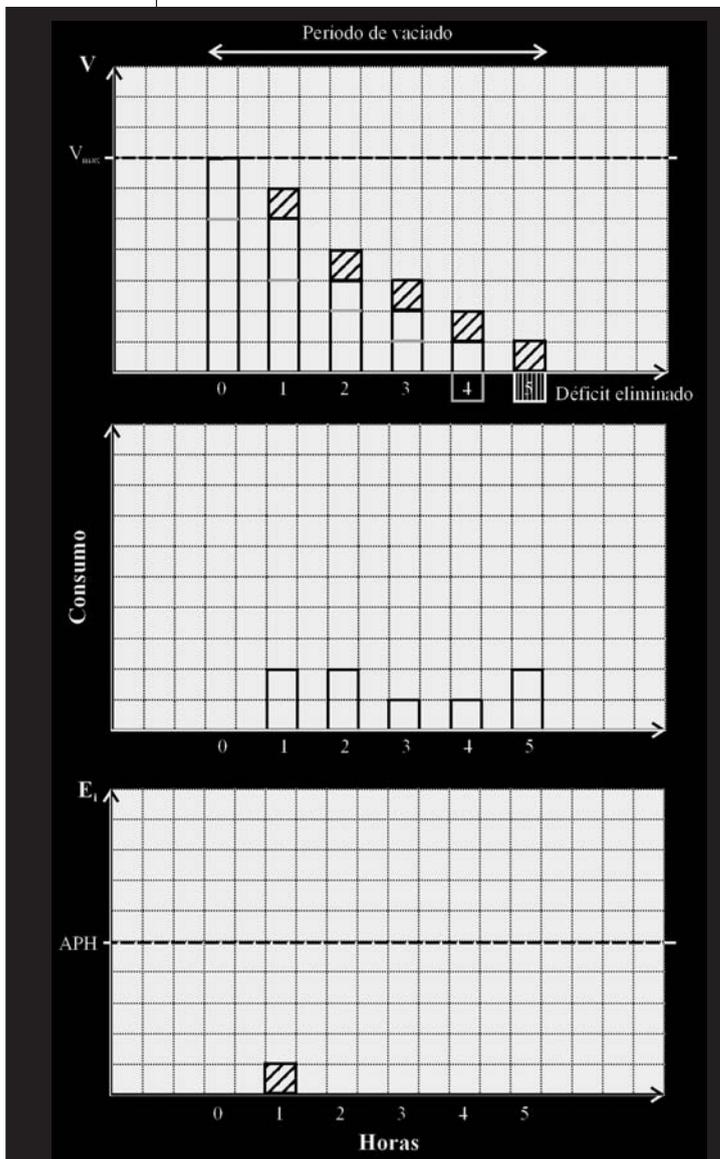
$$\Delta(V_j) = \min[-V_{i+k,v}, \min(VR_{j,v}, VR_{j+1,v}, \dots, VR_{i+k,v}), APH - E_{j,u}] \quad (23)$$

Una vez incrementado el volumen en la hora j , vía incremento de $E_{j,v}$, los volúmenes disponibles para el intervalo comprendido entre la hora j elegida para el bombeo y la hora final ($i+k$) del período de vaciado v se verán incrementados en igual magnitud (figuras 5, 6 y 7):

$$E_{h,v} = E_{h,v} + \Delta(V_{h,v}) \quad \forall h \in [j, i+k] \quad (24)$$

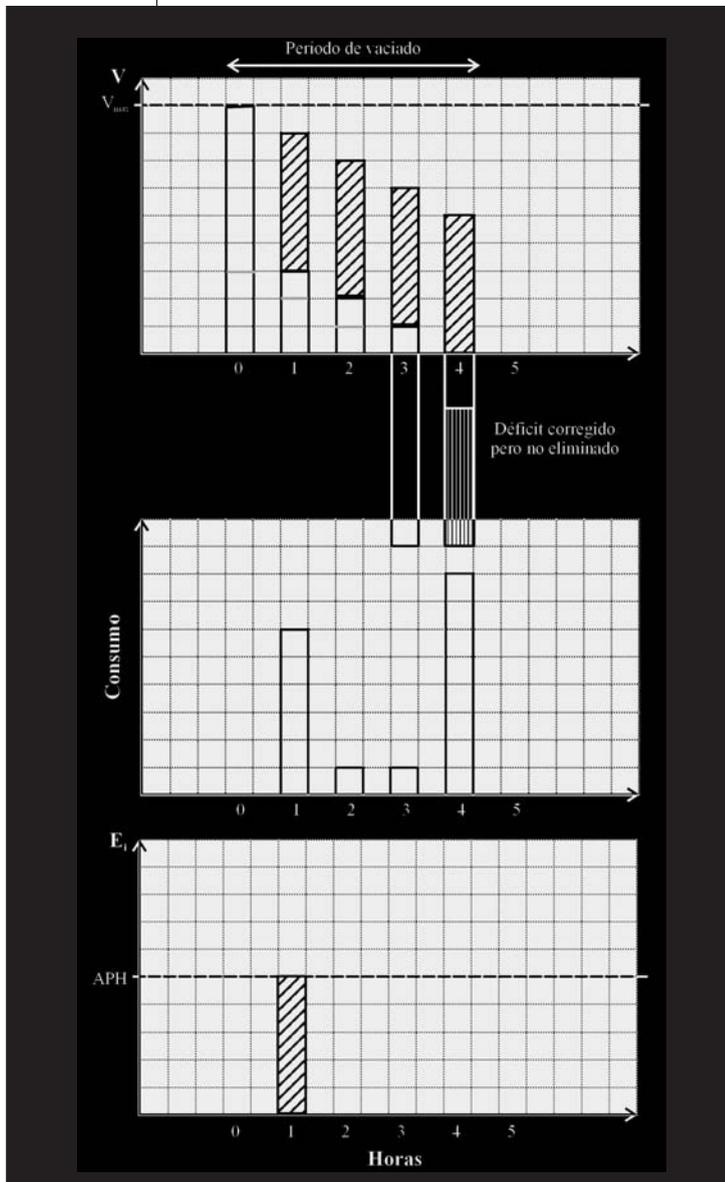
GRÁFICO 5

Incremento de volumen a bombear en la hora 1 ($E_1 = \Delta V_1$) condicionado por el déficit producido al final del periodo de vaciado (hora 5: $-V_5$)



El déficit se ha eliminado, satisfaciéndose las demandas en el periodo de vaciado: $\Delta V_1 = -V_5$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V =volumen útil almacenado en el depósito de regulación. V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento E_1 = volumen impulsado por la estación de bombeo y APH = aporte potencial horario)

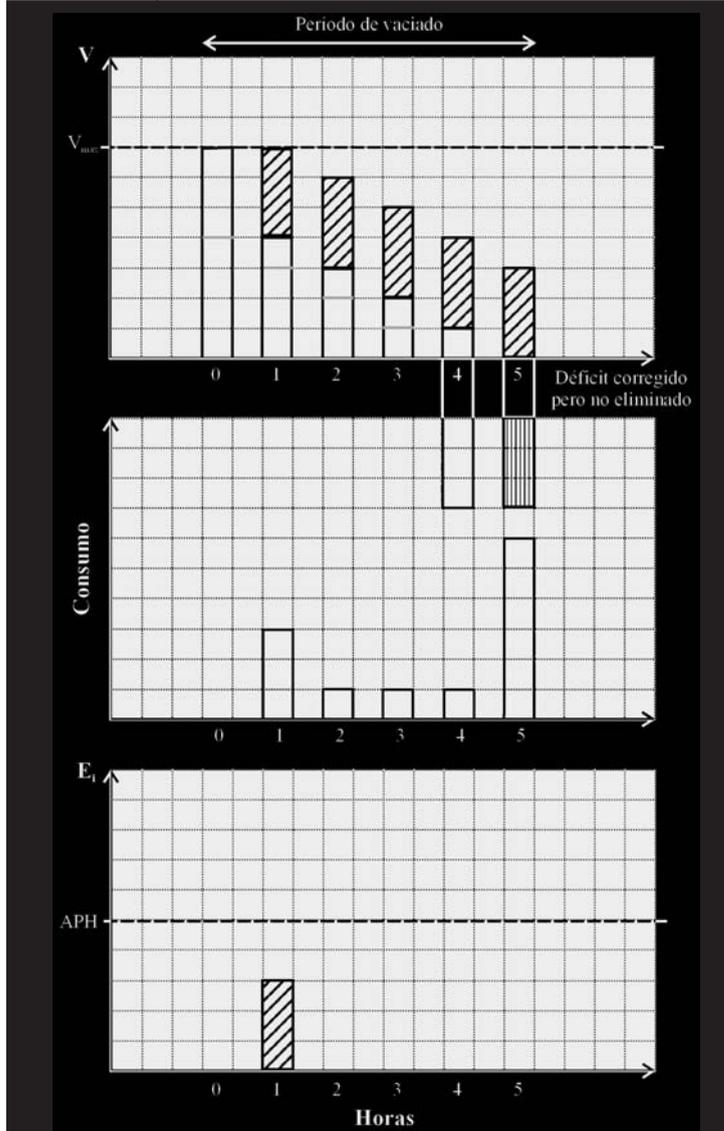
GRÁFICO 6 Incremento de volumen a bombear en la hora 1 ($E_1 = \Delta V_1$) condicionado por el aporte potencial horario (APH)



No se ha satisfecho el déficit de la hora 4 (-V) si bien se ha reducido $\Delta V_1 = APH$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V= volumen útil almacenado en el depósito de regulación, V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento. E_i = volumen impulsado por la estación de bombeo)

GRÁFICO 7

Incremento de volumen de bombear condicionado por el menor volumen de recepción (VR) de las horas comprendidas entre la hora elegida para el bombeo (hora 1) y la hora final del periodo de vaciado (hora 5)



No se ha satisfecho el déficit en la hora final ($-V_5$), pero se ha reducido $\Delta V_1 = VR_1$. La hora 1 es la de mayor bonificación energética dentro del periodo de vaciado considerado (V = volumen útil almacenado en el depósito de regulación, V_{max} = volumen útil máximo de almacenamiento, E_1 = volumen impulsado por la estación de bombeo y APH = aparte potencial horario)

Tras esta operación el déficit de la hora final del período de vaciado v se habrá eliminado o se habrá corregido. Habiéndose cumplido alguna de las tres condiciones siguientes:

- Se ha cubierto el déficit en la hora $i+k$, satisfaciéndose las demandas del período de vaciado v (ecuación 25 y figura 5). Seguidamente, se analiza la siguiente hora ($i+k+1$) y, caso de que exista déficit, se procederá de la forma descrita para corregirlo, quedando el período de vaciado igual al anterior incrementado en una hora: $[i, i+k+1]$.

$$\Delta(V_{j,v}) = -V_{i+k,v} \quad (25)$$

- No se ha satisfecho el déficit de la hora $i+k$, si bien se habrá reducido, siendo el nuevo déficit el calculado por la expresión (26), con un incremento de volumen dado por (27) (figura 6). Como el aporte realizado en la hora j será igual al **APH**, dicha hora ya no será hábil para corregir el nuevo déficit. De este modo, se deberá reasignar el valor de j dentro del período de vaciado para corregir el nuevo déficit.

$$-V_{i+k,v} = -V_{i+k,v} - \Delta(V_{j,v}) \quad (26)$$

$$\Delta(V_{j,v}) = APH - E_{j,\mu} \quad (27)$$

- No se ha satisfecho el déficit de la hora $i+k$, pero se ha reducido (ecuación (26)), con un incremento de volumen dado por (28) (figura 7). El período de vaciado se habrá reducido iniciándose el nuevo período en la hora h , de manera que se cumpla (29). Se procede de la misma manera para el nuevo déficit y el nuevo período de vaciado, hasta que se cumpla la primera condición (eliminación del déficit).

$$\Delta(V_{j,v}) = \min(VR_{j,v}, VR_{j+h,v}, \dots, VR_{i+k,v}) \quad (28)$$

$$\Delta(V_{j,v}) = VR_{h,v} \quad (29)$$

El proceso iterativo se completa hasta cubrir todo el período de funcionamiento del sistema. Se habrá obtenido de esta forma, la distribución

de volúmenes bombeados en cada hora de la campaña de riegos mediante el vector E_i , para una combinación de bombeo, un volumen de almacenamiento del depósito o balsa de regulación y un contrato del suministro eléctrico (tipo de tarifa, complemento de discriminación horaria y complemento de estacionalidad). A partir de E_i se determina la potencia absorbida P_i en cada hora por las bombas (ecuación (14)), y por consiguiente, el coste del consumo de energía se calcula con (20). También se obtiene la potencia suministrada P_{Si} (caudal por altura de energía que dan las bombas –ecuación (14)-) y la potencia necesaria P_{ni} (caudal por altura de energía necesaria –ecuación (18)-), para determinar los rendimientos de regulación y del conjunto de la instalación en cada hora del periodo de funcionamiento (ecuación (19)). Se ha de verificar en cada hora que: la altura de energía necesaria sea menor o igual a la altura de energía real suministrada por las bombas ($H_{nec} \leq H_{real}$); la altura de energía real no sea mayor al timbraje de la tubería de impulsión seleccionado en el apartado III.3, y si lo es se elige el inmediato superior al valor de H_{real} máxima; la velocidad del agua en la tubería de impulsión debe ser menor o igual a la velocidad máxima admisible (cuadro 2), cuyos valores se han recogido de los recomendados por Clément y Galand (1979) en función del diámetro de la conducción.

CUADRO 2

Velocidades máximas admisibles del agua en función del diámetro de la conducción

Diámetro (mm)	Velocidad máxima admisible (m/s)	Diámetro (mm)	Velocidad máxima admisible (m/s)
100	1,80	450	2,85
125	1,85	500	2,85
150	1,95	600	3,10
200	2,05	700	3,10
250	2,15	800	3,10
300	2,25	900	3,10
350	2,30	1.000	3,10
400	2,50	> 1.000	3,10

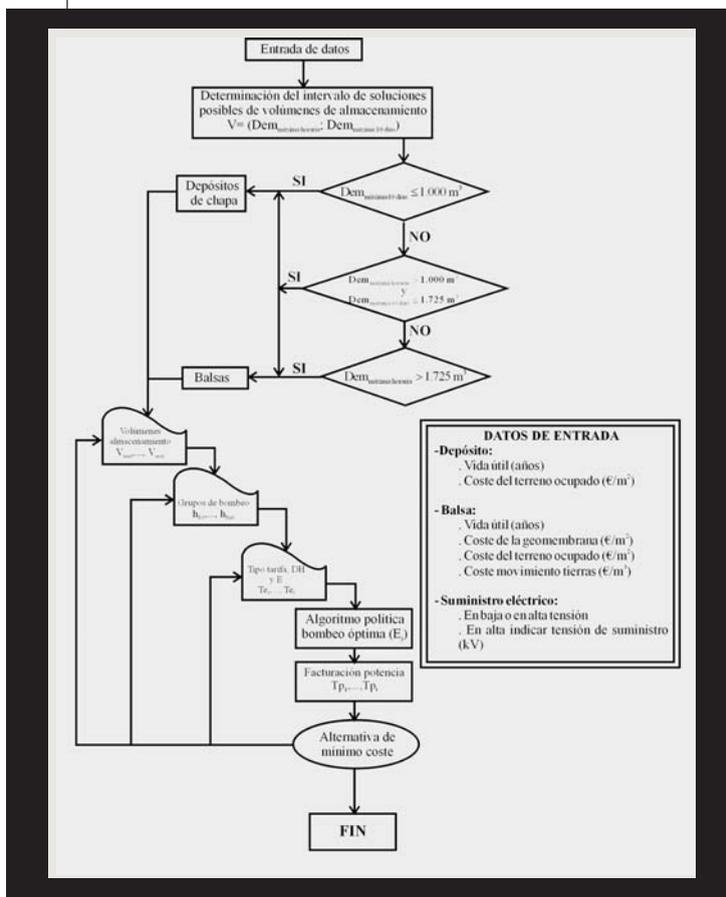
Fuente: Clément y Galand, 1979

Con las potencias absorbidas por los grupos de bombeo se determina la forma óptima de facturar la potencia, lo que supone el cálculo de la/s potencia/s a contratar, así como las potencias a considerar en la acometida eléctrica, tal y como se describe en el apartado III.6.

De este modo, con los grupos de bombeo preseleccionados, las capacidades de almacenamiento posibles y los contratos del suministro eléctrico compatibles, se deberá buscar la combinación que incurra en un menor

coste del sistema (gráfico 8). Cuando los depósitos son acero o de hormigón, este proceso de optimización se realiza por comparación de todas las combinaciones posibles, ya que tanto los términos debidos al bombeo, como los de los volúmenes de almacenamiento y los de los contratos del suministro eléctrico son funciones discontinuas. En el caso de depósitos semienterrados impermeabilizados, dado que el coste de amortización del sistema en estudio aumenta con el volumen del depósito, al contrario de lo que le ocurre a los costes energéticos, existe un mínimo del coste total (gráfico 9) que se corresponde con una determinada capacidad del depósito, y cuya determinación se realiza mediante un proceso de búsqueda dicotómica (Arnold y Stockle, 1991).

GRÁFICO 8 Organigrama de determinación de la combinación del volumen de almacenamiento, grupo de bombeo y contrato de suministro eléctrico que implican un coste mínimo de operación del sistema de impulsión hasta el depósito de regulación

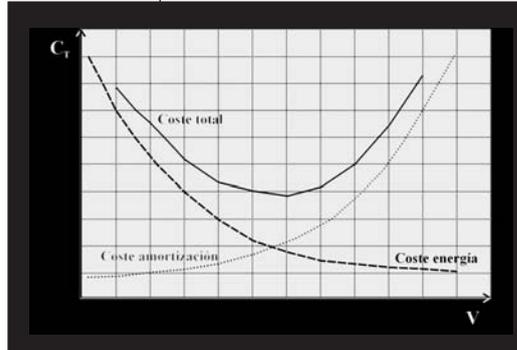


(Dem = demanda; DH = discriminación horaria; E = estacionalidad)

Para cada volumen de balsa evaluado, se determina la política de bombeo para cada combinación de bombas seleccionada y para cada uno de los contratos del suministro eléctrico posibles, pasando con este valor a la siguiente iteración (gráfico 8).

