

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE
Escuela Politécnica Superior de Orihuela
Departamento de Ingeniería



PROGRAMA DE DOCTORADO
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS AGRARIAS Y ALIMENTARIAS

**EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MANTENIMIENTO DE GRUPOS
SUMERGIDOS DE POZO PROFUNDO EN
COMUNIDADES DE REGANTES**



Tesis doctoral

Miguel Mora Gómez
2015



AUTORIZACIÓN DE DIRECTORES

D. Ricardo Abadía Sánchez, Profesor Titular de Universidad y Director del Departamento de Ingeniería, y **D^a. Carmen Rocamora Osorio**, Profesora Titular de Universidad y Subdirectora del Departamento de Ingeniería, ambos en la Universidad Miguel Hernández de Elche,

Certifican,

Que la presente Tesis Doctoral titulada, **“EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MANTENIMIENTO DE GRUPOS SUMERGIDOS DE POZO PROFUNDO EN COMUNIDADES DE REGANTES”** ha sido realizada por **D. Miguel Mora Gómez**, bajo nuestra dirección y supervisión, en el Departamento de Ingeniería de la Universidad Miguel Hernández de Elche para la obtención del Grado de Doctor por la Universidad Miguel Hernández de Elche.

Y, para que conste a los efectos oportunos, firman el presente certificado

Orihuela, a 10 de febrero de 2015.



Dr. Ricardo Abadía Sánchez

Dra. Carmen Rocamora Osorio



CONFORMIDAD DEL DEPARTAMENTO

D. Ricardo Abadía Sánchez, Director del Departamento de Ingeniería, de la Universidad Miguel Hernández de Elche,

DA SU CONFORMIDAD a la lectura de la tesis doctoral titulada **“EFICIENCIA ENERGÉTICA Y MANTENIMIENTO DE GRUPOS SUMERGIDOS DE POZO PROFUNDO EN COMUNIDADES DE REGANTES”** presentada por **D. Miguel Mora Gómez**

Para que conste y surta los efectos oportunos, firma el presente certificado en Orihuela, a 10 de febrero de 2015.

Dr. Ricardo Abadía Sánchez





AGRADECIMIENTOS

Esta tesis es el resultado de varios años de esfuerzo compartido. Muchas personas me han ayudado de formas muy distintas a terminar este proyecto. Me gustaría aprovechar este apartado para agradecerse.

A mis directores, Ricardo Abadía Sánchez y M. Carmen Rocamora Osorio por guiarme todo este tiempo. Gracias a Ricardo por brindarme en 2007, a través de una beca de investigación financiada por el IDAE, la posibilidad de comenzar a trabajar por primera vez en el regadío con el proyecto "Protocolo de Auditoría Energética para Comunidades de Regantes" y darme continuidad posteriormente con el trabajo final de carrera, el DEA y finalmente la tesis. Él es el principal culpable de que me dedique a la gestión de regadíos. Gracias M. Carmen por tus meticulosas revisiones y por tu empeño en conseguir que esta tesis salga adelante.

A la Escuela Politécnica Superior de Orihuela en general y al Departamento de Ingeniería en particular por poner a mi disposición todo cuanto ha sido necesario. Especialmente a: Herminia Puerto Molina, Antonio Ruiz Canales, Eva María Garrido Sotomayor y José Joaquín García Díez.

A todos los trabajadores de las Comunidades de Regantes, que me han abierto las puertas de las instalaciones y regalado su tiempo y conocimiento empírico de gran valía.

Juan de Dios López Albadalejo (técnico en Juan Azcue, S.L.) por compartir desinteresadamente conmigo sus experiencias eminentemente prácticas del mundo de las electrobombas sumergibles, así como por facilitarme el cuadro de precios de los trabajos de mantenimiento (grúa y taller).

Jorge Vera Morales, amigo y socio en Moval Agroingeniería, por luchar conmigo en todas las batallas que empezamos a acumular en el cuerpo dentro del hostil y hermoso universo del regadío.

Ana Hernández Muñoz por su ayuda con el inglés.

Pedro Miguel Mena Parreño por su amistad ilustrada y sus buenos consejos.

Mis padres (María y Miguel) y hermanas (Victoria y Cristina) por todo lo que representan en mi vida. Siempre nos levantaremos.

Mi mujer (Beatriz Rocamora Montiel) por numerosas cosas pero sobre todo por aportarme el combustible emocional necesario para no abandonar una tesis que se ha realizado de modo intermitente durante fines de semana y vacaciones. A ella le dedico este trabajo.

Gracias, gracias y gracias.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. El regadío como consumidor de agua para producir alimentos	1
1.2. Factores que han motivado el incremento de los costes energéticos en los regadíos españoles	3
1.2.1. Desarrollo de tecnología de bombeo	3
1.2.2. Descenso de los niveles de los pozos	6
1.2.3. Modernización de regadíos (binomio agua y energía)...	12
1.2.4. Cambio del mercado energético	15
1.2.5. Aumento de impuestos a la energía a través del IVA	19
1.3. Consumo energético y dependencia energética nacional.....	19
1.3.1. Consumo energético de la agricultura y pesca	20
1.4. Los pozos en el regadío como fuente de recursos hídricos y como sumidero de recursos energéticos	21
1.5. Equipos consumidores de energía en un pozo	24
1.5.1. Bomba	26
1.5.2. Motor.....	29
1.5.3. Cable	35
1.6. Singularidades propias de los bombeos de pozo.....	37
1.7. Necesidad de mantenimiento preventivo	39
1.7.1. Ventajas del mantenimiento preventivo frente al correctivo	41
1.8. Las labores del mantenimiento preventivo de grupos de pozo	42
1.9. Estudios realizados para mejorar el diseño y gestión de estaciones de bombeo de pozo	43
2. OBJETIVOS	46
3. POZOS ANALIZADOS	47
3.1. Pozo empleado para validar el modelo	47
3.2. Pozos empleados para aplicar el modelo validado	47
4. METODOLOGÍA	50
4.1. Cálculo de los costes de operación actuales.....	50
4.1.1. Cálculo de los costes energéticos actuales por unidad de volumen bombeado	50
4.1.2. Cálculo de los costes de mantenimiento	54
4.2. Cálculo de los costes de operación potenciales	54
4.2.1. Cálculo de los costes energéticos potenciales por unidad de volumen bombeado	54
4.2.2. Cálculo de los costes de mantenimiento preventivo potenciales	57
4.2.2.1. Costes de grúa	58
4.2.2.2. Costes de taller.....	63
4.2.2.3. Costes de mantenimiento preventivo totales.....	65
4.2.2.4. Costes de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado	66
4.3. Indicadores propuestos para la caracterización de pozos	67

4.3.1.	Coeficiente de funcionamiento global	68
4.3.2.	Coeficiente de diseño y manejo	68
4.3.3.	Coeficiente de funcionamiento hidráulico	70
4.3.4.	Coeficiente de altura suministrada	71
4.3.5.	Coeficiente del cable	72
4.4.	Criterio de implementación del mantenimiento preventivo	72
4.5.	Estimación del ahorro potencial	72
4.6.	Cálculo de los costes de operación tras ejecutar mantenimiento preventivo	73
4.6.1.	Cálculo de los costes energéticos por unidad de volumen bombeado	73
4.6.2.	Costes de mantenimiento preventivo	73
4.7.	Indicadores de caracterización del pozo tras el mantenimiento	74
4.8.	Validación del modelo de gestión de pozos propuesto	74
4.8.1.	Comparación de los costes reales de mantenimiento preventivo frente a los costes de mantenimiento estimados con el modelo propuesto	74
4.8.2.	Comparación de los indicadores de caracterización	74
4.8.3.	Comparación de los costes de operación tras mantenimiento preventivo frente a los costes de operación iniciales	75
4.8.4.	Comparación del ahorro real obtenido con la ejecución del mantenimiento preventivo frente al previsto	75
4.9.	Aplicación del modelo de gestión de pozos propuesto	75
4.10.	Equipos empleados en la toma de datos en campo	75
4.11.	Plan de trabajo	79
4.11.1.	Validación del modelo de gestión de mantenimiento preventivo en pozos	79
4.11.2.	Aplicación del modelo validado	83
5.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	84
5.1.	Validación del modelo en un pozo	84
5.1.1.	Costes de operación actuales	84
5.1.2.	Costes de operación potenciales	85
5.1.3.	Indicadores caracterización en la situación actual	87
5.1.4.	Comparación de los costes de operación actuales frente a los potenciales	90
5.1.5.	Ahorro económico y energético potencial	90
5.1.6.	Costes de operación tras mantenimiento preventivo ejecutado	90
5.1.7.	Indicadores de caracterización del pozo tras ejecutar el mantenimiento preventivo	93
5.1.8.	Comparación de los indicadores de caracterización iniciales y tras el mantenimiento	95
5.1.9.	Comparación de los costes mantenimiento preventivo reales frente a los previstos con el modelo	97

5.1.10.	Comparación de los costes de operación actuales frente a los resultantes tras ejecutar mantenimiento.....	101
5.1.11.	Ahorro energético y económico alcanzado.....	101
5.1.12.	Resumen de resultados de la validación.....	102
5.2.	Aplicación del modelo a 22 pozos.....	105
5.2.1.	Costes de operación actuales	105
5.2.2.	Costes de operación potenciales.....	108
5.2.3.	Indicadores caracterización	118
5.2.4.	Resumen de las causas de las bajas eficiencias energéticas	132
5.2.5.	Comparación entre la situación actual, potencial y ahorro potencial	133
6.	CONCLUSIONES	140
7.	FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	142
8.	REFERENCIAS	143

ANEJO I. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES ANALIZADAS

ANEJO II. PUBLICACIÓN SELECCIONADA PARA LA TESIS DOCTORAL

ANEJO III. GALERÍA DE IMÁGENES DE LAS LABORES DE MANTENIMIENTO REALIZADAS EN EL POZO DE VALIDACIÓN



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Evolución de los términos regulados de la energía y potencia (serie 2007 – 2014)	16
Tabla 2. Consumo de energía final de la Agricultura en 2010	21
Tabla 3. Superficie regada con aguas subterráneas por Cuenca Hidrográfica	22
Tabla 4. Agua para agricultura por tipo de recurso y comunidad autónoma.....	23
Tabla 5. Características de motores asíncronos trifásicos con rotor en jaula de ardilla.....	34
Tabla 6. Características básicas del pozo empleado para validar el modelo.....	47
Tabla 7. Descripción básica de las instalaciones analizadas.....	48
Tabla 8. Calificación de la eficiencia energética de los bombeos, descripción y especificaciones.....	51
Tabla 9. Caídas de tensión unitarias por A y km para cables de 0,6/1 kV.	53
Tabla 10. Costes de grúa para cada diámetro en función de la longitud.	60
Tabla 11. Coeficientes de ajustes y determinación de las ecuaciones que modelizan los costes de grúa para cada diámetro.	63
Tabla 12. Costes de taller en euros para llevar a cabo un mantenimiento de un grupo motobomba en función de la altura manométrica y del caudal nominal de la bomba.	64
Tabla 13. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de funcionamiento global del pozo (CFG).....	68
Tabla 14. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de diseño y manejo global del pozo (CDM)	70
Tabla 15. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de funcionamiento hidráulico del pozo (CFH).....	71
Tabla 16. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de altura suministrada del pozo (CAS)	72
Tabla 17. Calificación, descripción y especificación del Coeficiente del cable (CC)	72
Tabla 18. Características del analizador de redes eléctricas.....	76
Tabla 19: Características de las sondas de presión, caudalímetro y <i>datalogger</i>	77
Tabla 20. Eficiencia energética actual del equipo de pozo empleado para validar el modelo.	84
Tabla 21. Calificación y descripción energética del bombeo	85
Tabla 22. Consumo específico y coste unitario de elevación actual del bombeo	85
Tabla 23. Cálculo de la eficiencia energética potencial	86