GRÁFICO 9

Representación del coste total C_T del sistema de impulsión frente al volumen útil de almacenamiento V del depósito de regulación



Existe un mínimo del coste total que se corresponde con una determinada capacidad de almacenamiento

III.5 Grupos de rebombeo

Cuando no existen cotas lo suficientemente elevadas para alimentar a la red de distribución o parte de ella por gravedad, se recurre a inyectar directamente con bombas escalonadas a la estación de bombeo de toma, que aspiran el agua desde el depósito o balsa de regulación. De este modo, el agua es elevada desde la captación u obra de toma hasta el depósito o balsa en función del régimen más económico del contrato eléctrico suscrito con la compañía suministradora (apartado III.4). Por otra parte, el agua es aspirada del depósito o balsa, y bombeada total o parcialmente a la red para cubrir sus necesidades de consumo, de manera que el número de grupos de bombeo en cada momento dependerá del caudal demandado y de que el punto de funcionamiento de las bombas proporcione el mayor rendimiento posible.

En el modelo hidráulico desarrollado se procede, al igual que en la estación de bombeo de toma, a la preselección de los grupos de rebombeo que pueden satisfacer las necesidades de altura de energía y caudal de la red de distribución, teniendo en cuenta las mismas consideraciones anteriores (apartado III.3).

El contrato del suministro eléctrico óptimo para los grupos de bombeo que impulsan hasta el depósito de regulación si es necesario, es el que se considera en el modelo como el contrato eléctrico para toda la instalación, ya que en el rebombeo, al ser impulsión directa a la red estamos limitados a bombear en el instante en el que se realice la demanda. Así, con las

curvas características de los grupos de bombeo seleccionados y de la red de distribución (apartado III.3), se determina el coste del consumo de energía de los grupos de rebombeo. Se prueban todas las combinaciones preseleccionadas de grupos de bombeo, eligiendo la de mínimo coste.

III.6 Determinación de la/s potencia/s a contratar

La potencia que normalmente se contrata en una instalación es la máxima potencia absorbida por los grupos de bombeo, pero esto supone que la facturación eléctrica en los períodos en los que no se utiliza la instalación pese duramente en la economía de la explotación, ya que el término de potencia, que puede entenderse como el coste por el derecho a la utilización de la energía, se paga por kW contratado y mes. De este modo, en aquellas instalaciones agropecuarias con consumos muy estacionales, con altas potencias demandadas en pocos períodos y demandas nulas en algunos meses del año, puede que interese contratar, en aquellas instalaciones con maxímetros, potencias inferiores a las máximas demandadas y soportar penalizaciones en los períodos de máximo consumo, a excepción de las tarifas generales de alta tensión en el mercado liberalizado debido a sus altas penalizaciones. Si el control de la potencia se hace mediante interruptores de control, la potencia contratada se determinará como la suma de las potencias máximas absorbidas por los grupos de bombeo que funcionen simultáneamente (modo I del cálculo de la potencia a facturar).

Con el modelo de optimización de la política de bombeo hasta el depósito de regulación (apartado III.4), se tiene la distribución óptima de los volúmenes impulsados en cada hora del periodo de funcionamiento, lo que permite determinar la potencia máxima en cada período de discriminación horaria considerado. Con estos valores se deberán probar las posibles potencias contratadas, desde cero hasta los valores máximos nominales de potencias demandadas, para encontrar aquellos valores que den la potencia a facturar mínima.

Si hay estación de rebombeo con potencias absorbidas dependientes de la demanda de la red de distribución, se determina/n la/s potencia/s a contratar considerando las potencias simultáneas demandadas por las estaciones de bombeo de toma y de rebombeo.

Los modos de cálculo de la facturación de la potencia comparados dependen de las combinaciones posibles de tarifas, discriminaciones horarias y estacionalidad, además de la posibilidad de efectuar contratos de temporada, cuando los consumos de energía eléctrica del sistema de impulsión son nulos

de forma repetitiva anualmente durante un determinado período de tiempo (tabla 3). En estos contratos los meses que no se consume no hay que pagar por la potencia contratada a diferencia de los contratos normales.

En el modo 2 de facturar la potencia, al tener una sola variable como potencia a contratar, se prueban con todos los valores posibles desde 1 kW a la potencia máxima demandada durante todo el periodo de funcionamiento, considerando como incremento 1 kW.

Para los modos 3 (dos máxímetros), 4 (tres máxímetros) y 5 (A: seis máxímetros y B: tres máxímetros) el método numérico utilizado es el de *búsqueda directa* (Pike y Guerra, 1989). Conceptualmente, es el método más simple de búsqueda del óptimo, ya que consiste en cambiar cada vez una variable (potencias a contratar) manteniendo constantes las demás, hasta que se alcance el mínimo.

Con la/s potencia/s a contratar en cada uno de los modos posibles de facturar la potencia, se calcula el coste de los términos de potencia, eligiendo la opción que implique un menor valor de éste.

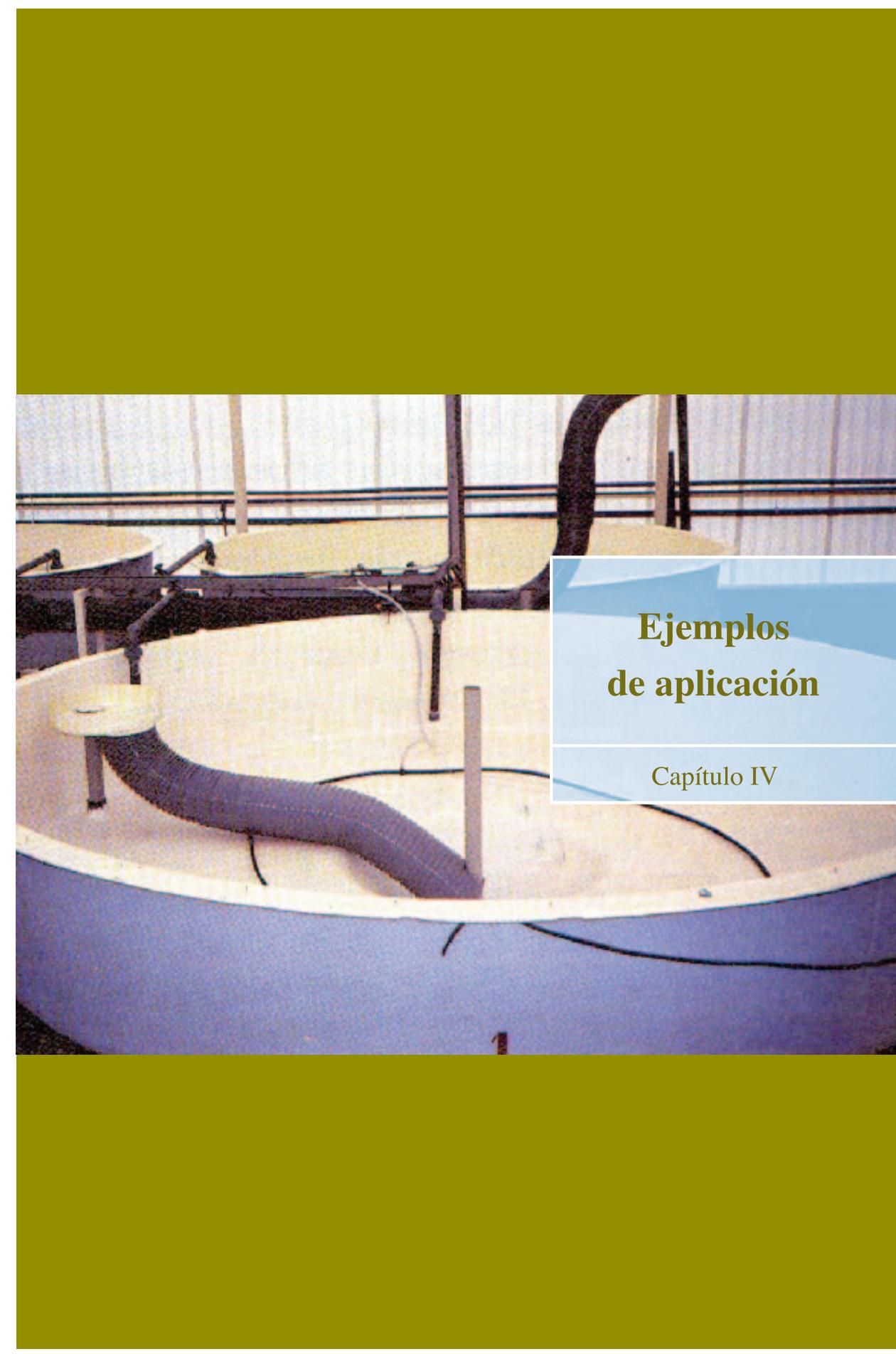
CUADRO 3

Combinaciones posibles entre las tarifas eléctricas, los complementos de discriminación horaria (DH0 = tipo 0; DH1 = tipo 1; DH2 = tipo 2; DH3 = tipo 3; DH4 = tipo 4 y DH5 = tipo 5), estacionalidad, los modos de facturar la potencia y la posibilidad de contratos de temporada

Tarifas	Discriminación horaria (DH)	Contrato de temporada (CT)	Estacionalidad (E)	Modos de facturar la potencia
BAJA TENSIÓN				
3.0, 4.0 y R.0	DH1, DH2	----	----	1 y 2
3.0 y 4.0	DH3, DH4, DH5	----	----	1, 2, 3 y 4
R.0	DH3, DH4	----	----	1, 2, 3 y 4
3.0 y 4.0	DH1, DH2	CT	----	1 y 2
3.0 y 4.0	DH3, DH4	CT	----	1, 2, 3 y 4
ALTA TENSIÓN				
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	----	---	1 y 2
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	----	E	5B
1._, 2._, 3._	DH3, DH4, DH5	----	---	1, 2, 3 y 4
1._, 2._, 3._	DH3, DH4	----	E	5A y 5B
R._	DH1, DH2	----	---	1 y 2
R._	DH3, DH4	----	---	1, 2, 3 y 4
1._, 2._, 3._	DH1, DH2	CT	---	1 y 2
1._, 2._, 3._	DH3, DH4	CT	---	1, 2, 3 y 4

Las tarifas 1._, 2._ y 3._ incluyen los cuatro niveles de tensión posibles y las tarifas R._ los tres niveles de tensión posibles

Fuente: Elaboración propia a partir de la Orden Ministerial de 12 de enero de 1995 (B.O.E. 14-1-1995)



Ejemplos de aplicación

Capítulo IV

IV. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

IV.1 Política de gestión eficiente de los recursos agua y energía eléctrica en la zona regable de Fuente Palmera

La metodología desarrollada se ha aplicado a la zona regable de Fuente Palmera, con aproximadamente unas 5.000 ha regables pertenecientes a los términos municipales de Fuente Palmera, Hornachuelos, Posadas y Guadalcazar en la provincia de Córdoba, y de Ecija en la provincia de Sevilla. Las necesidades medias de la zona se elevan a unos $16,5 \pm 5,9 \text{ hm}^3$ de agua anuales que es preciso derivar del río Guadalquivir.

Se trata de una zona regada por aspersión a la demanda, por lo que la frecuencia de los riegos se adapta a las necesidades en función de los cultivos, de la época del año y de las condiciones climáticas. Los cultivos de mayor extensión superficial e importancia económica desde la campaña de riegos 1984/85 hasta la 1997/98 son: algodón ($43,31 \pm 18,68 \%$), girasol ($23,78 \pm 11,60 \%$), trigo ($14,30 \pm 8,30 \%$), remolacha ($3,37 \pm 2,79 \%$), olivar ($2,81 \pm 3,47 \%$), maíz ($2,61 \pm 3,39 \%$), sorgo ($1,41 \pm 2,52 \%$), cítricos ($1,23 \pm 1,07 \%$) y melón/sandía ($1,12 \pm 1,07 \%$).

Para conseguir alturas de bombeo usuales, la impulsión se divide en dos etapas. La primera se realiza hasta un depósito apoyado en el suelo de 5.000 m^3 que se constituye en cámara de aspiración de la segunda impulsión. Este depósito tiene un volumen que no permite el independizar el régimen de funcionamiento de las dos estaciones de bombeo, con lo que su papel se relega a dar presión a la red de tuberías.

Caracterización de la demanda de agua a partir de registros históricos

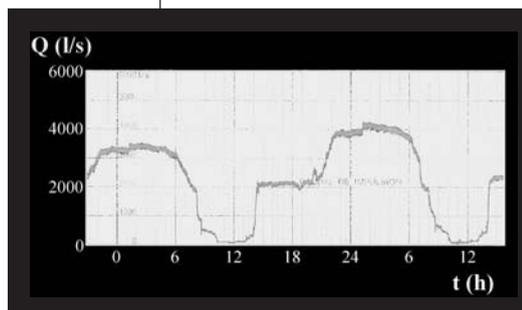
De la zona regable de Fuente Palmera se dispone de registros horarios del caudal impulsado por la estación de puesta en carga de la red de distribución a lo largo de una serie de ciclos de funcionamiento durante los años 1988, 1989, 1990, 1991, 1992, 1996 y 1997. En la figura 10 se presenta, a título de ejemplo, las curvas de evolución diaria del caudal impulsado en los días 13 y 14 de julio de 1996.

De las evoluciones horarias de los caudales impulsados a la red de distribución, se pretende obtener la curva o las curvas de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución. Para ello se aplica

un 'análisis no jerárquico de clusters', método estadístico multivariante de clasificación automática de datos, para determinar los posibles patrones estándares de demanda de la zona regable. A partir de los datos horarios de caudales disponibles, se trata de situar los días en grupos homogéneos o 'clusters', de manera que las demandas horarias a lo largo de un día que puedan ser consideradas similares sean asignadas a un mismo grupo, mientras que evoluciones diferentes de la demanda horaria se localicen en grupos distintos. El algoritmo de clasificación no jerárquico que se utiliza es el de las K-medias (Carrasco y Hernán, 1993) que se basa en hacer mínima la varianza residual (varianza dentro de los grupos formados), lo que es equivalente a conseguir que sea mínima la suma de distancias al cuadrado desde los casos a la media del 'cluster' al que van a ser asignados. Este procedimiento configura los grupos maximizando, a su vez, la distancia entre sus centros de gravedad.

GRÁFICO 10

Evolución horaria del caudal Q impulsado por la estación de bombeo de puesta en carga de la red de distribución de la zona regable de Fuente Palmera durante los días 13 y 14 de julio de 1996

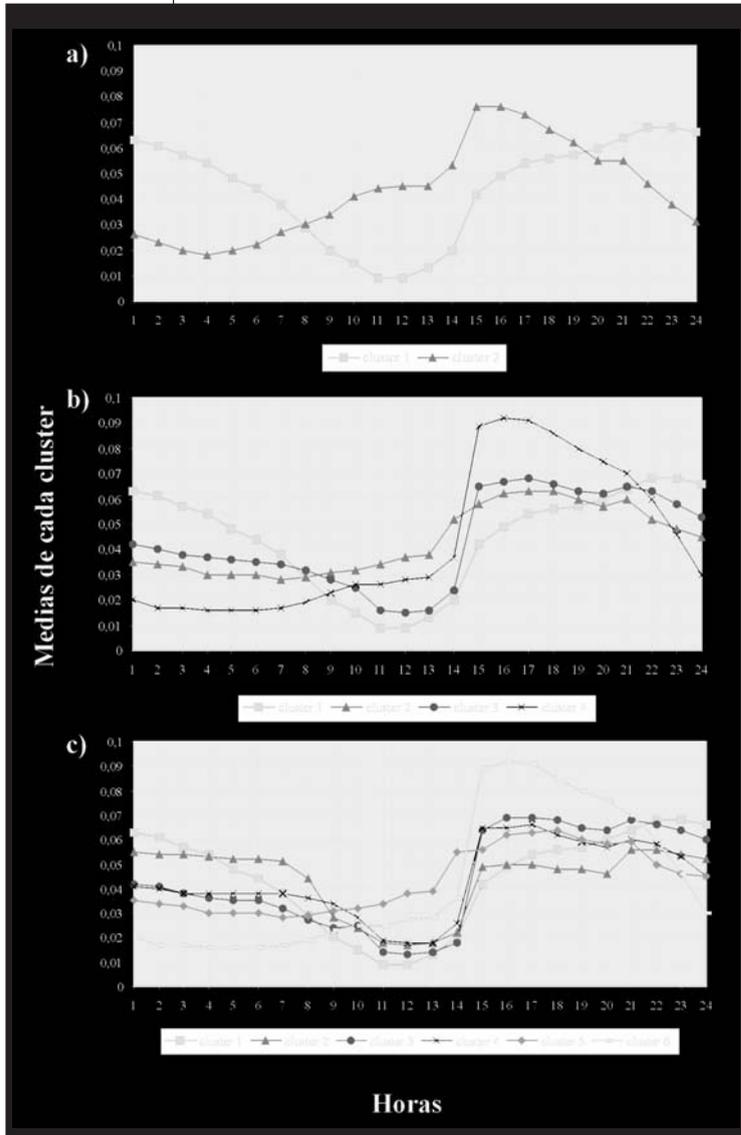


El análisis de 'clusters' se inicia formando dos grupos homogéneos con los registros horarios disponibles del caudal impulsado a la red. Uno agrupa 411 días y el otro los 58 días restantes, obteniéndose valores del indicador de la bondad de la separación (Pseudo F) aceptables y niveles de significación $P_{\alpha} < 0,001$. En las siguientes pruebas

con mayor número de grupos formados, se mantiene el grupo que anteriormente englobaba los 411 días mientras que los otros 58 días se incluyen en los grupos restantes disminuyendo el número de casos en cada grupo homogéneo conforme aumenta su número (gráfico 11). Estos últimos se presentan de forma aleatoria en cualquier momento de la temporada de riegos, lo que nos induce a pensar que los 58 días son casos atípicos, seleccionando como patrón de demanda horaria el que agrupa los 411 días, con un porcentaje de uso en valle, llano y punta de tarifa eléctrica de 41, 55 y 4%, respectivamente.