Tabla 24. Consumo específico y coste energético de elevación potencial	86
Tabla 25. Costes de mantenimiento preventivo previstos (Grúa y Taller)	87
Tabla 26. Costes totales previstos asociados al mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado.....	87
Tabla 27. Calculo de los costes de operación potenciales.....	87
Tabla 28. Resumen de los indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)	88
Tabla 29. Coeficiente de funcionamiento global (CFG) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)	88
Tabla 30. Coeficiente de diseño y manejo (CDM) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)	89
Tabla 31. Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)	89
Tabla 32. Coeficiente de altura suministrada (CAS) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)	89
Tabla 33. Coeficiente del cable (CC) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo).....	89
Tabla 34. Comparación de los costes de operación actuales frente a los potenciales.....	90
Tabla 35. Cálculo de la eficiencia energética tras ejecutar mantenimiento preventivo.....	91
Tabla 36. Calculo de consumo específico y coste unitario de elevación tras ejecutar mantenimiento	91
Tabla 37. Costes reales de mantenimiento (Taller y Grúa) del pozo empleado para validar el modelo	92
Tabla 38. Indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo).....	94
Tabla 39. Resumen de cálculo de la eficiencia energética potencial para la altura de funcionamiento registrada tras practicar el mantenimiento al pozo empleado para validar el modelo.....	94
Tabla 40. Coeficiente de funcionamiento global (CFG) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)	95
Tabla 41. Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)	95
Tabla 42. Coeficiente de diseño y manejo (CDM) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)	95
Tabla 43. Coeficiente de altura suministrada (CAS) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)	95
Tabla 44. Coeficiente del cable (CC) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo).....	95

Tabla 45. Comparación de indicadores caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación inicial y tras el mantenimiento preventivo.....	96
Tabla 46. Comparación de los costes de mantenimiento preventivo reales frente a los previstos para el pozo empleado para validar el modelo.....	98
Tabla 47. Costes de operación iniciales frente a los costes de operación tras el mantenimiento	101
Tabla 48. Ahorro energético y económico real en el pozo de validación	102
Tabla 49. Resumen de resultados de la validación.....	102
Tabla 50. Eficiencia energética y calificación obtenida para las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo propuesto	105
Tabla 51. Consumo específico y coste elevación unitario actual de los 22 pozos	107
Tabla 52. Costes de operación actuales para las 22 instalaciones analizadas	108
Tabla 53. Eficiencia energética potencial de las instalaciones estudiadas y calificación energética.	109
Tabla 54. Consumo energético y costes de elevación potenciales para las 22 instalaciones	112
Tabla 55. Costes de grúa previstos para las 22 instalaciones.....	113
Tabla 56. Coste de taller previsto para las 22 bombes analizados.....	114
Tabla 57. Costes de mantenimiento preventivo previsto para los 22 pozos.	115
Tabla 58. Costes de mantenimiento previstos para las 22 instalaciones.	117
Tabla 59. Costes de operación potenciales para las 22 instalaciones... ..	118
Tabla 60. Resumen de los indicadores de caracterización de los pozos empleados para aplicar el modelo	119
Tabla 61. Coeficientes de funcionamiento global (CFG) de los pozos empleados para aplicar el modelo.	120
Tabla 62. Coeficientes de funcionamiento hidráulico (CFH) de los pozos empleado para aplicar el modelo.....	121
Tabla 63. Coeficientes de diseño y manejo (CDM) de los pozos empleado para aplicar el modelo.....	125
Tabla 64. Coeficientes de altura suministrada (CAS) de los pozos empleados para aplicar el modelo	127
Tabla 65. Coeficientes del cable (CC) de los pozos empleados para validar el modelo.	130
Tabla 66. Causas de la baja eficiencia energética en alguno de los 22 pozos.	132
Tabla 67. Comparación entre la eficiencia energética actual y la potencial para los 22 pozos	133
Tabla 68. Consumo específico actual, potencial y ahorro potencial	135
Tabla 69. Costes de operación actuales, potenciales y ahorro económico potencial	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la población mundial	2
Figura 2. Canal de riego tradicional que va a ser sustituido por una red presurizada (Alicante)	3
Figura 3. Presa de Almazora-Castellón (Castellón) desde la cual se distribuye agua por gravedad a los términos municipales de Almazora, Castellón y Burriana	4
Figura 4. Factores que han motivado el incremento de los costes energéticos en los regadíos españoles	5
Figura 5. Zona regable localizada a cotas altas, regada íntegramente a través de equipos de bombeo (Región de Murcia)	6
Figura 6. Áreas con predominio de riego con aguas subterráneas procedentes de acuíferos sobreexplotados	7
Figura 7. Consumo de energía eléctrica para riego por comarcas.....	8
Figura 8. Vista de pozo abandonado y nuevo pozo construido en funcionamiento	9
Figura 9. Evolución del consumo energético unitario a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado	9
Figura 10. Evolución de la eficiencia energética a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado	10
Figura 11. Evolución del caudal a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado	11
Figura 12. Grupo de pozo en el taller para realizarle una transformación en la parte hidráulica para ajustarse a las exigencias energéticas reales del sondeo	11
Figura 13. Construcción de una balsa para modernización de la zona regable de Guardamar del Segura (Alicante)	12
Figura 14. Desalinizadora de Valdelentisco en Cartagena (Murcia)	13
Figura 15. Riego por aspersión en Barrax (Albacete).....	14
Figura 16. Evolución del uso de agua y energía en el regadío (1950 a 2007)	15
Figura 17. Evolución del término de potencia tarifa 6.1A (2007-2014)	17
Figura 18. Evolución del término de potencia tarifa 3.1A (2007-2014)	17
Figura 19. Evolución del término de energía tarifa 6.1A (2007-2014)	18
Figura 20. Evolución del término de energía tarifa 3.1A (2007-2014).....	18
Figura 21. Dependencia energética en España y países de la Unión Europea (UE27)	20
Figura 22. Estructura sectorial de la demanda de energía final en España en 2010.....	20
Figura 23. Tractor agrícola realizando una labor	21
Figura 24. Sección de un grupo de pozo	25
Figura 25. Grupos electrobombas sumergibles de diversas potencias	26
Figura 26. Regla de Montsinger	31
Figura 27. Distribución de las pérdidas de un motor en función de la carga.....	33
Figura 28. Eficiencia de un motor en función de la carga	34

Figura 29. Extracción de un grupo motobomba en un sondeo con 9 cables.....	36
Figura 30. Singularidades propias de las estaciones de bombeo de pozo	37
Figura 31. Evolución del rendimiento en un equipo de bombeo en función del tiempo	40
Figura 32. Ventajas del mantenimiento preventivo	41
Figura 33. Grúa extrayendo la columna de impulsión de un equipo de pozo.....	43
Figura 34. Pozo empleado para validar el modelo propuesto	47
Figura 35. Vista del brocal del Pozo P.3.2.	49
Figura 36. Estado de la superficie interna de una columna de impulsión de un sondeo.....	55
Figura 37. Secuencia de cálculo de los costes de mantenimiento preventivo en pozos	58
Figura 38. Extracción de tramo de columna de impulsión solidario al grupo motobomba.....	59
Figura 39. Costes de grúa para un diámetro de 50 mm	60
Figura 40. Costes de grúa para un diámetro de 80 mm	61
Figura 41. Costes de grúa para un diámetro de 100 mm	61
Figura 42. Costes de grúa para un diámetro de 125 mm	61
Figura 43. Costes de grúa para un diámetro de 150 mm	62
Figura 44. Costes de grúa para un diámetro de 200 mm	62
Figura 45. Costes de grúa para un diámetro de 250 mm	62
Figura 46. Costes de grúa para un diámetro de 300 mm	63
Figura 47. Coste de taller para el mantenimiento preventivo de un bombeo de pozo.....	65
Figura 48. Analizador de redes eléctricas registrando y almacenando datos.....	76
Figura 49. Toma de datos hidráulicos con caudalímetro ultrasónico y sonda de presión junto con PC para descarga de datos.....	78
Figura 50. Medida manual de nivel dinámico mediante un piezómetro.....	79
Figura 51. Plan de trabajo para validar el modelo de gestión propuesto	82
Figura 52. Plan de trabajo para aplicar el modelo de gestión propuesto	83
Figura 53. Toma de datos eléctricos en el pozo P.0.0 empleado para validar el modelo	84
Figura 54. Registro de parámetros hidráulicos tras el mantenimiento preventivo realizado en el pozo empleado para validar el modelo propuesto	91
Figura 55. Desglose de costes reales del mantenimiento ejecutado en el pozo empleado para validar el modelo.....	92
Figura 56. Desglose de costes de operación tras ejecutar el mantenimiento	93

Figura 57. Comparación indicadores caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación inicial y tras el mantenimiento preventivo.....	97
Figura 58. Detalle de las bridas con hendiduras para el paso del cableado que unen los tramos de la columna de impulsión	99
Figura 59. Equipo de trabajo extrayendo una bombeo de pozo en un momento donde se ha producido un atascamiento de la columna con la entubación del sondeo.....	100
Figura 60. Frecuencia dada para cada una de las calificaciones energéticas (EEB act)	106
Figura 61. Frecuencia dada para cada una de las calificaciones energéticas (EEB potencial).....	110
Figura 62. Perforación en la columna de impulsión en la instalación P.1.7.	122
Figura 63. Agua extraída por la instalación P.3.2. con alto contenido el sólidos en suspensión.....	123
Figura 64. Extracción del sondeo 1.6., vista de la campana de aspiración para reducir los efectos de arrastre de sólidos en suspensión en las aguas.....	124
Figura 65. Vista de un módulo de desalación abastecido por la instalación 2.1.	126
Figura 66. Instalación P.1.6. con conductor a la intemperie por excesivo calentamiento	129
Figura 67. Comparación de las eficiencias (actual, potencial y nominal) para las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo propuesto	131
Figura 68. Eficiencia energética actual y potencial de los 22 pozos.....	134
Figura 69. Consumo específico actual y potencial para los 22 pozos. ..	136