GRÁFICO 11

Análisis multivariante no jerárquico de clasificación automática de datos



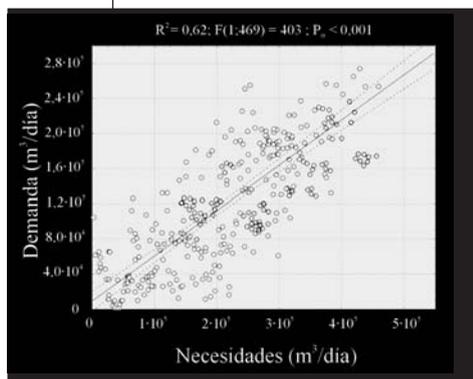
- a) dos grupos de separación
- b) cuatro grupos de separación
- c) seis grupos de separación

La aplicación de un modelo de regresión lineal entre los usos diarios de agua registrados y las necesidades hídricas de la alternativa de cultivos de estos años ha dado resultados aceptables ($R^2 = 0,62$; $F(1, 469) = 403,00$; $P_\alpha < 0,001$) explicando más del 60 % de la dispersión total con una significación estadística global menor de 0,001 (gráfico 12). La ecuación de la regresión es:

$$\text{Demanda (m}^3/\text{día)} = 9244,3 + 0,51528 \text{ Necesidades (m}^3/\text{día)} \quad (30)$$

GRÁFICO 12

Modelo de regresión lineal entre los caudales diarios impulsados por la estación de bombeo y las necesidades diarias de agua (límite de confianza al 95%)

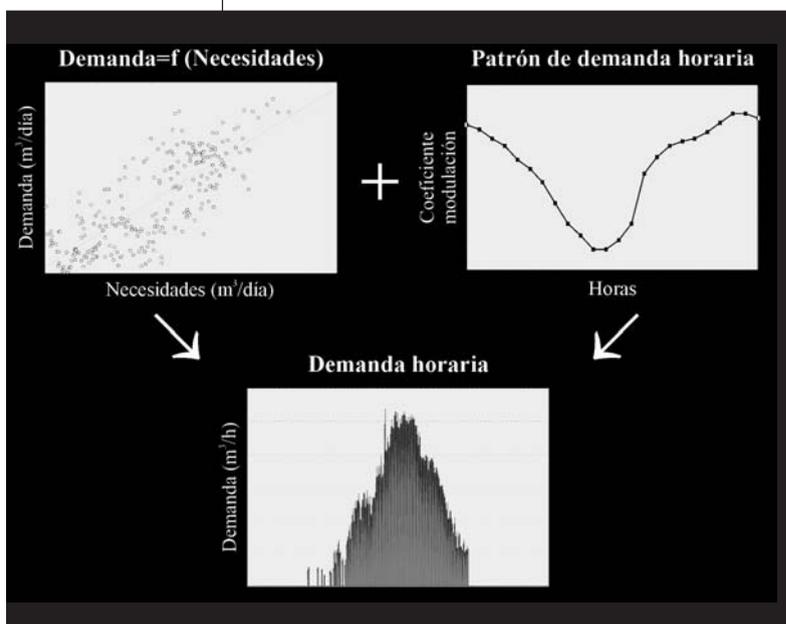


De este modo, con este modelo y la curva de modulación horaria de la demanda de agua de la red de distribución se procede a determinar el vector de demanda horaria media de la zona regable (gráfico 13). La demanda de agua de riego se inicia a mediados de marzo y continua durante el mes de abril de forma irregular, ya que se necesita aportar agua sólo durante algunas

horas del mes y en cantidades mínimas. Ya en el mes de mayo se muestra una demanda continua de agua de la red de distribución llegando a los valores máximos ($10.800 \text{ m}^3/\text{h} = 3 \text{ m}^3/\text{s}$) a principios de julio. La demanda finaliza a finales de septiembre.

GRÁFICO 13

Desagregación de la demanda diaria de agua en demanda horaria mediante un patrón de demanda horaria



Diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión

Como datos de entrada al modelo, se introduce una vida útil del depósito o balsa de regulación de 20 años y un coste de oportunidad debido a la superficie ocupada por éste de 0,03 €/m² (Pulido-Calvo, 2003). Asimismo como parámetros influyentes en el coste de los depósitos semienterrados, se consideran unos costes del material impermeabilizante y del movimiento de tierras de 2,40 €/m² (polietileno de alta densidad de 1,5 mm de espesor) y 2,7 €/m³ (suelo franco), respectivamente. En cuanto al suministro de energía eléctrica, la zona regable de Fuente Palmera tiene un único punto de conexión con la red eléctrica a una tensión de servicio de 132 kV.

La combinación del volumen de almacenamiento, los grupos de bombeo, y el contrato del suministro eléctrico, que implica un coste mínimo de operación del sistema de impulsión en estudio se muestra en la tabla 4. Un depósito semienterrado es el que se recomienda con un volumen útil de almacenamiento de 65.000 m³ que es el 41 % de la demanda máxima diaria (158.000 m³/día) y el 0,42 % de la demanda total (15.400.000 m³)

de la zona regable. A este volumen se le añade un resguardo inferior y uno superior, teniendo así un volumen total de la balsa de regulación de 91.000 m³. La tubería de impulsión es de hormigón de 1.400 mm de diámetro y 1.400 m de longitud, con un timbraje de 15 atm.

Se tiene un alto fraccionamiento de la potencia total necesaria, que resulta ser el modo mejor para adecuar el caudal bombeado a la balsa de regulación a la política de bombeo óptima desarrollada en el modelo (apartado III.4) y para adecuar el caudal bombeado a la red de distribución a las necesidades de cada momento de la zona regable, con valores de rendimientos aceptables.

El tipo de contrato óptimo de energía eléctrica es la tarifa 2.3 con discriminación horaria tipo 3, complemento de estacionalidad y modo 5A de facturar la potencia. Las potencias óptimas a contratar en cada período tarifario son: 1 kW en horas punta de temporada alta, 1 kW en horas llano de temporada alta, 2.359 kW en horas punta de temporada media, 6.397 kW en horas llano de temporada media, 424 kW en horas punta de temporada baja y en horas valle de temporada alta y, 6.850 kW en horas valle de temporada media y en llano y valle de temporada baja.

Con respecto al consumo de energía eléctrica, el coste del término de energía correspondiente al bombeo a la balsa (152.000 €/año) es un 50 % menor al coste del bombeo directo a la red de distribución (304.000 €/año), lo que muestra la elevada reducción de los costes energéticos al usar la balsa además de como acumulación del recurso agua como adaptación entre las horas de bombeo y el tipo de discriminación horaria.

El esquema de operación óptimo supone que al principio de los riegos se deben usar únicamente las horas bonificadas de tarifa eléctrica, aumentando su utilización conforme crece la demanda de agua y así, llegar a bombear con el caudal de diseño de las bombas durante las ocho horas valle (2 junio). Este régimen de funcionamiento se mantiene hasta que es necesario el uso de horas llano (6 junio) para satisfacer la demanda de la red de distribución. La utilización de estas horas llano también va aumentando conforme se llega al período de necesidades máximas de agua (21 junio-27 julio), pero sin llegar a usar todas estas horas ni de bombear el aporte potencial horario. Posteriormente, decae su uso y se hace nulo a finales de agosto (20 agosto), volviendo a impulsar a la balsa únicamente en horas valle. No es necesario bombear a la balsa de regulación en horas punta de tarifa eléctrica. Sin embargo, el régimen de funcionamiento de los grupos de bombeo tiene periodicidad diaria al ser el volumen útil de balsa (65.000 m³) pequeño en comparación con la demanda máxima diaria (158.000 m³) y con la demanda total (15.400.000 m³) de agua de la zona regable (gráfico 14).

CUADRO 4

Combinación del volumen de almacenamiento, grupos de bombeo y contrato del suministro eléctrico que implican un coste mínimo del sistema de impulsión en estudio

				Coste (€/año)
Impulsión a balsa de regulación	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	16.208
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
D rodete (mm)		560		
Motor (CV/bomba)		340		
Nº grupos		8		
Tubería impulsión	Material	Hormigón		44.223
		Diámetro (mm)	1.400	
		Longitud (m)	1.400	
Balsa	Timbraje (atm)	15		11.550
		Volumen total (m³)	91.000	
		Volumen útil (m³)	65.000	
		L (m)	48,63	
		H1 (m)	5,32	
	H2 (m)	6,68		
Rebombeo	Grupos de bombeo	Marca	Ingersoll-Dresser	14.346
		Tipo	10LNH/26A	
		Rpm	1.480	
		D rodete (mm)	620	
		Motor (CV/bomba)	340	
		Nº grupos	7	
Tarifa eléctrica (un punto de suministro de energía eléctrica)	Término de energía	Tipo	2.3	304.142
		Discriminación horaria	DH3	
	Estacionalidad	E		
	Bombeo a balsa	152.573		
	Rebombeo	304.142		
Término potencia	Modo facturar potencia	Modo 5A		90.432
		Contrato de temporada	---	
		Potencia/s contratada/s (kW)	PCp-alta = 1 PCII-alta = 1 PCp-media = 2.359 PCII-media = 6.397 PCp-baja,v-alta = 424 PCv-media,II-v-baja = 6.850	
		Potencia facturada (kW)	26.725	
COSTE TOTAL				633.477

rpm = revoluciones por minuto, D = diámetro, volumen útil = volumen total de la balsa menos los resguardos inferior y superior, L = longitud del lado de la base de la balsa, H1 = profundidad de la excavación a realizar para la construcción de la balsa, H2 = diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación de la balsa, DH = discriminación horaria, E = complemento de estacionalidad, PCp-alta = potencia contratada en horas punta de temporada alta, PCII-alta = potencia contratada en horas llano de temporada alta, PCp-media = potencia contratada en horas punta de temporada media, PCII-media = potencia contratada en horas llano de temporada media, PCp-baja,v-alta = potencia contratada en horas punta de temporada baja y horas valle de temporada alta, y PCv-media,II-v-baja = potencia contratada en horas valle de temporada media y horas llano y valle de temporada baja

GRÁFICO 14 Régimen de operación óptimo del sistema de bombeo hasta el depósito de regulación

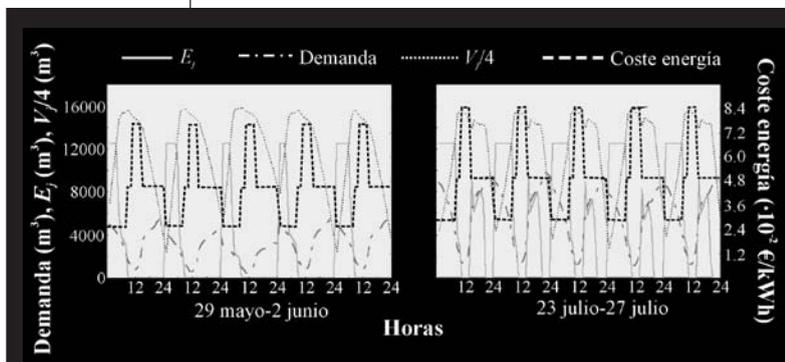
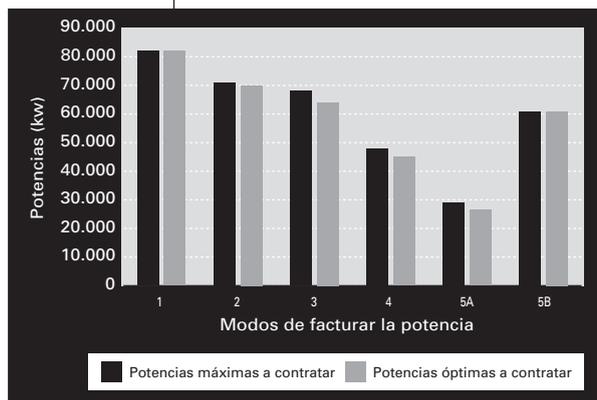


GRÁFICO 15

Modos posibles de facturar la potencia considerando como potencias a contratar las máximas demandadas y las óptimas resultantes del modelo desarrollado



En el gráfico 15 se comparan los modos posibles de facturar la potencia. Se consiguen reducciones en las potencias facturadas cuando se contratan las potencias óptimas resultantes del modelo desarrollado y no las potencias máximas demandadas.

En el modo 2 se obtiene una disminución del 2,5 %, en el modo 3 del 7,2 %, en el modo 4 del 4,4 % y en el modo 5A del 8,2 %. Las potencias óptimas a contratar son menores que las máximas demandadas en algunos periodos tarifarios (tabla 5). Asimismo, se consiguen mayores ahorros de las potencias facturadas conforme mayor es el número de periodos de discriminación horaria considerados. Así se pasa de una potencia facturada sin maxímetro de 82.209 kW a una de 26.725 kW con seis maxímetros.

CUADRO 5 Modo 5A de contratar la potencia para el contrato óptimo del suministro eléctrico

Periodos tarifarios	Potencia máxima demandada (kW)	Potencia óptima a contratar (kW)
Horas punta en temporada alta	0	1
Horas llano en temporada alta	0	1
Horas punta en temporada media	2.418	2.359
Horas llano en temporada media	6.397	6.397
Horas punta en temporada baja y valle en temporada alta	2.428	424
Horas valle en temporada media, y llano y valle en temporada baja	6.850	6.850
Potencia a facturar (kW)	29.105	26.725
Coste (€/año)	98.483,7	90.432,4

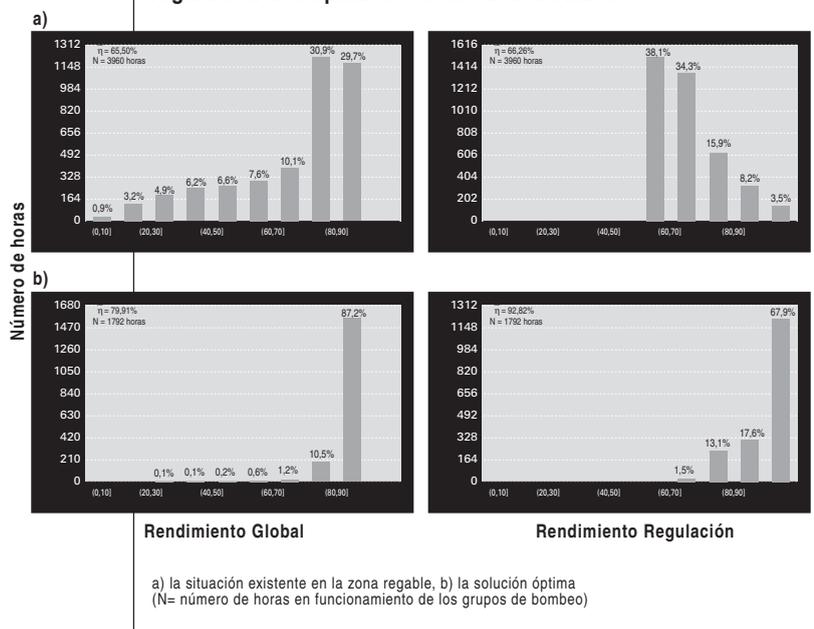
Comparación de la solución óptima con la situación existente en la zona regable

Los grupos de bombeo existentes son de mayores dimensiones que los que se obtienen con la optimización, y su fraccionamiento es pequeño (3 y 5 grupos en primera y segunda impulsión, respectivamente). La tarifa eléctrica contratada hasta abril de 1999 es la R.3 con discriminación horaria 3 (R.3DH3), y la potencia contratada es de 10.500 kW con un máxímetro para facturarla (modo 2). Se tienen mayores costes de inversión en los grupos de bombeo (22.214 y 27.944 €/año) y en la tubería de impulsión (54.842 €/año), así como mayores costes del consumo de energía eléctrica (407.644 y 513.194 €/año), pero el coste del término de potencia (44.413 €/año) es menor al obtenido en la solución óptima con la balsa de regulación. El coste energético del sistema optimizado supone unos ahorros del 43 % con respecto a la situación indicada. El período de recuperación de la inversión es de 2,5 años.

Los rendimientos globales (potencia suministrada/potencia absorbida) y de regulación (potencia necesaria/potencia suministrada) medios son de 65,50 % y 66,26 %, respectivamente, para la primera impulsión, y de 66,61 % y 83,20 % para la segunda impulsión, en la situación existente en la zona regable. En la solución óptima son de 79,91 % y 92,82 % en el bombeo a la balsa y de 75,82 % y 84,23 % en el rebombeo. Al comparar las distribuciones de frecuencias, se obtienen diferencias significativas en las distribuciones de ambos rendimientos, resultando rendimientos mayores en la solución óptima, sobre todo en la primera impulsión (gráfico 16).

GRÁFICO 16

Distribución de frecuencias de los rendimientos globales y regulación de la primera estación de bombeo



Liberalización del suministro de energía eléctrica

En el estudio realizado, además de las tarifas reguladas descritas, se considera el contrato del suministro eléctrico en el mercado liberalizado firmado entre la zona regable de Fuente Palmera y Endesa Energía S.A. el 1 de mayo de 1999. El contrato de energía eléctrica en el mercado liberalizado supone una reducción del 6 % en los costes en comparación con el contrato a tarifa regulada existente con anterioridad. Con estas nuevas condiciones se aplica el modelo desarrollado y se obtiene el mismo diseño de los elementos de regulación y similares esquemas de operación que la solución óptima a tarifa regulada, con unos ahorros de los costes energéticos del 31 % con respecto a la situación actual de la zona regable en el mercado libre. El período de recuperación de la inversión es de 3,5 años. Sin embargo, los costes energéticos son del 12 % mayores a la solución óptima a tarifa regulada. Esto se debe a que las horas bonificadas, que son las mayoritariamente usadas en el esquema de operación óptimo, son más caras en el contrato en el mercado libre (cuadro 6).

Es importante señalar las elevadas penalizaciones que implican los excesos de la potencia demandada sobre la contratada en el mercado libre en las

tarifas generales de alta tensión, y que pueden, de este modo, aumentar considerablemente el coste energético. Si se comparan las potencias y los costes a facturar por excesos de 100 kW en un cuarto de hora del período valle y del período punta en el contrato en el mercado libre y en un suministro a tarifa regulada (tarifa eléctrica 2.3 con discriminación horaria tipo 3 y modo 4 de facturar la potencia), por excesos de potencia de 100 kW hay que facturar en el mercado libre 8.658 kW tanto en horas valle (11.031 €) como en horas punta (24.196 €), mientras que en el contrato a tarifa regulada se facturarán sólo 20 kW en horas valle (67 €) y 100 kW en horas punta (338 €). Esto supone una penalización de 8.558 kW en el mercado libre mientras que no se penaliza a tarifa regulada en horas punta e incluso se reduce el exceso en horas valle.