PRINCIPALES ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AC_o ahorro económico

act actual

AE_a ahorro energético

CAS coeficiente de altura suministrada por el bombeo

C_{av} coste energético de bombeo por unidad de volumen bombeado

CDM coeficiente de diseño y manejo global del bombeo

CFG coeficiente de funcionamiento global del bombeo

CFH coeficiente de funcionamiento hidráulico del bombeo

C_g coste de grúa

C_m coste total de mantenimiento preventivo del bombeo

C_{mv} costes de mantenimiento por unidad de volumen bombeado

cos φ factor de potencia

C_{ov} costes de operación por unidad de volumen bombeado

C_t coste de taller

E_{av} consumo específico

EEB eficiencia energética del bombeo

F vida útil del mantenimiento preventivo

FAO Food and Agricultural Organisation

g aceleración de la gravedad

H_m altura manométrica

I intensidad

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

INE Instituto Nacional de Estadística

IVA Impuesto sobre el valor añadido

K coeficiente de caída de tensión

L_c longitud del cable desde el cuadro eléctrico hasta el motor

MAPA Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación

MARM Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino

MICYT Ministerio de Ciencia y Tecnología

MMA Ministerio de Medio Ambiente

N_a potencia eléctrica absorbida por el bombeo

η_b rendimiento de la bomba

N_c potencia perdida en el cable

η_c rendimiento del cable

n_{cf} número de cables por fase que alimentan al motor

η_i rendimiento de la instalación

N_m potencia que llega al motor

η_m rendimiento del motor

N_s potencia hidráulica suministrada por el bombeo

P_e precio medio ponderado de la energía

PNR Plan Nacional de Regadíos

pot potencial

Q caudal

REBT Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

t_m tras mantenimiento

UNE Una Norma Española

V tensión

ΔV_c caída de tensión producida en el cable

RESUMEN

Gestionar de forma adecuada los recursos hídricos es un desafío necesario para la humanidad. En la actualidad, la gestión del agua está inevitablemente ligada a la gestión de la energía, ya que el aporte de esta última es, frecuentemente, un requerimiento básico para poder dotar de recursos hídricos a los consumidores.

Buen ejemplo de ello son los regadíos modernizados, los cuales, han conseguido reducir el consumo de agua, a cambio sin embargo de incrementar su dependencia energética en un entorno marcado por una escalada de precios de la energía y un aumento de la presión fiscal hacia este recurso. En este contexto, los regadíos más vulnerables son los abastecidos por aguas subterráneas, puesto que la extracción de aguas de pozo concentra el 80 % del consumo energético del regadío en España. De este modo, la sostenibilidad y rentabilidad del regadío dependen, en gran medida, de una gestión eficiente de los recursos energéticos, la cual tiene una relación directa con el mantenimiento que se realice de los equipos de bombeo.

El objetivo de la presente tesis es desarrollar, validar y aplicar un modelo de gestión para trabajos de mantenimiento en bombes de pozo, que pretende servir como herramienta transversal en la toma de decisiones para la gestión de este tipo de instalaciones.

La metodología seguida para validar el modelo propuesto se basa en la comparación de un conjunto de indicadores del pozo patrón en dos situaciones: la actual -medición en campo de funcionamiento-, frente a una situación potencial -funcionamiento del bombeo según los valores de catálogo del fabricante-, de forma que, si los costes de operación potenciales son inferiores a los costes de operación actuales, es recomendable llevar a cabo labores de mantenimiento preventivo. Una vez ejecutado dicho mantenimiento, se realiza una nueva medida en campo para validar el modelo y se aplica a un total de 22 pozos. Asimismo, para el cálculo de los costes asociados al mantenimiento preventivo de las instalaciones de pozo, se ha propuesto una metodología que contempla los costes asociados a dicho mantenimiento, como son los costes de grúa y los costes de taller. Según la estructura de costes de mantenimiento preventivo obtenida en el pozo empleado para validar el modelo, un 36 % del coste total asociado al mantenimiento pertenece a los costes de grúa y un 64 % a los de taller, mientras que para las 22 instalaciones a las que se ha aplicado el modelo, un 52,7 % son costes de grúa y el 47,3 % restante costes de taller.

Los resultados obtenidos permiten afirmar que el modelo propuesto ha demostrado ser útil para diagnosticar el diseño, manejo y estado de la instalación, así como para reducir su consumo energético y los costes de operación. Concretamente, en el pozo de validación, se ha verificado una reducción del 7,7 % en el consumo energético y del 8,1 % en los costes de operación. Igualmente, en los 22 pozos en los que se ha aplicado el modelo, el consumo energético unitario se podría reducir en un 21,2 % y los costes de operación en un 17,0 %.

Para alcanzar esta reducción en los costes de operación sería necesario llevar a cabo el mantenimiento preventivo recomendado. Dicho mantenimiento preventivo supone el 3,6 % de los costes de operación del pozo empleado para validar el modelo, y supondría el 4,6 % de los costes de operación en las 22 instalaciones a las que se aplicó el modelo. El coste de las labores de mantenimiento tendría, por tanto, poco peso en la estructura global de los costes de operación.

En cuanto a la eficiencia energética de las 22 instalaciones analizadas, es importante remarcar la importante brecha que existe entre sus valores actuales (50,2 %) y los potenciales (63,8 %). Las causas de esta divergencia se deben fundamentalmente al desajuste de las exigencias energéticas actuales con respecto a los valores nominales de los grupos, a fugas en la columna de impulsión, a una inadecuada ejecución de los sondeos que provocan arrastre de sólidos y el prematuro deterioro del conjunto giratorio, a una selección inadecuada de los cables de alimentación, y a las inexistentes labores de mantenimiento.

En términos globales, la ejecución de labores de mantenimiento preventivo acarrea una serie de impactos positivos en las instalaciones, que indudablemente deben culminar en la sustitución de la actual "cultura de la reparación", por la "cultura del mantenimiento preventivo". En este contexto, en aras de avanzar hacia una gestión más eficiente de los pozos, la identificación y modelización de las variables que afectan a la pérdida de rendimiento de los mismos, así como el desarrollo de una herramienta que integre transversalmente el conocimiento existente, emergen como aspectos fundamentales, para el desarrollo de nuevas líneas de investigación enfocadas a la mejora integral de la sostenibilidad de los regadíos abastecidos por aguas subterráneas.