CUADRO 6

Precios medios de la energía eléctrica ($\cdot 10^{-2}$ €/kWh) en la solución óptima a tarifa regulada, en la situación de Fuente Palmera hasta abril de 1999 y a partir de mayo de 1999

Periodo horario	2.3DH3/E (Solución óptima a la tarifa regulada)		R.3DH3 (Situación de Fuente Palmera hasta abril de 1999)	Mercado libre (Situación de Fuente Palmera a partir de mayo de 1999)
	Temporada eléctrica baja (mayo, junio, agosto, septiembre)	Temporada eléctrica media (marzo, abril, julio, octubre)		
De 10 a 14 h	8,544	9,393	10,063	6,131
De 8 a 10 h				
De 14 a 24 h	5,402	5,901	6,050	5,723
De 0 a 1 h				
De 7 a 8 h	3,471	3,756	3,584	5,005
De 1 a 7 h	3,471	3,756	3,584	4,227

Estos precios incluyen el coste del término de energía y del término de potencia, por lo que en los dos primeros casos el precio medio del término de potencia se ha calculado como el cociente entre su coste anual (€/año) y el consumo anual de kWh (kWh/año)

IV.2 Política de gestión eficiente de los recursos agua y energía eléctrica en la piscifactoría Hidrorecursos S.A.

Los métodos discutidos anteriormente también han sido aplicados a las instalaciones de Hidrorecursos S.A., empresa dedicada al cultivo intensivo de anguilas europeas. Hidrorecursos S.A. se encuentra situada en la mitad septentrional de la provincia de Córdoba, a una altura de 450 m y a orillas del embalse de Puente Nuevo. Dicho embalse se encuentra englobado en la cuenca del río Guadiato (Gutiérrez-Estrada, 2003).

La oportunidad de aprovechar el agua caliente del sistema de refrigeración de la Central Térmica de Puente Nuevo que vierte al embalse, fue el factor principal que decidió la inversión en la planta, ya que el agua de refrigeración de las centrales térmicas presenta importantes ventajas para los sistemas de acuicultura intensiva (Gutiérrez-Estrada, 2003). Estas ventajas son básicamente el gran volumen de agua utilizado, la presión de salida, y las elevadas temperaturas que se alcanzan, permitiendo crecimientos muy rápidos de los organismos acuáticos.

Determinación de la biomasa y simulación de los caudales demandados en Hidrorecursos

La biomasa de una piscifactoría va a condicionar los requerimientos necesarios del caudal del agua. Se entiende por biomasa, la suma total de la materia de los seres que viven en la instalación acuícola, expresada en peso por unidad de volumen. La caracterización de la biomasa de la planta se ha llevado a cabo a partir de los datos registrados semanalmente en los 'partes de alimentación' de la piscifactoría de Hidrorecursos S.A. En estos partes, además del tipo y cantidad de pienso, se suministra información sobre el peso medio de los individuos, así como la biomasa total de cada tanque de cultivo. Ambos términos son estimados semanalmente por el gestor de la planta a partir de la cantidad de pienso consumido en la semana anterior, las tablas de conversión del alimento suministrado por el fabricante así como la mortalidad registrada.

Como los datos recopilados de biomasa son semanales, tenemos la producción de biomasa que se da en la piscifactoría en cada una de las semanas del periodo de tiempo considerado. El requerimiento de caudal de agua para una piscifactoría puede ser expresado en función de la biomasa según (Asensio, 2003):

$$Q = \frac{f \cdot B}{C_{int} - C_{out}} \quad (31)$$

donde **Q** es el caudal de agua requerido en $l \cdot \text{min}^{-1} \cdot \text{m}^3$ de volumen de cultivo; **f** es el consumo de oxígeno específico del pez en $\text{mg O}_2 \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{min}^{-1}$; **B** es la biomasa en $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$; **C_{int}** es la concentración de O_2 a la entrada del tanque en $\text{mg} \cdot \text{O}_2 \cdot \text{l}^{-1}$ y **C_{out}** es la concentración de O_2 a la salida del tanque en $\text{mg O}_2 \cdot \text{l}^{-1}$.

La cantidad de oxígeno no es un parámetro fijo, es decir, cada especie cultivada tiene unas necesidades propias de oxígeno en el agua. Así el

requerimiento mínimo de oxígeno para la anguila europea es de 88 mg O₂/kg·h (Cruz-Neto y Steffensen, 1997). Igualmente existen unos parámetros generales de referencia que hay que tener en cuenta y que van a permitir abrir el abanico de posibilidades para la elección de las características de nuestro cultivo. Así se sabe que el requerimiento medio de peces en descanso es de 50-80 mg O₂/ kg·h y el requerimiento medio de peces en movimiento es de 500-300 mg O₂/ kg·h.

La aproximación a las condiciones hidráulicas reales de la piscifactoría se consiguen combinando los distintos requerimientos de oxígeno *f* que presenta la especie en estudio (*Anguilla anguilla*) con la cantidad de oxígeno que se proporciona a la entrada y a la salida de los tanques. Se puede suponer un rango de variación de la diferencia (C_{int} - C_{out}) entre la entrada y la salida del tanque de cultivo de 2 hasta 6 mg O₂·l⁻¹ de 0.5 en 0.5 mg O₂·l⁻¹. Por tanto con una capacidad máxima de 2086,4 m³ y una densidad máxima de cultivo de 100 kg/m³, se pueden establecer nueve modelos con sus respectivos requerimientos de caudal y altura de energía (cuadro 7).

CUADRO 7

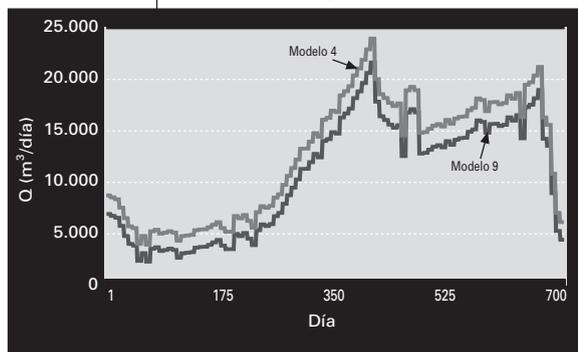
Consumo de oxígeno específico del pez (f), la diferencia de las concentraciones de O₂ a la entrada y salida del tanque (C_{int} - C_{out}), y caudales máximos requeridos de cada simulación (Q_{max})

Simulación	f (mg O ₂ ·kg ⁻¹ ·min ⁻¹)	C _{int} - C _{out} (mg O ₂ ·l ⁻¹)	Q _{max} (m ³ /día)
1	1,46	2	6.348,4
2	1,46	4	3.310,2
3	1,46	6	2.206,8
4	4,83	2	21.901,8
5	4,83	4	10.950,9
6	4,83	6	7.300,6
7	15	2	68.018,0
8	15	4	34.009,0
9	15	6	22.672,7

De los nueve modelos propuestos, los que más se asemejan a la realidad con relación al caudal requerido son los modelos 4 y 9. El caudal diario necesario se obtiene considerando como valor medio diario el recogido como media semanal. Así si se representan los valores de caudal de la piscifactoría frente al tiempo se obtienen gráficas representativas que nos indican para cada simulación el valor máximo del caudal al año, que coincidirá con el momento en el que también se produce el máximo de biomasa (gráfico 17).

GRÁFICO 17

Necesidades diarias de caudal en función de la variación de biomasa almacenada en la piscifactoría correspondientes a los modelos 4 y 9



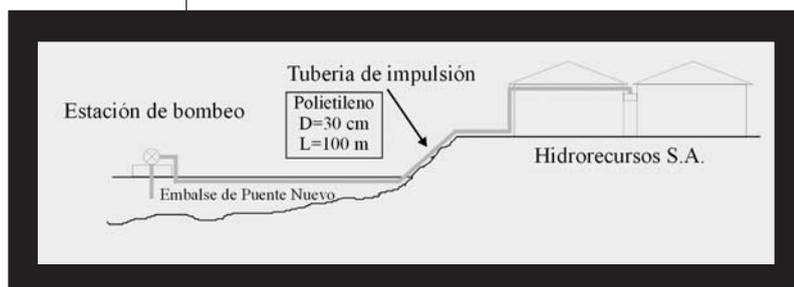
Requerimientos de altura de energía de la estación de bombeo

Una vez calculada la demanda de caudales, habrá que determinar la altura de energía necesaria para la preselección de los grupos de bombeo en función de las

necesidades máximas de caudal. En el gráfico 18 se representa un esquema simplificado del abastecimiento de agua de la piscifactoría, donde se indica las características de la tubería de impulsión, material, diámetro y longitud que se introducen como datos en el programa DYGOSIA. Con estos datos y los caudales máximos necesarios se determina la altura de energía requerida para las simulaciones 4 y 9 (cuadro 8).

GRÁFICO 18

Esquema básico del sistema de alimentación de agua de la piscifactoría Hidrorecursos S.A.



CUADRO 8

Número de Reynolds \Re , velocidad U y altura de energía H correspondientes a los requerimientos máximos de caudal para cada una de las simulaciones

Simulación	Q_{\max} (m ³ /h)	U (m ³ /s)	\Re	H_{\max} (m)
4	912,57	3,59	$1,07 \cdot 10^6$	41,62
9	944,7	3,71	$1,1 \cdot 10^6$	41,80

Diseño y gestión óptimos del sistema de bombeo de la piscifactoría

A diferencia de los resultados obtenidos con DYGOSIA para la zona regable de Fuente Palmera, en este caso la solución de diseño óptimo del sistema de impulsión recomienda una inyección directa al sistema de distribución de agua de la piscifactoría sin considerar un depósito de regulación entre los grupos de bombeo y ésta. El contrato del suministro de energía eléctrica seleccionado es la tarifa general 3.3 con el tipo 3 de discriminación horaria.

Simulación 4: $f = 4,83 \text{ mg O}_2 \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{min}^{-1}$ y $C_{\text{int}} - C_{\text{out}} = 2 \text{ mg O}_2 \cdot \text{l}^{-1}$

Los requerimientos máximos de caudal y de altura de energía son de 912,57 m³/h y 41,62 m, respectivamente. La solución óptima económica para el sistema de bombeo en este caso, es una combinación de 9 bombas en paralelo Itur 65200, con un diámetro de rodete de 200 mm, velocidad de giro de 2.900 rpm y un motor de 40 CV/bomba. El coste total anual resultante es de 5.402 €/año suponiendo un ahorro respecto coste total medio (31.754 €/año), para los requerimientos máximos, de un 83 %.

Simulación 9: $f = 15 \text{ mg O}_2 \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{min}^{-1}$ y $C_{\text{int}} - C_{\text{out}} = 6 \text{ mg O}_2 \cdot \text{l}^{-1}$

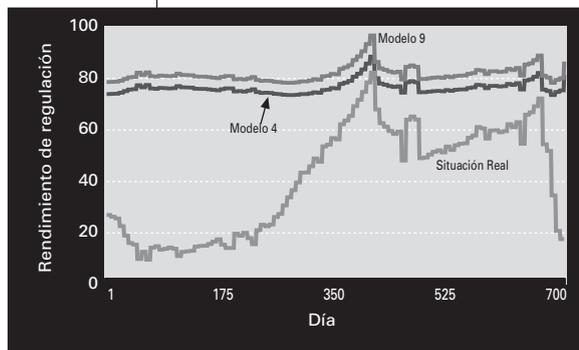
Para esta simulación se tiene como necesidades máximas de caudal y altura de energía 944,7 m³/h y 41,8 m, respectivamente. La solución óptima económica para la instalación de bombeo en este caso, es una combinación de 9 bombas en paralelo Itur 65200, con un diámetro de rodete de 200 mm, velocidad de giro de 2.900 rpm y un motor de 40 CV/bomba. El coste total anual resultante es de 5.470 €/año, representando un ahorro respecto al coste total medio (31.754 €/año) del 83 %. Resultados por tanto, que son similares a los obtenidos en la simulación anterior.

Comparación de la situación actual de la instalación con las simulaciones

El gráfico 19 muestra la comparación entre los rendimientos de regulación de la estación de bombeo que actualmente está en funcionamiento en Hidrorecursos S.A., bombeando los grupos de forma constante el caudal máximo de diseño, y las configuraciones óptimas obtenidas para las simulaciones cuyas condiciones de caudal demandado se asemejan a las condiciones de funcionamiento existentes (simulaciones 4 y 9).

GRÁFICO 19

Rendimientos de regulación de la situación real y los modelos 4 y 9



La piscifactoría de Hidrorecursos S.A. proporciona con la configuración que actualmente funciona un rendimiento medio de regulación del $42 \pm 21,5 \%$ con unos costes totales de 72.133 €/año. Según los resultados obtenidos para las

simulaciones 4 y 9, se obtendrían unos rendimientos de regulación con las condiciones de funcionamiento máximas del 93 % y 82 %, respectivamente, lo que supone unos costes totales medios para ambas simulaciones de 31.754 €/año. El ahorro con los grupos de bombeo óptimos seleccionados por DYGOSIA es de un 44 %, suponiendo unas condiciones de trabajo bajo requerimientos máximos de caudal y altura de energía.

Si se considera una gestión de los grupos de bombeo adaptada a los caudales diarios demandados por la piscifactoría, la reducción de costes es del 92 % en comparación con el esquema de operación actual. Los costes totales anuales de las simulaciones en estas condiciones son de 5.402 €/año y de 5.470 €/año.

Esta reducción de costes tan espectacular se explica observando las gráficas de comparación de rendimientos de regulación (gráfico 19). Al funcionar la estación de bombeo adaptándose a los caudales diarios demandados, los rendimientos de regulación son mejores que con un funcionamiento constante a caudales máximos.

A landscape photograph showing a vineyard in the foreground and middle ground. A tall metal power line tower stands on the right side. The sky is a clear, bright blue with a few wispy clouds. The foreground is filled with green grapevines and some taller trees on the left. The overall scene is bright and sunny.

Discusión

Capítulo V

V. DISCUSIÓN

V.1 Caracterización de la demanda de agua

La demanda de agua ha constituido una pieza básica de información para diseñar las políticas que afecten al uso del agua y la energía eléctrica en los sistemas agropecuarios. Si bien en este trabajo sólo se han analizado políticas de gestión eficiente considerando la demanda necesaria, y por tanto, determinando el diseño y explotación óptimos de los sistemas de distribución de agua, su caracterización también puede aportar información sobre el valor marginal de este recurso y el grado de respuesta a distintos niveles de tarifas.

V.2 Selección de los grupos motor-bomba

Las combinaciones de los grupos de bombeo preseleccionados, para las estaciones de bombeo que impulsan al depósito de regulación y a la red de distribución, son aquellas que presentan los mejores rendimientos para el punto de funcionamiento de necesidades máximas. De este modo, la alternativa idónea para estas condiciones es la que tiene un coste total mínimo. Sin embargo en impulsiones con caudal variable, la valoración energética (diseño óptimo) de sistemas de bombeo debe tener en cuenta la distribución de los caudales a lo largo del periodo de funcionamiento y el escalonamiento de los grupos motor-bomba. Para ello se determina que combinación de bombeo se adapta mejor a la curva característica del sistema de impulsión, es decir, se compara hora a hora los rendimientos de los grupos, pudiendo resultar (como así ocurre en la impulsión al depósito de regulación) una combinación de bombas con peores características en el punto de caudal máximo, la que tenga los menores costes durante todo el régimen de funcionamiento.

Las combinaciones óptimas de grupos motor-bomba son las que tienen un mayor fraccionamiento de la potencia total necesaria. Se consigue así una mayor elasticidad en el sistema de impulsión y, por consiguiente, unos rendimientos global y de regulación bastante aceptables en los grupos de bombeo que impulsan al depósito de regulación y a la red de distribución. En los primeros se consiguen mejores rendimientos, ya que tienen un funcionamiento más regular trabajando próximos a su punto de rendimiento máximo, con valores de altura de elevación y de caudal más constantes.

Asimismo, la metodología desarrollada considera el precio horario de la energía eléctrica, lo que supone la determinación con mayor exactitud del coste energético del sistema de impulsión. Es importante llamar la atención sobre la evaluación de los rendimientos de los grupos de bombeo, a la que en general se le presta poca importancia en el diseño de una red de distribución, pero que puede incrementar los gastos de explotación posteriores. Para dar una idea de la magnitud de la cuestión, si consideramos una bomba con un caudal de 0,5 m³/s a 100 m.c.a. impulsando agua 16 horas al día durante la mitad de días de un año y un coste del kWh de 0,05 €, el pasar de un rendimiento del 75% al 80% supone un ahorro energético anual de aproximadamente 6.000 €. Se ha tomado una diferencia de rendimientos sólo del 5%, pero este valor fácilmente puede ser mayor disparando las cifras de ahorro posible.

De este modo la evaluación de un sistema de impulsión, y por tanto, el diseño y optimización, que se lleva a cabo en este trabajo se realiza de un modo más aproximado que el ofrecido por las metodologías 'tradicionales' basadas en un único punto de funcionamiento de los impulsores (Stetson *et al.*, 1975; Lansey y Mays, 1989; Jowitt y Germanopoulos, 1992; Breytenbach *et al.*, 1996) y/o que no consideran la diferenciación horaria en el precio de la energía eléctrica (Tarquin y Dowdy, 1989; Brion y Mays, 1991; López-Luque *et al.*, 1995).

V.3 Capacidad del depósito de regulación

La presencia del depósito de regulación entre la captación y la red de distribución además de usarse como acumulación del recurso agua, permite optimizar el caudal de trabajo de los diferentes elementos que tiene aguas arriba, al independizar dichos caudales de la variabilidad del uso del agua en la red de distribución, ya que es el depósito el encargado de asumir estas discrepancias entre el caudal que le llega y el caudal demandado. De este modo el régimen de funcionamiento óptimo de la impulsión al depósito supone el uso exclusivo de las horas bonificadas de tarifa eléctrica, hasta que es necesario el uso de algunas horas de coste medio cuando estamos en período de máximas demandas. No es necesario bombear al depósito en horas penalizadas de tarifa eléctrica. Por esto en la estación de bombeo que impulsa directamente el caudal variable demandado por la red de distribución, el coste de energía es el 50 % mayor al de la impulsión al depósito, y además, al ser el régimen de funcionamiento menos constante se consiguen peores rendimientos, lo que asimismo, eleva el coste energético.

Con el patrón de demanda horaria existente en la zona regable, el volumen de regulación óptimo resulta ser del orden del 40% de la demanda máxima diaria, siendo algo inferior a los obtenidos por Sabet y Helweg (1989) y Nel y Haarhoff (1996) en redes de distribución urbanas, con una curva de modulación horaria de la demanda de agua con consumos mínimos en las horas nocturnas (horas bonificadas de tarifa eléctrica) y consumos muy similares en las horas diurnas (horas llano y punta de tarifa eléctrica). Sin embargo, este resultado es mucho menor al recomendado por otros autores (Amigó y Aguiar, 1994; Fuertes *et al.*, 1996) que sugieren un volumen correspondiente a la regularización del caudal del día de mayores necesidades hídricas. Su pequeño valor se debe a que el coste actual de la construcción de los depósitos es aún elevado, lo que viene a significar en muchos casos una fuerte inversión con respecto al coste de los demás elementos de la red. Este volumen de regulación óptimo es aquel que minimiza el coste total teniendo en cuenta los costes de la tubería de impulsión, las bombas y el depósito, por un lado, y los costes de la energía eléctrica debidos al consumo de las bombas y al contrato de la potencia, por otro.

La capacidad de almacenamiento resultante, que en el caso en estudio supone un régimen de funcionamiento de los grupos de bombeo con periodicidad diaria, depende de la evolución de los usos de agua a lo largo de la campaña de riegos en días sucesivos. Así se obtiene la menor capacidad de los depósitos en aquellos patrones de demanda horaria con menores fluctuaciones en sus coeficientes de modulación, como así mismo concluyen Mehta y Goto (1992) e Hirose (1997). De este modo el volumen óptimo de regulación, para el patrón de demanda de agua sin discriminación horaria en los usos de agua, resulta de un 25 % de la demanda máxima diaria de la red de distribución.

Hay que tener en cuenta que no siempre la incorporación de un depósito de regulación es la solución más idónea, como ocurre en el caso de Hidrorecursos S.A., ya que la inversión inicial no se compensa con el ahorro de energía eléctrica. Para llegar a este resultado será necesario realizar el estudio comparativo de costes con los datos concretos de la red de distribución en estudio.

V.4 Contrato del suministro de energía eléctrica

En la metodología desarrollada para llegar al contrato óptimo del suministro de energía eléctrica, se evalúan, a partir de los hábitos de los usuarios, los costes energéticos de cada tipo de facturación.

Es decir, se adapta el tipo de discriminación horaria al proceso de demanda energética, que es diferente a cambiar la forma en que se realiza la demanda para utilizar los intervalos más económicos que proporcionen las tarifas eléctricas. Se ha de ser consciente de que si los usuarios cambian su forma de consumir, el contrato de energía eléctrica puede que sea otro.

Las tarifas generales presentan mejores facturaciones del suministro eléctrico en los casos estudiados. Esta mejor respuesta de las tarifas generales en el caso de la zona regable radica en la imposibilidad de considerar el complemento de estacionalidad, la discriminación horaria tipo 5 y los contratos de temporada en las tarifas R, complementos éstos que se adaptan a la estacionalidad del uso del agua en las zonas regables y que si son aplicables a las tarifas generales. De este modo, con las características reales de la zona regable de Fuente Palmera, el cambiar de la tarifa R.3 con discriminación horaria 3 a la tarifa 2.3 con discriminación 3 y complemento de estacionalidad, supone un ahorro del 38% en el coste del consumo de energía.

En el contrato de comercialización de energía eléctrica formalizado entre la Comunidad de Regantes de Fuente Palmera y Endesa Energía S.A. en el mercado libre, se paga la energía suministrada (kWh) según el período de discriminación horaria en que se efectúen los consumos. Esta discriminación resulta similar a la tipo 3 del mercado de energía eléctrica a tarifa regulada, que asimismo es la que resulta idónea en la solución óptima, ya que el comercializador de energía eléctrica ha adaptado el tipo de discriminación a la demanda energética del consumidor, punto principal en la nueva Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997, B.O.E. 28-11-1997) en la que se pretende un suministro apropiado de energía eléctrica para cada usuario.

Con respecto al término de potencia, a excepción de las tarifas generales de alta tensión en el mercado libre, las potencias óptimas a contratar resultan inferiores a las máximas demandadas registradas por los máxímetros (excepto para el modo 5B), por lo que se van a soportar en meses puntuales las penalizaciones correspondientes al sobrepasar el 105 por 100 de la potencia contratada pero los costes totales anuales van a ser menores. Por otro lado el coste de la potencia contratada se hace menor conforme mayor es el número de períodos de discriminación considerados. Así se pasa de una potencia facturada sin máxímetro de 82.209 kW a una de 26.725 kW con seis máxímetros. Un mayor número de períodos horarios implica una mayor inversión en equipos contadores pero este coste es insignificante en comparación con los ahorros conseguidos (Real Decreto 2821/1998, B.O.E. 30-12-1998).

En cuanto a las potencias a contratar en las tarifas generales de alta tensión con las condiciones del mercado liberalizado de energía eléctrica, éstas deben ser las potencias máximas demandadas en cada período horario, debido a las altas penalizaciones que se le imponen a los consumidores por sobrepasar las potencias contratadas.

La aplicación del modelo de optimización del diseño y la gestión del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua, con las condiciones del suministro eléctrico formalizadas en el mercado liberalizado, implica un coste energético del 12 % mayor a la solución óptima a tarifa regulada. Estadísticamente no hay diferencias entre los rendimientos de las bombas de las soluciones óptimas a tarifa regulada y en el mercado libre, siendo la diferencia de precios del kWh en los distintos períodos horarios la causa fundamental de los mayores costes energéticos. Así se tienen en el mercado libre precios del kWh menores en horas punta, similares en horas llano y mayores en horas valle, y como en el esquema de operación óptimo de la estación de bombeo que impulsa al depósito de regulación sólo se usan las horas valle y algunas horas llano, los costes energéticos de la solución óptima a tarifa regulada resultan más económicos.

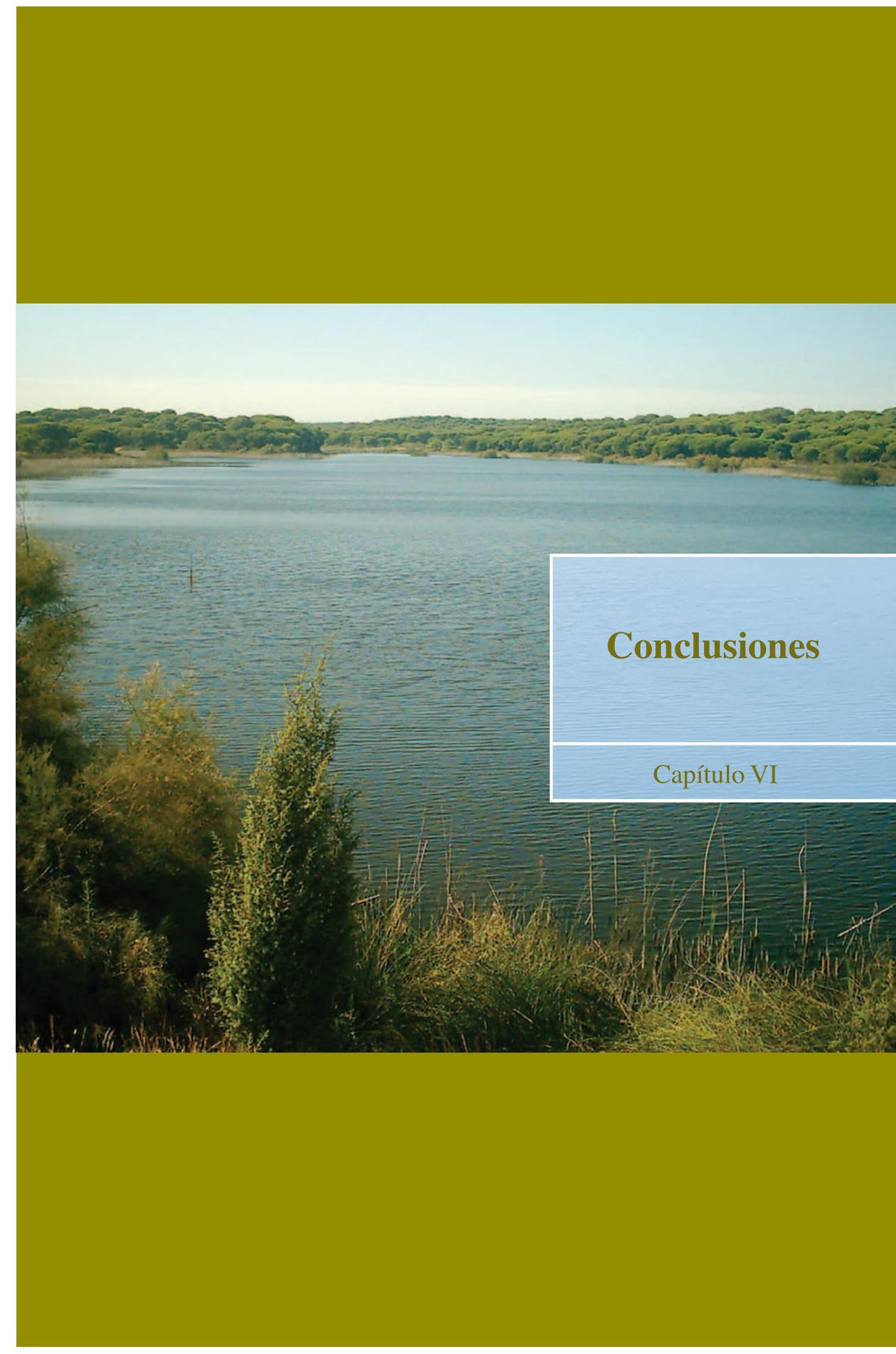
En la valoración energética de los sistemas de impulsión desarrollada resulta evidente la necesidad del conocimiento de la estructura de las tarifas eléctricas, o en el caso del mercado libre, las condiciones del suministro eléctrico. Sin embargo, la mayoría de los autores consideran sólo en el coste energético el término de energía (€/kWh), pero no tienen en cuenta el término de potencia (€/kW-mes), ni los complementos de discriminación horaria y de estacionalidad, ni el modo de facturar la potencia, ni la posibilidad de hacer contratos de temporada. Así, por ejemplo, el no considerar en el contrato de la tarifa 3.3 con discriminación horaria tipo 5 el coste del término de potencia supone el obviar el 55% del coste total del suministro de energía eléctrica. Con la metodología propuesta se obtendrá la combinación óptima de estos parámetros que determinan la facturación de energía eléctrica.

El modelo desarrollado, a partir de la valoración del mejor contrato del suministro eléctrico a tarifa regulada, se constituye como 'arma de gestión' de los consumidores en las negociaciones con la compañía eléctrica del contrato del suministro en el mercado liberalizado, debido a la similitud de la estructura de las tarifas reguladas con las tarifas de acceso a las redes en el mercado libre. Asimismo permitirá la comparación de las condiciones que ofertan las distintas compañías eléctricas, y así elegir la mejor.

V.5 Sistema de impulsión optimizado versus sistema de impulsión actual

La razón principal de los mayores costes de inversión y energéticos en la situación actual de los sistemas agropecuarios estudiados, estriba en las dimensiones de los grupos de bombeo, proyectados para satisfacer unas demandas superiores a las reales.

En el coste del consumo de energía, además de las mayores dimensiones de los grupos de bombeo que suponen mayores potencias absorbidas, también influyen: a) el mayor número de horas de funcionamiento en período llano y punta en la primera impulsión en comparación con la solución con depósito de regulación; b) los rendimientos bajos obtenidos como consecuencia de los excesos de altura de energía que probablemente pueden disminuir con un mayor fraccionamiento de la potencia de los grupos o con un accionamiento de velocidad variable.



Conclusiones

Capítulo VI

VI. CONCLUSIONES

1. El diseño y gestión óptimos del régimen de bombeo del recurso agua y la evaluación de sus costes en los sistemas agropecuarios se realiza de un modo más aproximado que el ofrecido por las metodologías ‘tradicionales’ basadas en un único punto de funcionamiento de los impulsores y que no consideran la diferenciación horaria en el precio de la energía eléctrica.
2. El diseño y gestión óptimos del régimen de bombeo del recurso agua implica en determinados casos la inclusión de una capacidad de almacenamiento que depende de la evolución de los usos de agua a lo largo del periodo de funcionamiento. Conforme menores sean las fluctuaciones en los coeficientes de modulación de los patrones de demanda horaria, menor es el volumen de regulación óptimo. Por ejemplo, con el patrón de demanda horaria existente en la zona regable de Fuente Palmera, el volumen de regulación óptimo de la balsa es del orden del 40 % de la demanda máxima diaria de la red de distribución. Sin embargo, en Hidrocurso S.A. no es necesaria la inclusión de un depósito de regulación.
3. En la valoración energética de los sistemas de impulsión resulta evidente la necesidad del conocimiento de la estructura de las tarifas eléctricas, o en el caso del mercado libre, las condiciones del suministro eléctrico. En el caso en estudio:
 - Las tarifas generales presentan mejores facturaciones del suministro eléctrico que las tarifas R de riegos agrícolas, a pesar de ser estas últimas las tarifas reguladas mayoritariamente contratadas en los riegos.
 - El no considerar el coste del término de potencia puede llegar a suponer el obviar el 55 % del coste total del suministro de energía eléctrica.
 - Las potencias a contratar en las tarifas generales de alta tensión en el mercado libre deben ser las potencias máximas demandadas en cada período horario, mientras que en el resto de las tarifas las potencias óptimas a contratar resultan inferiores a las máximas registradas por los máxímetros.

4. El modelo desarrollado, a partir de la valoración del mejor contrato del suministro eléctrico a tarifa regulada, se constituye como 'arma de gestión' de los gestores o técnicos de los sistemas agropecuarios en las negociaciones con la compañía eléctrica del contrato del suministro en el mercado liberalizado.
5. Con la metodología propuesta para establecer una política de gestión eficiente de los recursos agua y energía se obtienen unos ahorros de los costes totales anuales del 41% con respecto a la situación de la zona regable hasta abril de 1999 (contrato eléctrico con tarifa regulada) y del 30% con respecto a la situación de la zona regable a partir del 1 de mayo de 1999 (contrato eléctrico en el mercado liberalizado). En Hidrorecursos S.A. los ahorros obtenidos son del 92%.
6. Junto con los ahorros obtenidos con el diseño y gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua, la modelación de la demanda de agua supone un mayor ajuste de los volúmenes a bombear con la demanda real de la red de distribución, es decir, un uso más racional del recurso agua.



Bibliografía

Capítulo VII



Bibliografía

- Agüera, J. 2002. *Mecánica de fluidos incompresibles y turbomáquinas hidráulicas*, V Edición, Ciencia 3, S.A.
- Aldworth, G.A. 1983. Energy-saving pump selection. *J.AWWA*, 496-501.
- Aliaga, C., R. Griñó y M. Barracó. 1998. Optimización de las estrategias de control de redes de transporte hidráulico. *Ingeniería del Agua*, 5: 75-80.
- Álvarez, J.A., D. Carmona, E. Romero y A.R. Celma. 1997. Método de elección de la tarifa más adecuada en sistemas con régimen de carga establecido. *Energía*, 3: 93-98.
- Amigó, E. y E. Aguiar. 1994. *Manual para el diseño, construcción y explotación de embalses impermeabilizados con geomembranas*. Dirección General de Estructuras Agrarias, Consejería de Agricultura y Alimentación, Gobierno de Canarias.
- Arnold, J.G. y C.O. Stockle. 1991. Simulation of supplemental irrigation from on-farm ponds. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 117: 408-422.
- Asensio, R. 2003. *Selección de grupos de bombeo en redes hidráulicas a presión. Aplicación a sistemas intensivos de producción de anguilas*. Trabajo Profesional Fin de Carrera, Universidad de Huelva.
- Banks, F.E. 1994. Electricity pricing in Sweden in theory and practice. *Energy Resour.*, 16: 519-530.
- Banks, F.E. 1995. Economic theory and electricity futures markets. *Proc., 18th Int. Conf. of the Int. Ass. for Energy Economics*, Washington D.C., July 5-8, 1995.
- Banks, F.E. 1996. Economics of electricity deregulation and privatization: an introductory survey. *Energy*, 21: 249-261.
- B.O.E. 14-I-1995. Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas. *ARANZADI. Repertorio cronológico de legislación*, 1996, vol. I, 123: 346-367.
- B.O.E. 28-II-1997. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, núm. 285: 35.097-35.126.

- B.O.E. 30-12-1998. *Real Decreto 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999*, núm. 312: 44.106-44.112.
- Breytenbach, P., J.A. Meiring y L.K. Oosthuizen. 1996. The importance of the cost of electricity in irrigation farming. *Water SA*, 22: 333-338.
- Brion, M. y L.W. Mays. 1991. Methodology for optimal operation of pumping stations in water distribution systems. *J. Hydr. Engrg.*, 117: 1.551-1.569.
- Buchleiter, G.W. y D.F. Heermann. 1986. Using computers to manage irrigation systems. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 112: 354-365.
- Buchleiter, G.W. y D.F. Heermann. 1990. Management of multiple pump stations. *Applied Engrg. in Agric.*, 6: 39-44.
- Caballer, V. y N. Guadalajara. 1998. El cálculo del valor del agua como coste. Los recursos hídricos superficiales. Valoración económica del agua de riego. Mundi-Prensa, Madrid, 2: 23-48.
- Carrasco, J. L. y M.A. Hernán. 1993. Análisis de clusters. *Estadística multivariante en las ciencias de la vida*. Ed. Ciencia, 9: 293-338.
- Cembrano, G., G. Wells, J. Quevedo, R. Pérez y R. Argelaguet. 2000. Optimal control of a water distribution network in a supervisory control system. *Control Engrg. Practice*, 8: 1177-1188.
- Chao, J. 1979. Can off-peak pumping cut utility power operating costs? *J. Am. Water Works Assn.*, 71: 259-263.
- Clément, R. y A. Galand. 1979. *Irrigation par aspersion et réseaux collectifs de distribution sous pression*. Editions Eyrolles, París.
- Cobo, A., D. González-López, V. Iglesias-Argüelles, F. Ledesma, L. Luna-Sotorrio, F.J. Martínez, A. Martín-Hernández, J. Fernández-Polanco, S.M. Ruesga, F. Somohano y J.A. Trespalcios-Gutiérrez. 1999. La acuicultura. Biología, regulación, fomento, nuevas tendencias y estrategia comercial. Tomo II: Economía y gestión de la acuicultura. Mundi-Prensa, Madrid.