ABSTRACT

An adequate management of water resources arises as a major challenge for the future of humanity. At present, such a challenge is profoundly interconnected with the management of energy resources, which frequently comprise a basic requirement so as to deliver water supply to consumers.

Modern irrigation indeed constitutes an emblematic paradigm of this interrelation, as it has contributed to reduce water consumption at the expense however of increasing irrigation's energy dependence in an environment marked by a significant rise of both energy's prices and tax burden. Within this context, groundwater irrigation is placed as a particularly threatened system, since well pumping of groundwater accounts 80 % of the energy consumption of Spanish irrigation. Achieving a sustainable and cost-effective irrigation therefore requires an efficient and adequate management of energy resources, which is in turn directly related to the maintenance of well pumping systems.

This Thesis aims at developing, validating and applying a management model for the performance of maintenance works in well pumping systems that ultimately pursues to turn into a transversal tool for the decision-making processes carried out around these systems.

The valuation of this model is carried out through contrasting a set of indicators measured in a "reference well" with their potential levels obtained from catalogue data, so if potential operation costs are lower than current operation costs, the performance of preventive maintenance works is recommended.

Once such maintenance works are carried out, indicators are measured again so as to validate the model, which is subsequently applied to 22 wells. Likewise, a methodology has been also proposed for the calculation of preventive maintenance costs, which involve crane and workshop costs. According to the preventive maintenance costs' structure obtained in the reference well, crane costs represent 36 % and workshop costs comprise the remaining 64 % of total maintenance costs, whilst when applying the model to 22 wells, crane costs involve 57.2 % of total preventive maintenance and workshop costs 47.3 %.

Results have thus proved the proposed model as a useful tool not only for assessing the design, management and condition of well pumping installations, but also for reducing their energy consumption and operation costs. Particularly, reductions of 7.7 % and 8.1 % have respectively been verified on the energy consumption and operation costs of the reference well. Similarly, the application of the model to the 22 assessed wells shows that unitary energy consumption and operation

costs could be respectively reduced by 21.2 % and 17.0 % through the implementation of the recommended preventive maintenance works, which will in turn represent 3.6 % of the reference well's operation costs and 4.6 % of the operation costs associated to the 22 wells in which the model was applied. Results therefore show that preventive maintenance costs would vaguely impact on the overall structure of operation costs.

The wide gap between current (50.2 %) and potential (63.8 %) energy efficiency values should also be underscored. Causes behind this divergence mainly arise from: the significant imbalance between actual energy requirements and nominal values; leaks in the pipe column; inadequate drilling of the wells causing problems in the process of sweeping solid materials and a premature erosion of impellers; inappropriate wires' sections; and the nonexistence of preventive maintenance works.

Globally, the performance of preventive maintenance works will definitely result in a series of positive impacts, which should undoubtedly culminate in replacing the present "repairing culture" in favour of a "preventive maintenance culture". Within this context and aiming to further advance toward a more efficient management of well pumping systems, identifying and modelling the variables which may influence on wells' yield losses, together with the development of a tool capable to transversally integrate the whole existing knowledge surrounding these systems, emerge as chief issues that would require from further research efforts ultimately focused in comprehensively improving the sustainability of groundwater irrigation.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. El regadío como consumidor de agua para producir alimentos

La agricultura de regadío constituye el mayor consumidor de agua del mundo, siendo cada vez mayor la competencia con otros sectores. Se estima que la agricultura consume el 70 % del total de agua dulce en el mundo, pero con grandes diferencias entre países e incluso entre las diferentes regiones de un mismo país (CAWMA 2007). Concretamente en España, según el MARM (2006a; 2006b), el riego consume el 68 % de los recursos hídricos, cantidad que puede alcanzar el 90 % en las zonas con recursos hídricos limitados (MMA 2000; Tarjuelo et al. 2010).

Si bien es cierto que el regadío es el mayor consumidor de agua, también es cierto que el riego es imprescindible para aumentar la producción agrícola en las próximas décadas con el fin de satisfacer la demanda creciente de alimentos (FAO 2003; Cai y Rosegrant 2003; Rocamora et al. 2013). Como se muestra en la Figura 1, actualmente la población mundial es ligeramente superior a 7.000 millones de personas, esperándose un crecimiento de más de 2.000 millones para el año 2050 (FAO 2014), lo que incrementará un 28,5 % la demanda de alimentos y por tanto la dependencia del regadío.

Asimismo, la agricultura de regadío debe hacer frente a la disminución de la disponibilidad de agua como consecuencia del cambio climático (UN Water 2007; Tarjuelo et al. 2010), sobre todo en zonas áridas y semiáridas (Jackson et al. 2011).

EVOLUCIÓN POBLACIÓN MUNDIAL REAL Y PREVISTA (SERIE: 1961-2050)