- Corominas, J. 1996. El regadío en el umbral del siglo XXI: Plan Nacional de Regadíos y Plan de Regadíos de Andalucía. *Ingeniería del Agua*, 3(4): 57-76.
- Coulbeck, B. 1984. Optimization of water networks. *Trans. Inst. MC6*, 271-280.
- Coulbeck, B. 1995. Optimización del régimen de operación de las estaciones de bombeo para reducir los costes energéticos. *Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistemas de distribución de agua*. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (UPV), 9: 271-296.
- Coulbeck, B. y C.H. Orr. 1984. A network analysis and simulation program for water distribution systems. *Civil Engrg. Systems*, 1: 139-144.
- Coulbeck, B. y C.H. Orr. 1989. Dynamic programming for optimization of pump selection and scheduling in water supply systems. *Dynamic programming for optimal water resources systems analysis*. A. Esogbue (Ed.), Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J., 289-296.
- Coulbeck, B. y M.J.H. Sterling. 1978. Optimised control of water distribution systems. *IEEE Proc.*, 125: 1039-1044.
- Crawley, P.D. y G.C. Dandy. 1993. Optimal operation of multiple-reservoir system. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 119: 1-17.
- Cruz-Neto, A.P. y J.F. Steffensen. 1997. The effects of acute hypoxia and hypercapnia on oxygen consumption of the freshwater european eel. *J. Fish Biol.*, 50: 759-769.
- Duke, H.R. 1990. Electric-powered irrigation: demand, use and control. *Energy in world agriculture, Vol. 3: Electrical energy in agriculture*. K.L. McFate (Ed.), Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam, 12: 225-249.
- Edwards, D.R., J.A. Ferguson y E.O. Fryar. 1992. Analyzing conjunctive use reservoir performance for soybean irrigation. I: Development of a simulation model. *Trans. ASAE*, 35: 129-135.
- Estevan, A. 1997. Las nuevas técnicas de gestión integral de la demanda eléctrica y su aplicación a la economía del agua. *La economía del agua en España*. Economía y Naturaleza, Fundación Argentaria, 103-120.

- Fallside, F. y P.F. Perry. 1975. Hierarchical optimisation of a water supply network. *IEEE Proc.*, 122: 202-208.
- FAO. 1993. Las políticas de recursos hídricos y la agricultura. *El estado mundial de la agricultura y la alimentación*. Organización de la Naciones Unidas para la Agricultura, Roma.
- Fuertes, V.S., J. García-Serra y M. García. 1996. Los depósitos en los sistemas de distribución. *Ingeniería Hidráulica Aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. U.D. Mecánica de Fluidos de la Universidad Politécnica de Valencia y Aguas de Valencia, S.A. (Eds.), Vol. II, capítulo 19: 877-935.
- García-Serra, J. y M. Moreira. 1992. La inyección directa a red con grupos de velocidad fija y variable. *Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 17.
- Giscosa. 1995. Todo sobre la impermeabilización de embalses con geomembranas sintéticas. *Impermeabilización profesional*, 7: 61-78.
- Gómez-Pompa, P. 1993. Instalaciones de bombeo para riego y otros usos. *Agrícola Española*.
- Gutiérrez-Estrada, J.C. e I. Pulido-Calvo. 2002. SEDPA: Sistema experto de ayuda al diagnóstico de patologías y de asesoramiento técnico de piscifactorías de anguilas. *Analistas Económicos de Andalucía*, Málaga.
- Gutiérrez-Estrada, J.C. 2003. Desarrollo y evaluación de modelos para la toma de decisiones. Caracterización de la producción de anguilas (*Anguilla anguilla* L.) en sistemas intensivos. Tesis Doctoral, Universidad de Córdoba.
- Hirose, S. 1997. Determination of the capacity of a regulating pond in a pipeline irrigation system. *Rural and Env. Engrg.*, 33: 66-78.
- Joalland, G. y G. Cohen. 1980. Optimal control of water distribution network by two multilevel methods. *Automatica*, 16: 83-88.

- Jorge, H., A. Martins y A. Gomes. 1992. Maximum demand control: a survey and comparative evaluation of different methods. *IEEE Power System Engrg., Summer Meeting, Seattle, WA, July 12-16.*
- Jowitt, P.W. y C. Xu. 1990. Optimal valve control in water distribution networks. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 116: 455-472.
- Jowitt, P.W. y G. Germanopoulos. 1992. Optimal pump scheduling in water-supply networks. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 118: 406-422.
- Karassik, I.J. y L.L. Petraccaro. 1990. Accionamiento de frecuencia variable. *Separatas técnicas de Whorthington.*
- Kerr, N.M. 1981. Desing of equipment and selection of materials. An Engineer's assessment. *Proceedings of the World Symposium on Aquaculture 'Heated Effluents and Recirculation System', Berlín (Alemania).*
- Koelle, E. 1994. Auditoría energética de un sistema de distribución de agua. Mejora del rendimiento y de la fiabilidad en sistema de distribución de agua. Aguas de Valencia y U.D. Mecánica de Fluidos (Universidad Politécnica de Valencia) (Eds.), 8: 245-267.
- Lago, J. y F. Maseda. 1983. Tarificación eléctrica en riegos agrícolas. *Agricultura*, 6: 646-649.
- Lansley, K.E. y L.W. Mays. 1989. Optimization model for water distribution design. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 115: 1.401-1.419.
- León, C., S. Martín, J.M. Elena y J. Luque. 2000. EXPLORE-Hybrid expert system for water networks management. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 126: 65-74.
- López-Luque, R. 1989. Optimización de redes de distribución de agua para riegos a presión. Trabajo Profesional Fin de Carrera, Universidad de Córdoba.
- López-Luque, R., J. Reca y J. Roldán. 1993. Algoritmo de selección y gestión de tarifas de energía eléctrica en los sistemas de impulsión de agua. *Actas de las XI Jornadas Técnicas sobre Riegos, Valladolid:* 323-328.

- López-Luque, R., J. Reca, E. Camacho, J. Roldán y M. Alcaide. 1995. Valoración energética y diseño óptimo de impulsiones con caudal variable. *Ingeniería del agua*, 2: 19-24.
- Losada, A. 1995. Bombas y sistemas de impulsión. *El riego. Fundamentos hidráulicos*. Mundi-Prensa, XII: 251-292.
- Martínez-Alzamora, F. y R. Pérez-García. 1992. Generalidades sobre bombas centrífugas. Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo I, capítulo 4.
- Martínez-Alzamora, F. y A. Sà-Marques. 1992. La regulación de los sistemas hidráulicos. Curso de Ingeniería Hidráulica aplicada a los Sistemas de Distribución de Agua. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, tomo II, capítulo 14.
- Martínez-Alzamora, F. y A. Vela. 1996. Optimización del esquema de operación de una red. *Curso de análisis, diseño, operación y mantenimiento de redes hidráulicas a presión*. Universidad Politécnica de Valencia, Dpto. Ingeniería Hidráulica y Medio Ambiente, y Aguas de Valencia (Eds.), tomo I, capítulo 10.
- Martínez-Canales, J. 1998. Optimización de la contratación y de la facturación del suministro de energía eléctrica. *Curso de estaciones de bombeo en abastecimientos y sistemas de riego*. Grupo de Mecánica de Fluidos, Universidad Politécnica de Valencia, 2ª parte, I I.
- Mataix, C. 1975. Turbomáquinas hidráulicas. ICAI, Madrid.
- Matsumoto, J. y W.L. Mays. 1979. Computerized pump analysis for water systems. *J. Env. Engrg.*, 105: 155-160.
- Mazón, J.J. y F. Moral. 1994. Disminución de costes mediante tarifas eléctricas en riegos de la Cuenca del Duero. *Symposium Nacional 'Presente y Futuro de los Regadíos Españoles'*, MOPTMA, CEDEX, Madrid.
- Mehta, B.K. y A. Goto. 1992. Design and operation of on-farm irrigation ponds. *J. Irrig. and Drain. Engrg.*, 118: 659-673.

- Nel, D. y J. Haarhoff. 1996. Sizing municipal water storage tanks with Monte Carlo simulation. *J. Water SRT–Aqua*, 45: 203-212.
- Nilsson, K. y M. Söderström. 1993. Industrial applications of production planning with optimal electricity demand. *Applied Energy*, 46: 181-192.
- Nitivattananon, V., E.C. Sadowski y R.G. Quimpo. 1996. Optimization of water supply system operation. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 122: 374-384.
- Ohlsson, L. 1995. *Hydropolitics-conflicts over water as a development constraint*. Zed Books & University Press, Londres.
- ONU. 1997. *Comprehensive assessment of the freshwater resources of the world*. United Nations Department for Policy Coordination and Sustainable Development (DPCSD), Commission on Sustainable Development.
- Ormsbee, L.E., T.M. Walski, D.V. Chase y W.W. Sharp. 1989. Methodology for improving pump operation efficiency. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 115: 148-164.
- Orr, C.H., B. Coulbeck y J.P. Rance. 1986. *Computer control of water supply—computer-aided pump-source analysis, design and simulation using the program GIPADS*. De Monfort University, Water Software Systems, Research Report, n° 43.
- Pérez-Arriaga, I.J. y C. Meseguer. 1997. Wholesale marginal prices in competitive generation markets. *IEEE Trans. on Power Systems*, 12: 710-717.
- Pérez-García, R. 1993. Dimensionado óptimo de redes de distribución de agua ramificadas considerando los elementos de regulación. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia.
- Pike, R.W. y L. Guerra. 1989. Técnicas de búsqueda multidimensional. Optimización en Ingeniería. *Alfaomega*, 7: 209-252.
- Pulido-Calvo, I. 1996. *Influencia de parámetros energéticos en el diseño de una red de impulsión y distribución de agua para riego*. Trabajo Profesional Fin de Carrera, Universidad de Córdoba.

- Pulido-Calvo, I., J. Roldán, R. López-Luque y J.C. Gutiérrez-Estrada. 2002. Gestión de la demanda de energía eléctrica en sistemas de impulsión de agua para riego. *Energía*, 164: 113-120.
- Pulido-Calvo, I. 2003. *Diseño y gestión óptimos de sistemas de impulsión y de almacenamiento de agua para riego*. Servicio de Publicaciones de la Universidad de Córdoba (edición en CD-ROM), Córdoba.
- Quimpo, R.G. y U.M. Shamsi. 1991. Reliability-based distribution system maintenance. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 17: 321-339.
- Rötger, A. 1996. El suministro de energía en el siglo XXI. *Novedades científicas alemanas, Ciencia Aplicada*, XXVIII: 1-3.
- Sabet, M.H. y O.J. Helweg. 1985. Cost effective operation of urban water supply system using dynamic programming. *Water Resour. Bull.*, 21: 75-81.
- Sabet, M.H. y O.J. Helweg. 1989. Peaking storage tanks for water supply systems. *Water Resour. Bull.*, 25: 1.047-1.053.
- Sadowski, E.C., V. Nitivattananon y R.G. Quimpo. 1995. Computer-generated optimal pumping schedule. *J. Am. Water Works Assn.*, 87: 53-63.
- Shepherd, A. y L. Ortolano. 1996. Water-supply system operations: Critiquing expert-system approach. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 122: 348-355.
- Stetson, L.E., D.G. Watts, F.C. Corey y I.D. Nelson. 1975. Irrigation system management for reducing peak electrical demands. *Trans. ASAE*, 18: 303-306 & 311.
- Sumpsi, J.M., A. Garrido, M. Blanco, C. Varela y E. Iglesias. 1998. *Economía y política de gestión del agua en la agricultura*. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación & Mundi-Prensa, Madrid.
- Surapong, C. y L. Bundit. 1996. An assessment of the potential for cool storage application in the Thai commercial sector. *Energy*, 21: 1.119-1.126.
- Tarquin, A.J. y J. Dowdy. 1989. Optimal pump operation in water distribution. *J. Hydr. Engrg.*, 115: 158-168.

- Tiews, K. 1981. *Aquaculture in heated effluents and recirculations systems*. K. Tiews, Berlín.
- Walski, T.M. 1993. Tips for saving energy in pumping operations. *J.AWWA*, 85: 49-53.
- Zessler, U. y U. Shamir. 1989. Optimal operation of water distribution systems. *J. Water Resour. Planning and Mgmt.*, 115: 735-752.

Anexo

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DYGOSIA V. I. 0

La aplicación de ordenador desarrollada soporta la optimización del sistema constituido por la estación de bombeo, la energía eléctrica consumida por los grupos de bombeo, la tubería de impulsión y el depósito de regulación, de forma que sea capaz de satisfacer una demanda dada. La función de costes totales a minimizar cuenta con los siguientes elementos:

1. El consumo energético de la estación de bombeo. Dicho coste está constituido por un término de potencia y un término de energía. El primero depende de la potencia contratada y del modo de facturar dicha potencia, factores ambos que se determinan una vez que han sido seleccionados los grupos de bombeo. El segundo depende del consumo de energía eléctrica de las bombas, que es función de la altura de energía y del caudal impulsado, así como del número de horas de funcionamiento y del contrato del suministro eléctrico elegido.
2. El coste de la estación de bombeo, que está directamente relacionado con la potencia de los grupos motor-bomba, que asimismo depende del caudal impulsado y de la altura de bombeo.
3. El coste de la tubería de impulsión, que depende del diámetro seleccionado, el cual determina las pérdidas de carga que se van a producir y, en consecuencia, la altura de energía que deberán proporcionar las bombas.
4. El coste del depósito o balsa de regulación, que está relacionado con el volumen del mismo. En éste podemos distinguir entre el volumen de reserva determinado por criterios que no son económicos y, el volumen de regulación el cual depende de las diferencias entre el caudal demandado y el caudal impulsado, estando éste último determinado por el régimen de bombeo (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, número de horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada).

Los costes anteriores están referidos a diferentes bases temporales. Los costes de inversión inicial (estación de bombeo, tuberías y depósito) se tienen en un momento puntual, mientras que los costes de explotación (costes energéticos) van a estar presentes a lo largo del tiempo. Para poder relacionar ambos se considera un período de referencia de duración

anual, de forma que se tienen en cuenta los costes energéticos a lo largo de todo un año y los costes de inversión amortizados.

La solución nos determina el régimen de bombeo (potencia y características de las bombas, caudal impulsado en cada hora, número de bombas en marcha, horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada), el diámetro de la tubería de impulsión, el volumen de regulación del depósito, y el contrato del suministro de energía eléctrica, de forma que se minimicen los costes totales del sistema.

Para iniciar el programa basta con hacer doble click en el icono de dicha aplicación. Así aparece la pantalla de presentación (figura A1) que pide la clave de acceso. Introducida ésta se espera a que aparezca la **Ventana Principal** (figura A2), que está compuesta de seis opciones principales en la barra de menú: *Archivo, Bombas, Costes, Optimizar, Resultados y Ayuda*, y de cuatro bloques diferenciados en el entorno de la ventana: *Requerimientos de altura de energía y caudal, Características, Costes y Parámetros de cálculo*. A continuación se describe cada una de las opciones de la barra de menú así como el entorno de ventana del menú principal.

I. Ventana principal

La optimización del diseño y gestión de sistemas de impulsión y almacenamiento de agua se inicia con la preselección de los grupos motor-bomba que pueden satisfacer las necesidades máximas de caudal y altura de energía de la red de distribución. La aplicación desarrollada compara estos

FIGURA A1

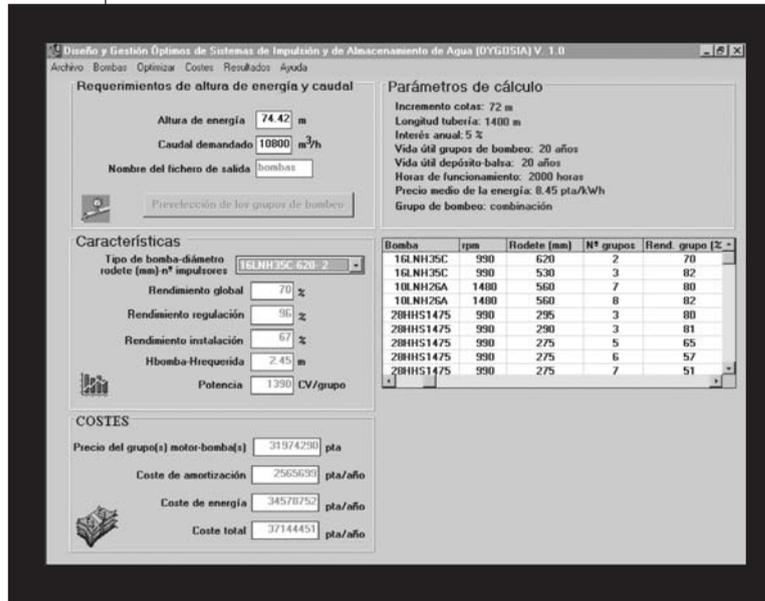
Pantalla de presentación de la aplicación de ordenador "Diseño y Gestión Óptimos de Sistemas de Impulsión y de Almacenamiento de Agua" (DYGOSIA)



requerimientos con las prestaciones de las bombas almacenadas en el fichero de datos (tabla A1), dando como salida las bombas y/o combinaciones de bombas que satisfacen las necesidades expuestas. El procedimiento seguido para determinar el número de grupos en paralelo consiste en fraccionar el caudal en 2, 3, ..., n

veces, considerando que no hay bombas que den caudales menores a 6 m³/h y que no hay más de 10 grupos en paralelo. Estos condicionantes pueden modificarse en la opción de barra Bombas.

FIGURA A2 Combinaciones de bombeo preseleccionadas para unos requerimientos dados en la ventana principal de la aplicación de ordenador DYGOSIA



Para la evaluación de los costes de cada combinación de grupos de bombeo se considera un precio medio de la energía eléctrica, un número medio de horas anuales de utilización de la instalación y que las bombas trabajan en un único punto de funcionamiento correspondiente al de necesidades máximas.

En el bloque del entorno de la ventana *Parámetros de cálculo* se muestran los valores que se van a considerar en la preselección de los grupos de bombeo y en la posterior evaluación de los costes que implica cada combinación elegida (figura A2). Los datos necesarios para calcular el diámetro y la altura de energía máxima necesaria en la tubería de impulsión son: el incremento de cotas (m) a superar y la longitud (m) de la tubería. La aplicación desarrollada también permite la introducción del diámetro (mm) seleccionado por el usuario. Los datos que se van a utilizar para la evaluación de los costes son: tasa de interés de la amortización (%), vida útil de los grupos de bombeo

(años), horas de funcionamiento de las bombas y precio medio de la energía eléctrica (€/kWh). Todos estos valores se introducen en la opción de barra *Costes*, que por defecto son: 5% de interés anual, 20 años de vida útil, 2.000 horas de funcionamiento y 0,06 €/kWh el precio medio de la energía eléctrica.

Las necesidades máximas de altura de energía (m) y caudal (m³/h) se muestran en el bloque *Requerimientos de altura de energía y caudal*, siendo necesario para su cálculo, además de los datos mencionados anteriormente, los ficheros de caudal demandado y tuberías que han de ser abiertos con la alternativa *Abrir* que se encuentra en la opción de barra *Archivo*. Estas dos cajas de texto también permiten la modificación a voluntad del usuario de los valores de necesidades máximas mediante la alternativa *Nuevo* localizada en la opción de barra *Archivo*. En la tercera caja de texto de este bloque se ha de escribir el nombre del fichero donde se guardarán las características de los grupos de bombeo que se van a seleccionar (tabla A1). Una vez que las tres cajas de texto están rellenas correctamente se activa el botón *Preselección de los grupos de bombeo*, que al pulsarlo determina los grupos motor-bomba que satisfacen los requerimientos impuestos y sus costes asociados. Previamente a este paso hay que abrir en la opción *Archivo* el fichero con las características de las bombas comerciales que se van a probar.

En el bloque de ventana *Características* se encuentra una primera caja de texto donde se muestra el tipo, diámetro de rodete (mm) y número de impulsores en paralelo de las combinaciones de bombeo preseleccionadas. Esta caja es desplegable y al hacer 'click' en una de las combinaciones se muestran el resto de características presentadas en sus respectivas cajas de texto: *Rendimiento global (%)*, *Rendimiento regulación (%)*, *Rendimiento instalación (%)*, $H_{bomba} - H_{requerido}$ (m) (diferencia entre las alturas de energía suministrada por los grupos de bombeo y requerida por el sistema de distribución) y *Potencia (CV/bomba)*. Asimismo en las cajas de texto del bloque *Costes* se presentan sus valores respectivos que se corresponden con el coste de inversión de la combinación de bombeo seleccionada (€), el coste de amortización de estos grupos (€/año), el coste de energía (€/año) y el coste total anual (€/año) suma de los costes de amortización y de energía. También aparece en el entorno de la ventana del menú principal una malla donde se resumen las características y costes de todas las combinaciones de bombeo preseleccionadas: marca y tipo de bomba, revoluciones por minuto (rpm), diámetro de rodete (mm), número de grupos en paralelo, rendimiento global (%), rendimiento regulación (%), rendimiento instalación (%), potencia de motores (CV/bomba), coste de inversión (€), coste de amortización (€/año), coste de energía (€/año) y coste total (€/año) (figura A2).

Opción de barra Archivo

Esta opción presenta un menú desplegable con cuatro opciones: *Nuevo*, *Abrir*, *Imprimir* y *Salir*. La opción *Nuevo* permite la introducción de nuevos datos en la aplicación para el cálculo de la altura de energía, caudal demandado y diámetro de la tubería de impulsión, y así ejecutar la aplicación tantas veces como se desee sin necesidad de iniciarla. También permite la modificación a voluntad del usuario de las necesidades máximas de altura de energía y caudal mostrados en el bloque de *Requerimientos de altura de energía y caudal* del entorno de ventana.

La opción *Abrir* es el soporte principal para la lectura de los datos relativos a la demanda de la zona regable y de las bases de datos con las características de los grupos motor-bomba, de las tuberías, de los depósitos y de los tipos de contratos del suministro de energía eléctrica. Estos ficheros pueden ser tipo texto o tipo Excel, y han de tener la forma que se muestra en la tabla A I. En los archivos de las bombas, de las tuberías y de los depósitos se pueden añadir todos los tipos que se deseen. En el archivo de los complementos tarifarios, cada una de las columnas son los distintos elementos que recargan o bonifican el término de energía (€/kWh). Así si no hay recargo ni bonificación en una hora se pone un 1, si hay recargo del 70% se pone 1,7 y si hay bonificación del 43% se pone 0,57. Estos factores multiplicarán al precio del kWh en función del tipo de tarifa eléctrica que se considere, valores registrados en el fichero de precios de la energía eléctrica. Estos dos ficheros correspondientes al contrato del suministro eléctrico pueden ser modificados en función del número de complementos a considerar y del año en que se quiera evaluar el coste energético (los precios de la energía eléctrica se revisan anualmente y son publicados en el Boletín Oficial del Estado en las primeras fechas del año) o de las condiciones acordadas con la compañía eléctrica en el caso de estar en el mercado libre.

Se recomienda abrir estos ficheros de datos cuando se inicia la aplicación, a pesar de que los ficheros de los depósitos y de los tipos de contrato del suministro eléctrico se utilizan en la ventana *Política de bombeo*, operativa después de la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de altura de energía y caudal.

La opción *Imprimir* tiene a su vez dos alternativas: *Configuración de impresora* y *Datos*. La primera permite seleccionar la impresora que se va a utilizar así como la configuración de ésta: orientación, tamaño y origen del papel, y tipo y calidad de gráficos. Asimismo se puede indicar el intervalo de impresión (todo, selección, páginas), la calidad de la impresión y el número

de copias a realizar. La segunda alternativa solicita la dirección del fichero de datos o resultados que se quiere imprimir. Por último, la opción *Salir* implica la terminación de la aplicación.

CUADRO A1

Estructura de los ficheros que contienen los datos relativos a la demanda de agua, las características de los grupos motor-bomba, las tuberías y los depósitos comerciales y, de los tipos de facturación eléctrica a considerar

Tipo de fichero	Columnas	Filas
Demanda	Hora / día / mes / demanda (m ³)	Número de horas de funcionamiento
Bombas	Marca / tipo / rpm / D rodete (mm) / A (m) / B (h/m ²) / C (h ² /m ⁵) / D (CV) / E (CV h/m ³) / F (CV h ² /m ⁶) / P _{m1} (CV) / C1 (€) / P _{m2} (CV) / C2 (€) / ... / P _{mn} (CV) / Cn (€)	Número de bombas comerciales
Tuberías	Material / D (mm) / Timbraje (atm) / Precio (€/m)	Número de tuberías comerciales
Depósitos	D (m) / Altura (m) / Capacidad (m ³) / Coste (€)	Número de depósitos
Precios de la energía eléctrica	Te (€/kWh) / Tp (€/kW-mes)	Tipos de tarifas eléctricas
Complementos de la facturación eléctrica	Sin DH / DH0 / DH1 / DH2 / DH3 / DH4 / DH5 / E /...	Horas del año

rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro; A, B, C, D, E, F = coeficientes de las curvas características de altura de energía y potencia; i (1, ..., n) = número de motores que pueden arrancar una bomba determinada; P_{mi} = potencia de los motores i que pueden arrancar una bomba dada; C_i = precios de los grupos motor-bomba; Te = término de energía; Tp = término de potencia; DH = discriminación horaria – DH0 = tipo 0, DH1 = tipo 1, DH2 = tipo 2, DH3 = tipo 3, DH4 = tipo 4, DH5 = tipo 5 –; E = complemento de estacionalidad

Opción de barra Bombas

La posibilidad de considerar un tipo determinado de grupos de bombeo o de preseleccionar aquellos que no impliquen déficit de altura de energía con un rendimiento del conjunto de la instalación igual o mayor al 30%, se realiza con esta opción. Se elige *Único* para la primera alternativa y *Combinación* para la segunda en la que el número máximo de bombas en paralelo es de 10. Si se selecciona esta segunda alternativa se puede cambiar el límite mínimo del valor del rendimiento del conjunto de la instalación, el número máximo de bombas en paralelo y el caudal mínimo que trasiega por una bomba (el valor por defecto es de 6 m³/h).

Opción de barra Costes

Anteriormente se indicó que en el bloque del entorno de la ventana *Parámetros de cálculo* se muestran los valores que se van a considerar en la

preselección de los grupos de bombeo, en la determinación del diámetro más económico de la tubería de impulsión y en la posterior evaluación de los costes que implica cada combinación elegida. Los datos necesarios se introducen en esta opción de barra del menú principal, que presenta un menú desplegable con seis alternativas: *altura de energía*, *interés anual (%)*, *vida útil grupos de bombeo* (años), *vida útil depósito-balsa* (años), *horas de funcionamiento* y *precio medio de la energía (€/kWh)*. Al hacer 'click' en *altura de energía*, aparece una nueva ventana en la que se marca si el diámetro de la impulsión es un dato o no, y si lo es se le da su valor en mm. Asimismo hay que indicar los valores del incremento de cotas (m) a superar y de la longitud de la tubería de impulsión (m). Las restantes opciones cuando se seleccionan despliegan una ventana donde hay que indicar el valor correspondiente.

Opción de barra Optimizar

En este menú, operativo después de la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de altura de energía y caudal de la red de distribución, se encuentran tres opciones: *Política de bombeo*, *Volumen depósito* y *Suministro eléctrico*. La primera alternativa determina el régimen de bombeo óptimo (características de los grupos motor-bomba, potencia de los grupos, caudal a impulsar en cada hora, número de grupos en marcha, horas de funcionamiento y, momentos de arranque y parada) utilizando para la comparación los grupos de bombeo preseleccionados, cuyas características se muestran en los bloques *Características* y *Costes* y en la malla que se muestra en la ventana principal. Permite también el considerar uno de los grupos con velocidad variable. Las segunda y tercera alternativas optimizan la capacidad del depósito o balsa de regulación y la facturación de la energía eléctrica, respectivamente.

Para el diseño óptimo de un sistema de impulsión y de almacenamiento de agua será necesario la selección de las tres alternativas. Sin embargo, en la gestión de un sistema con unos grupos de bombeo y una tubería de impulsión ya instalados, con o sin depósito de regulación y con un contrato del suministro eléctrico determinado, puede que sólo se quiera conocer el caudal a impulsar en cada hora, el número de grupos de bombeo en marcha, las horas de funcionamiento y los momentos de arranque y parada, y así proceder a la evaluación de los costes. Para este fin, el usuario sólo tendrá que seleccionar la opción *Política de bombeo*, y así se le preguntará por la existencia del depósito de regulación, y si lo hay por su volumen, y por el tipo de contrato del suministro de energía eléctrica. Asimismo en la opción de barra *Bombas*, se seleccionará la alternativa *Único*, ya que se considerará la

combinación de grupos existente en la instalación en estudio, y en la opción de barra *Costes*, se indicará el diámetro de la tubería de impulsión.

Si en la gestión de una red de distribución se quiere conocer la combinación de grupos de bombeo que mejor satisfacen la demanda de agua, en la opción de barra *Bombas* se seleccionará la alternativa *Combinación*, que dará las combinaciones de grupos de bombeo que aportan las necesidades máximas de altura de energía y caudal. Una vez operativa la opción de barra *Optimizar* se seleccionará la alternativa *Política de bombeo*, que es la que determinará la combinación óptima de grupos de bombeo entre las preseleccionadas. Si además se quiere conocer la capacidad más idónea de un depósito de regulación y/o el contrato óptimo del suministro eléctrico con los grupos de bombeo existentes o con los optimizados, se marcará la opción *Volumen depósito y/o Suministro eléctrico*.

Seleccionadas las alternativas por el usuario, se presenta la ventana *Política de bombeo* donde se dan los parámetros necesarios para el diseño y/o gestión óptimos del sistema de impulsión y de almacenamiento de agua, y se muestran los resultados correspondientes.

Opción de barra Resultados

El menú desplegable que resulta al marcar esta opción tiene como alternativas *Preselección grupos bombeo*, *Política de bombeo* y *Término de potencia*. Al seleccionarlas aparece otra ventana donde se pueden abrir los archivos de resultados correspondientes. En la primera alternativa el fichero de resultados, con los grupos de bombeo preseleccionados para unos requerimientos de altura de energía y caudal, tiene el nombre que el usuario indica en el bloque de ventana *Requerimientos de altura de energía y caudal* con la extensión '.pum'.

La alternativa *Política de bombeo* tiene como ficheros de resultados **Poliop_ti.pum**, que señala la combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito de regulación y contrato del suministro eléctrico, y **Poli_hora.pum**, el cual describe el régimen de funcionamiento de la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro. Si hay una estación de bombeo en serie con la anterior (rebombeo), además se tiene el fichero con los grupos de bombeo preseleccionados para esta segunda impulsión (su nombre es el mismo que el usuario le pone al fichero de grupos preseleccionados en la primera impulsión terminado en 're' y con la extensión '.pum') junto con los ficheros **Poliop_tire.pum** y **Poli_hore.pum**. **Poliop_tire.pum** cuenta con la combinación óptima de grupos de

bombeo y contrato del suministro eléctrico, y **Polihorare.pum** muestra el régimen de bombeo de esta segunda impulsión.

La alternativa *Término de potencia* puede tener, a su vez, uno o dos ficheros de resultados. Si la red de distribución de agua tiene un único punto de suministro de la energía eléctrica se tiene sólo el fichero **Resumen.pum**, y si hay dos puntos de suministro para cada una de las dos estaciones de bombeo, los ficheros son **Resumen1.pum** y **Resumen2.pum**. Estos resultados contienen los modos posibles de facturar la potencia contratada así como las potencias a considerar en la acometida eléctrica. La ventana de esta alternativa permite, a su vez, abrir una nueva ventana en la aplicación donde se indican las potencias óptimas a contratar para cada modo posible de facturar la potencia (apartado VIII.3). En el cuadro A2 se indica la estructura de los ficheros de resultados mencionados.

Opción de barra Ayuda

La opción *Contenido* de este menú permite que el usuario obtenga información respecto a las bases teóricas de la metodología desarrollada en esta aplicación de ordenador y respecto a su manejo. La búsqueda de la información puede obtenerse de una ficha que describe el contenido general o de una ficha índice de palabras clave. La opción *Acerca de...* muestra una caja de diálogo con la información general del programa: nombre, autor, organismo donde se ha desarrollado la aplicación, versión y año.

II. Ventana Política de bombeo

La determinación de la capacidad de almacenamiento, el diámetro de la tubería de impulsión, las combinaciones de grupos de bombeo y el contrato del suministro eléctrico, que permitan establecer una estrategia de bombeo acorde con la discriminación horaria del coste energético y que impliquen costes totales mínimos, se lleva a cabo en este menú operativo una vez que se selecciona en el menú principal la opción *Optimizar*.

Para determinar el régimen de bombeo óptimo hasta el depósito o balsa de regulación se ha desarrollado un algoritmo en el cual se han considerado las siguientes hipótesis de partida: a) se dispone de la demanda horaria de agua durante todo el período de funcionamiento; b) las bombas preseleccionadas en la ventana principal son las que se utilizan para bombear los volúmenes de agua demandados; c) se consideran depósitos cilíndricos y con forma de paralelepípedo de acero galvanizado y hormigón, y depósitos semienterrados de polietileno con forma de tronco pirámide de base cuadrada.

CUADRO A2 Estructura de los ficheros de resultados de la aplicación de ordenador DYGOSIA

Tipo de fichero	Columnas	Filas
Grupos motor-bomba preseleccionados: [nombre elegido usuario],pum y [nombre elegido usuario]re.pum	Marca bomba / Tipo bomba / rpm / D rodete (mm) / A (m) / B (h/m ²) / C (h ² /m ⁵) / D (CV) / E (CV h/m ³) / F (CV h ² /m ⁶) / Potencia (CV/bomba) / H _{real} - H _{nec} (m) / n° bombas en paralelo / η (%) / η _{reg} (%) / η _{inst} (%) / Coste inversión (€) / Coste amortización (€/año) / Coste energía (€/año) / Coste total (€/año)	Nº de grupos de bombeo preseleccionados
Combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito y factura eléctrica: Poliopti.pum y Polioptire.pum * En el rebombeo no existen estas columnas	[Grupos de bombeo]: marca / tipo / rpm / n° bombas en paralelo / Potencia (CV/bomba) [Tubería de impulsión]*: material / D (mm) / Longitud (m) / Timbraje (atm) [Depósito]*: volumen total (m ³) / volumen regulación (m ³) / D (m) / altura de agua (m) o [Balsa]*: volumen total (m ³) / volumen regulación (m ³) / L (m) / H1 (m) / H2 (m) [Contrato suministro eléctrico]: tarifa / DH / E / modo facturar potencia [Costes]: coste amortización (€/año), coste energía (€/año), coste total (€/año)	-----
Régimen de bombeo: Polihora.pum y Polihorare.pum	Hora / precio kWh / demanda (m ³ /h) / V _i (m ³) / V _{Ri} (m ³) / n / H _{nec} (m) / H _{real} (m) / P _n (CV) / P _s (CV) / P (CV) / η (%) / η _{reg} (%) / η _{inst} (%) [Si hay una bomba de velocidad variable además se añaden las columnas]: n _{BVF} / Q _{BVF} (m ³ /h) / P _{BVF} (CV) / η _{BVF} (%) / n _{BVV} / Q _{BVV} (m ³ /h) / α / N _g (rpm) / P _{BVV} (CV) / η _{BVV} (%)	Horas del periodo de funcionamiento
Modos de facturar la potencia y acometida eléctrica: Resumen.pum, Resumen1.pum y Resumen2.pum	[Modos facturar potencia]: potencia-s máxima-s demandada-s / potencia-s facturada-s con potencia-s máxima-s / potencia-s óptima-s a contratar / potencia-s facturada-s óptima-s [Acometida eléctrica]: potencias solicitadas en las inversiones de extensión y responsabilidad	-----

rpm = revoluciones por minuto; D = diámetro; A, B, C, D, E, F = coeficientes de las curvas características de altura de energía y potencia; H_{real} = altura de energía que dan las bombas; H_{nec} = altura de energía necesaria en el sistema de distribución; η = rendimiento global; η_{reg} = rendimiento regulación; η_{inst} = rendimiento instalación; L = longitud del lado de la base del depósito; H1 = profundidad de la excavación a realizar para la construcción del depósito; H2 = diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación del depósito; DH = discriminación horaria; E = complemento de estacionalidad; V_i = volumen útil almacenado en depósito en la hora i; V_{Ri} = volumen de recepción del depósito en la hora i; n = número de grupos motor-bomba funcionando en paralelo; P_n = potencia necesaria; P_s = potencia suministrada; P = potencia absorbida por las bombas; n_{BVF} y n_{BVV} = número de grupos motor- bomba de velocidad fija (BVF) y de velocidad variable (BVV); Q_{BVF} y Q_{BVV} = caudales que trasiegan las BVF y la BVV; P_{BVF} y P_{BVV} = potencias absorbidas por las BVF y por la BVV; η_{BVF} y η_{BVV} = rendimientos de las BVF y de la BVV; α = relación entre la velocidad de giro - N_g - y la velocidad de giro nominal

El fundamento del algoritmo se basa en el concepto de ‘período de vaciado’ que se define como el intervalo de tiempo en cuya hora inicial el depósito o balsa está lleno y en cuya hora final se produce un déficit. El incremento de agua a bombear en la hora de mayor bonificación energética de dicho período está condicionado por: a) el déficit producido al final del período de vaciado; b) el caudal de diseño de los grupos de bombeo; c) el volumen de recepción de agua del depósito o balsa.