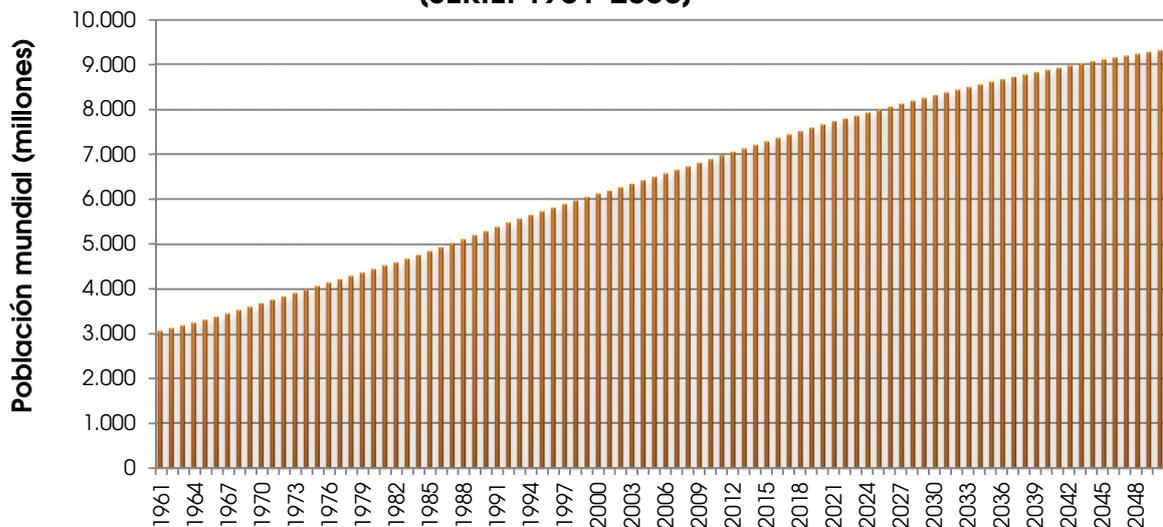


Figura 1. Evolución de la población mundial

(Fuente: elaboración propia a partir de FAO 2014)

Por todo ello es de vital importancia mejorar la eficiencia en el uso del agua en la agricultura. Con este fin, durante los últimos lustros, el Gobierno español ha promovido la mejora de la productividad y la eficiencia de uso del agua en la agricultura de regadío a través de diversos planes de modernización de los mismos:

- **1996.** Plan Nacional de Regadíos horizonte 2005 (MAPA 1996)
- **2002.** Plan de Nacional de Regadíos horizonte 2008 (MAPA 2002)
- **2006.** Plan de Choque de Modernización de Regadíos (MARM 2006 a, b)
- **2010.** Estrategia Nacional para la Modernización Sostenible de los Regadíos Horizonte 2015 (MARM 2010)

El propósito de los planes de modernización es mejorar la infraestructura, racionalizar el uso de los recursos hídricos, reducir la contaminación de las aguas subterráneas y las aguas superficiales derivada de la actividad agrícola, así como estimular la migración a sistemas de riego modernizados (goteo y aspersión fundamentalmente).

El ahorro combinado de los citados planes pretende alcanzar el 15 % de la media anual del uso agrícola del agua. En conjunto, estos planes prevén una inversión de 7.400 millones de euros para abarcar casi dos millones de hectáreas (Lecina et al. 2010).

Los proyectos de modernización de las redes colectivas de distribución de agua han consistido en sustituir el riego tradicional (canales abiertos) por redes de tuberías a presión (Figura 2), para poder regar directamente mediante riego por aspersión o localizado, sin

necesidad de suministro adicional de presión en las parcelas de cultivo (Abadía et al. 2008a).



Figura 2. Canal de riego tradicional que va a ser sustituido por una red presurizada (Alicante)

La modernización también ha supuesto mejoras en términos de eficiencia en la distribución, donde se ha pasado de valores del 60-70 % en canales abiertos, a valores cercanos al 100 % en redes presurizadas (Rodríguez et al. 2008). Asimismo, la modernización ha contribuido a la generación de beneficios sociales y ambientales, ya que ayuda a fijar la población rural y reduce la lixiviación de nutrientes (Playán y Mateos 2006).

1.2. Factores que han motivado el incremento de los costes energéticos en los regadíos españoles

Los factores que han motivado el incremento de los costes energéticos en los regadíos españoles se resumen en la Figura 4.

1.2.1. Desarrollo de tecnología de bombeo

La humanidad siempre ha tenido la necesidad de transportar el agua; es por ello, que hasta la revolución industrial, para disponer de agua se empleaban fuentes de energía naturales (fuerza motriz de un animal, energía del agua en los cauces, etc.). Por este motivo, las zonas de riego siempre se localizaban cerca de los ríos, pues era muy difícil transportar el agua más allá de los cursos naturales (Figura 3).



Figura 3. Presa de Almazora-Castellón (Castellón) desde la cual se distribuye agua por gravedad a los términos municipales de Almazora, Castellón y Burriana