Cuando no existen cotas lo suficientemente elevadas para alimentar la red de distribución o parte de ella por gravedad, se recurre a inyectar directamente con bombas escalonadas a la estación de bombeo de toma, que aspiran el agua desde el depósito o balsa de regulación. El número de grupos de bombeo en funcionamiento en cada momento dependerá del caudal demandado. Al igual que en la primera impulsión, se procede a la preselección de los grupos de bombeo que satisfacen las necesidades máximas de caudal y altura de energía.

FIGURA A3 Ventana Política de bombeo de la aplicación de ordenador DYGOSIA

Política de bombeo

Depósitos-balsas (precios)

- Impermeabilizante [pta/m²]: 400 [pta/m²]
- Terreno ocupado [pta/m²]: 11 [pta/m²]
- Movimiento de tierras [pta/m³]: 450 [pta/m³]

Tarifas eléctricas

- Tarifas de baja tensión
- Tarifas de alta tensión
- Tensión de servicio [kV]: 132

Rebombee

- Sin rebombee
- Un punto suministro de energía eléctrica
- Dos puntos suministro energía eléctrica
- Altura de energía [m]: 100
- Caudal[m³/h]: 10800
- Baja tensión
- Alta tensión
- Tensión de servicio [kV]:

Política de bombeo a depósito o balsa regulación

- Tipo de bomba-rodete: 10LHH/26A-560
- Marca: Ingersoll-Dresser rpm: 1480
- Nº de grupos motor-bomba: 8
- Potencia [CV/bomba]: 340
- Tubería impulsión: 1400 mm, 15 atm
- Tipo de tarifa eléctrica: 2.3
- Discriminación horaria: DH3 y E
- Modo facturar potencia: 5A

Balsa de un volumen total de 91000 metros cúbicos

Coste grupos bombeo [pta/año]: 2596802

Coste tubería impulsión [pta/año]: 7358176

Coste depósito o balsa [pta/año]: 1921885

Coste término energía [pta/año]: 25386023

Coste total: 37362886 pta/año (sólo considerar el término de potencia)

Estación de rebombee

- Tipo bomba-rodete: 10LHH/26A-620
- Marca: Ingersoll-Dresser rpm: 1480
- Nº de grupos de bombeo: 7
- Potencia [CV/bomba]: 340
- Tipo de tarifa eléctrica: 2.3
- Discriminación horaria: DH3 y E
- Modo facturar potencia: 5A
- Coste grupos bombeo [pta/año]: 2387118
- Coste término energía [pta/año]: 50605021
- Coste total [pta/año]: 52992139

Cálculo

Bomba:

- Dámetro de rodete: ---
- Nº grupos bombeo: ---
- Tipo de reserva: ---
- Proceso: 100.00.3
- Tiempo transcurrido: 00:04:21
- Horas campaña: ---
- Capacidad (m³): ---
- Control eléctrico: ---
- Pasar: ---

Costes totales

- Bombeo de toma:** 37362886 pta/año
- Bombeo de carga:** 52992139 pta/año
- Coste total:** 90355025 pta/año

Buttons: Calcular bombeo de toma, Calcular bombeo de puesta en carga, Gráfica de política de bombeo, Cerrar

Esta ventana tiene siete bloques diferenciados: *Depósitos-Balsas (precios)*, *Tarifas eléctricas*, *Rebombee*, *Política de bombeo a depósito o balsa de regulación*, *Estación de rebombee*, *Cálculo* y *Costes totales*. En los tres primeros se

introducen datos necesarios en la optimización y en los cuatros restantes se muestran los resultados de ésta. Asimismo esta ventana cuenta con cuatro botones: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de puesta en carga*, *Gráfico de política de bombeo* y *Cerrar* (figura A3).

Bloque Depósitos-Balsas (precios)

Cuando los depósitos a considerar son de chapa o de hormigón, en este bloque sólo está operativo el botón *Terreno ocupado* (€/m^2), ya que junto con el coste del depósito se considera el coste de oportunidad que supone dejar de percibir el beneficio derivado del uso de la superficie de terreno ocupado.

Los otros dos botones, *Impermeabilizante* (€/m^2) y *Movimiento de tierras* (€/m^3), están operativos cuando los depósitos a considerar son semienterrados, siendo el movimiento de tierras, el material de impermeabilización y la superficie de terreno ocupado los tres elementos que de manera sustancial influyen en el coste de la balsa.

Al pulsar cada uno de estos tres botones se despliega una ventana donde se indica el valor a considerar, y aparece en la pantalla junto con el botón correspondiente. Los valores por defecto son de $2,4 \text{ €/m}^2$ para el material impermeabilizante, $0,24 \text{ €/m}^2$ para la superficie de terreno ocupado y $4,2 \text{ €/m}^3$ para el movimiento de tierras. La vida útil del depósito o balsa de regulación a considerar se ha de introducir en la ventana principal en la opción de barra Costes.

Bloque Tarifas eléctricas

La aplicación desarrollada permite seleccionar todas las tarifas eléctricas en baja y alta tensión que se encuentren registradas en el fichero de datos correspondiente (tabla A1), para así comparar las facturaciones de la energía eléctrica en todos los casos posibles. Sin embargo en la práctica sólo se deberá seleccionar una alternativa, ya que la tensión de suministro y el punto de conexión corre a cargo de la empresa eléctrica. Si el suministro es en alta tensión hay que indicar la tensión de servicio (kV) en el cuadro de texto correspondiente, ya que en función del nivel de tensión en el que estemos tendremos distintas tarifas eléctricas posibles.

Bloque Rebombeo

Según el Real Decreto 2949/1982 de Acometidas Eléctricas (B.O.E. 29-12-82) el punto de conexión a la red eléctrica será establecido por la

empresa suministradora, por lo que si hay grupos de bombeo escalonados con la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, se plantea la posibilidad de tener un único punto de suministro de energía eléctrica en el sistema de distribución de agua o de tener dos puntos de suministro, uno para cada una de las estaciones de bombeo consideradas. La primera opción supone la facturación conjunta de la energía eléctrica para ambas estaciones, mientras que la segunda implica tener dos facturaciones diferentes.

Con un único punto de suministro, la tarifa eléctrica óptima para los grupos de bombeo que impulsan hasta el depósito de regulación, es la tarifa a contratar en toda la instalación, por lo que en este bloque sólo hay que marcar la opción *Un punto de suministro de energía eléctrica*, e indicar los valores máximos de altura de energía (m) y de caudal (m^3/h) necesarios en el rebombeo. Con la serie de demanda horaria de agua de esta segunda impulsión (cuadro A1), se probarán todas las combinaciones de grupos de bombeo preseleccionados, eligiendo la de mínimo coste. Si la opción es *Dos puntos de suministro de energía eléctrica*, la aplicación compara todas las combinaciones de bombeo preseleccionadas con todos los tipos de contratos posibles del suministro eléctrico, seleccionando para la segunda impulsión la solución de coste mínimo. En este caso además de indicar las necesidades máximas de caudal (m^3/h) y de altura de energía (m), hay que señalar si este segundo punto de conexión a la red eléctrica es en baja o en alta tensión, y si es en alta también se escribirá la tensión de suministro (kV). En este bloque por defecto aparece marcada la opción *Sin rebombeo* que implica el no tener operativos ningunas de las opciones siguientes.

Botones Calcular bombeo de toma, Calcular bombeo de puesta en carga, Gráfica de política de bombeo y Cerrar

Al pulsar el botón *Calcular bombeo de toma* se inicia el proceso de optimización del sistema constituido por la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, la tubería de impulsión, el depósito de regulación y el contrato del suministro eléctrico, a partir de una demanda horaria de agua conocida. Con el botón *Calcular bombeo de puesta en carga* se inicia el proceso de optimización del sistema constituido por la estación de bombeo que impulsa directamente el agua desde el depósito a la red de distribución y el contrato del suministro eléctrico. El botón *Gráfica de política de bombeo* muestra una nueva ventana con la representación gráfica del esquema de operación óptimo del sistema de impulsión hasta el depósito o la balsa de regulación, siendo el eje de abscisas las horas de funcionamiento del sistema y el eje de ordenadas el volumen a impulsar

en cada hora (m^3/h). Esta ventana tiene a su vez dos botones, uno para imprimir la gráfica y otro para cerrar la ventana. El botón *Cerrar*, como su nombre indica, cierra la ventana *Política de bombeo* para volver a la ventana principal de la aplicación en estudio.

Si no hay estación de rebombeo los botones inicialmente operativos son *Calcular bombeo de toma* y *Cerrar*, y si hay dos estaciones de bombeo en serie además está operativo el botón *Calcular bombeo de puesta en carga*. Una vez que el proceso de optimización ha terminado se pone operativo el botón *Gráfica de política de bombeo*.

Bloque Política de bombeo a depósito o balsa regulación

En este bloque se muestran los resultados más relevantes del proceso de optimización del sistema de impulsión hasta el depósito o la balsa de regulación, presentándose los resultados completos de la combinación óptima de grupos de bombeo, tubería de impulsión, depósito y factura eléctrica en el archivo **Polioppti.pum**, del régimen de bombeo en el archivo **Polihora.pum**, y del modo de facturar la potencia en el archivo **Resumen.pum** o **Resumen I.pum**, dependiendo de la existencia de una estación de rebombeo y del número de puntos de suministro de la energía eléctrica.

Las etiquetas presentadas son: tipo de bomba-diámetro rodete, marca de grupos de bombeo, revoluciones por minuto (rpm), número de grupos motor-bomba en paralelo, potencia de cada motor (CV/bomba), diámetro (mm) y timbraje (atm) de la tubería de impulsión, tipo de tarifa eléctrica, discriminación horaria, modo de facturar la potencia, volumen total del depósito o balsa (m^3), coste grupos de bombeo (€/año), coste tubería de impulsión (€/año), coste depósito o balsa (€/año), coste término de energía (€/año) y coste total (€/año). Este coste total no incluye el coste del término de potencia que se muestra en la ventana *Término de potencia*.

Asimismo en la parte superior derecha de este bloque se representa gráficamente el tipo de reserva de almacenamiento de agua seleccionada en la optimización, indicando sus parámetros de diseño. Luego si es un depósito circular, se señala el diámetro (m) y la altura de agua (m) que ha de tener, y si es una balsa, la longitud del lado de la base (m), la profundidad de la excavación (m), la diferencia entre la altura de agua y la profundidad de la excavación (m), el resguardo (= 1 m), la pendiente exterior (= 2), la pendiente interior (= 3) y la anchura del pasillo de coronación (= 5 m).

Bloque Estación de rebombeo

En este bloque se muestran los resultados más relevantes del proceso de optimización de la impulsión directa a la red de distribución, presentándose los resultados completos de la combinación óptima de grupos de bombeo y del contrato del suministro eléctrico en el archivo **Polioptire.pum**, del régimen de bombeo en el archivo **Polihorare.pum** (en este caso los caudales a impulsar en cada hora siguen la curva de demanda horaria de agua de la red de distribución), y del modo de facturar la potencia en el archivo **Resumen.pum** o **Resumen2.pum**.

Las etiquetas presentadas son: tipo de bomba-diámetro rodete, marca de grupos de bombeo, revoluciones por minuto (rpm), número de grupos motor-bomba en paralelo, potencia de cada motor (CV/bomba), tipo de tarifa eléctrica, discriminación horaria, modo de facturar la potencia, coste grupos de bombeo (€/año), coste término de energía (€/año) y coste total (€/año). Este coste total no incluye el coste del término de potencia que se muestra en la ventana *Término de potencia*.

Bloque Costes totales

Muestra los resultados de los costes anuales optimizados de la estación de bombeo que toma el agua de la fuente de suministro, de la estación de rebombeo en serie con la anterior y de los costes totales de ambas estaciones de bombeo, sin considerar el coste de facturación de la potencia contratada que se presenta en la ventana *Término de potencia*.

Bloque Cálculo

El control del tiempo de ejecución de la optimización se lleva a cabo en este bloque, en el que se indica en tiempo real la combinación de grupos de bombeo, el tipo y volumen de la reserva para el almacenamiento de agua, el tipo de contrato del suministro eléctrico y las horas del periodo de funcionamiento que se están utilizando en el proceso. Además se indica el tiempo de ejecución transcurrido en horas, minutos y segundos, en porcentaje en la etiqueta *proceso*, y gráficamente con una barra de estado.

VIII.3 Ventana *Término de potencia*

Como ya se indicó anteriormente, al hacer 'click' en *Término de potencia* de la opción de barra *Resultados* del menú principal, aparece una ventana

donde se pueden abrir los ficheros de resultados correspondientes así como una nueva ventana que contiene las potencias óptimas a contratar en cada modo posible de facturar la potencia, modos que dependen del tipo de contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo. Luego esta ventana tiene seis bloques diferenciados que son: *Modo 1 (sin maxímetro)*, *Modo 2 (un maxímetro)*, *Modo 3 (tres maxímetros)*, *Modo 4 (cuatro maxímetros)*, *Modo 5A (estacional)* y *Modo 5B (estacional)*, y seis botones: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de carga*, *Calcular bombeos de toma y carga*, *Acometida*, *Imprimir* y *Fin* (figura A4).

FIGURA A4 Ventana Término de potencia con los resultados del contrato del suministro eléctrico 1.3 discriminación horaria tipo 3 con posibilidad de un contrato de temporada de 7 meses

The screenshot shows a window titled "Término de potencia" with the following content:

Modo 1 (sin maxímetro)	Modo 2 (un maxímetro)	Modo 3 (dos maxímetros)	Modo 4 (tres maxímetros)	Modo 5 A (estacional)	Modo 5 B (estacional)
Potencia contratada: 6050 kW / 6050 kW	Potencia contratada: 6063 kW / 6524 kW	Potencia contratada en valle: 9510 kW / 6718 kW	Potencia contratada en valle: 5799 kW / 6039 kW	Potencia contratada en punta en temporada alta: _____	Potencia contratada en temporada alta: _____
Potencia facturada: 82209 kW / 47955 kW	Potencia facturada: 70100 kW / 42914 kW	Potencia contratada en llano punta: 4211 kW / 5634 kW	Potencia contratada en llano: 5196 kW / 5939 kW	Potencia contratada en llano en temporada alta: _____	Potencia contratada en temporada media: _____
Coste: 22954141 pta/año / 19997373 pta/año	Coste: 19487836 pta/año / 17895397 pta/año	Potencia contratada en punta: 63246 kW / 40346 kW	Potencia contratada en punta: 2162 kW / 2378 kW	Potencia contratada en punta en temporada baja y en valle en temporada alta: _____	Potencia contratada en temporada baja: _____
Contrato de temporada de 7 meses	Contrato de temporada de 7 meses	Coste: 17582564 pta/año / 16824524 pta/año	Coste: 12574589 pta/año / 11815278 pta/año	Potencia contratada en valle en temporada media y, en llano y en valle en temporada baja: _____	Potencia facturada: _____
		Contrato de temporada de 7 meses	Contrato de temporada de 7 meses	Coste: _____	Coste: _____

Buttons at the bottom:

- Calcular bombeo de toma
- Calcular bombeos de toma y carga
- Calcular bombeo de carga
- Acometida
- Imprimir
- Fin

Con el régimen de bombeo óptimo hasta el depósito de regulación se tiene la distribución óptima de los volúmenes impulsados en cada hora del periodo de funcionamiento, lo que permite determinar la potencia máxima demandada en cada período de discriminación horaria considerado. Con estos valores se prueban las posibles potencias contratadas, desde 1 kW hasta los valores máximos nominales de potencias demandadas, para encontrar aquellos que den la potencia a facturar mínima. Si no hay estación de rebombeo, esto se calcula pulsando el botón *Calcular bombeo de toma* que es el que está operativo junto con los botones *Acometida*, *Imprimir* y

Fin. Al pulsar el botón *Acometida* se abre otra ventana donde se señala las potencias a considerar en las instalaciones de extensión y responsabilidad de la acometida eléctrica. El botón *Imprimir* permite sacar en papel los resultados de la ventana *Término de potencia* y con el botón *Fin* se cierra, volviendo a la ventana principal de la aplicación.

Si hay estación de rebombeo con potencias absorbidas dependientes de la demanda de agua de la red de distribución, y además un solo punto de suministro de la energía eléctrica, se determina/n la/s potencia/s a contratar considerando las potencias simultáneas demandadas por las estaciones de toma y de puesta en carga, estando operativo, por tanto, el botón *Calcular bombeos de toma y carga* junto con *Acometida*, *Imprimir* y *Fin*. Si son dos los puntos de conexión de la energía eléctrica, uno para cada estación de bombeo, se obtiene/n la/s potencia/s a contratar en cada punto de conexión de la red eléctrica, considerando separadamente las potencias demandadas en cada estación de bombeo. En este caso los botones operativos son: *Calcular bombeo de toma*, *Calcular bombeo de carga*, *Acometida*, *Imprimir* y *Fin*.

De este modo, los resultados de las potencias óptimas a contratar y de la potencia óptima a facturar en cada modo posible, función del contrato del suministro eléctrico seleccionado como óptimo, se muestran en los bloques del entorno de la ventana *Término de potencia*. Si hay posibilidad de un contrato de temporada, también se indica en la pantalla (color blanco) junto con los resultados del contrato anual (color rojo) (figura A4). El modo que resulte más económico se indica con una bombilla en la parte superior derecha del bloque correspondiente.