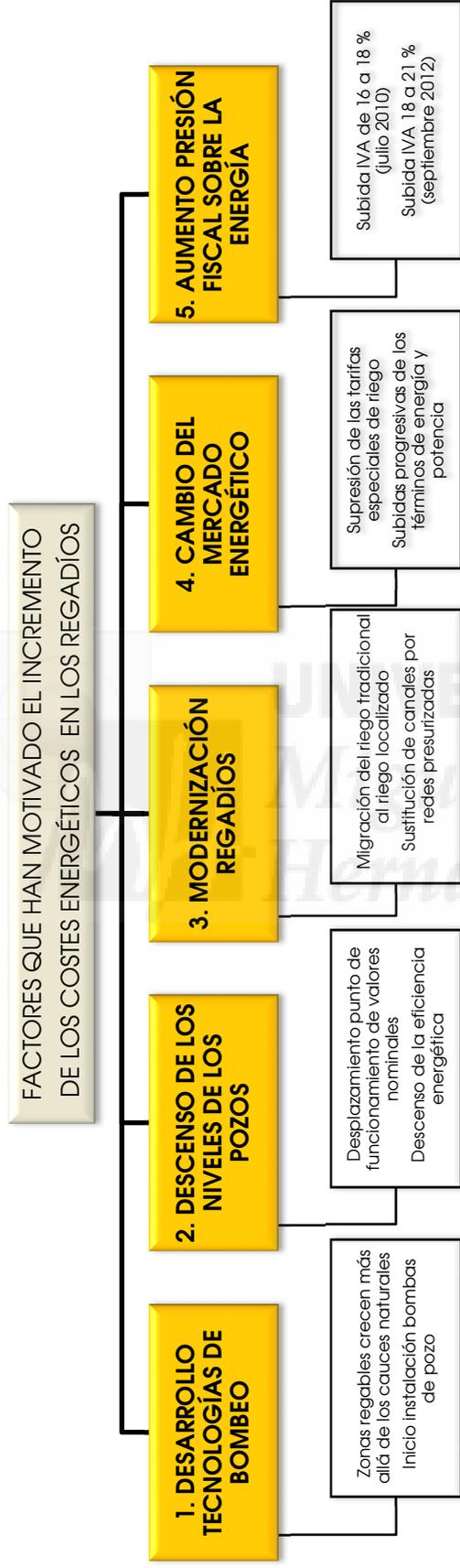


Figura 4. Factores que han motivado el incremento de los costes energéticos en los regadíos españoles

Sin embargo, debido al desarrollo en el último tercio del siglo XX de la tecnología de bombeo y a la mayor accesibilidad energética, la existencia de una zona regable dejó poco a poco de estar supeditada a la cercanía de la misma a un cauce natural, como se muestra en la Figura 5. Con ello, empezaron a crecer los regadíos alejados de cauces naturales abastecidos, bien por salvar desniveles geométricos con equipos de bombeo superficiales; o bien, por instalar equipos de pozo que permitían disponer de una nueva fuente de recursos hídricos adicional a las procedentes de aguas superficiales.



Figura 5. Zona regable localizada a cotas altas, regada íntegramente a través de equipos de bombeo (Región de Murcia)

1.2.2. Descenso de los niveles de los pozos

La demanda energética de algunas zonas regables no sólo se ha incrementado por la modernización de los sistemas de riego tradicional a sistemas presurizados, sino también por el descenso paulatino de los niveles piezómetros de los pozos. Así, las exigencias energéticas de ciertas instalaciones de pozo son crecientes debido a la tendencia descendente de los niveles dinámicos de los pozos motivada por la sobreexplotación que sufren muchos de los acuíferos, puesto que la relación bombeo/recarga de los acuíferos es muy elevada, superando el 80 % en el ámbito del Segura (MARM 2002).

En la Figura 6 se muestran las áreas regadas con aguas subterráneas procedentes de acuíferos sobreexplotados.

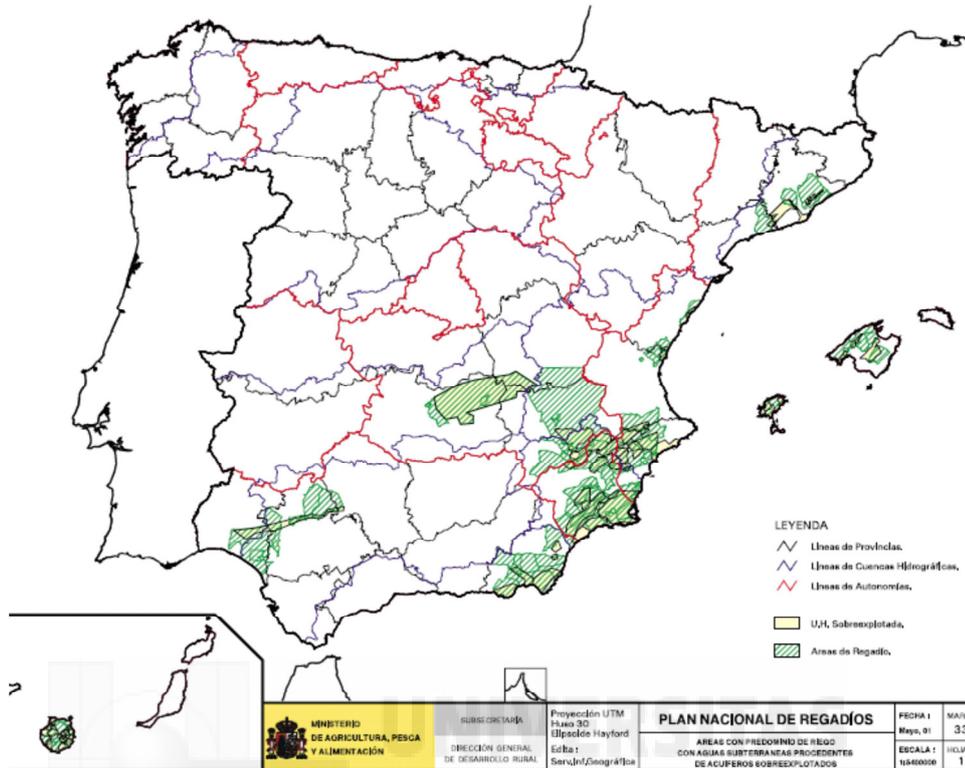


Figura 6. Áreas con predominio de riego con aguas subterráneas procedentes de acuíferos sobreexplotados

(Fuente: MARM 2002)

Así, el descenso de los niveles de los pozos incrementa el consumo energético por dos motivos:

1) A mayor profundidad del agua a extraer de los sondeos, aumentan las exigencias energéticas para su extracción.

2) El descenso de los niveles provoca una merma en la eficiencia energética del equipo de bombeo, al desplazarse el punto de funcionamiento hacia la izquierda de su valor nominal.

Como consecuencia de la sobreexplotación de las aguas subterráneas, el consumo energético en estas áreas se dispara. En la Figura 7, se muestra el consumo de energía eléctrica para riego por comarcas. En ella se puede apreciar como todas las que bombean aguas procedentes de acuíferos sobreexplotados son grandes consumidoras de energía, pues superan los 2.100 MWh.

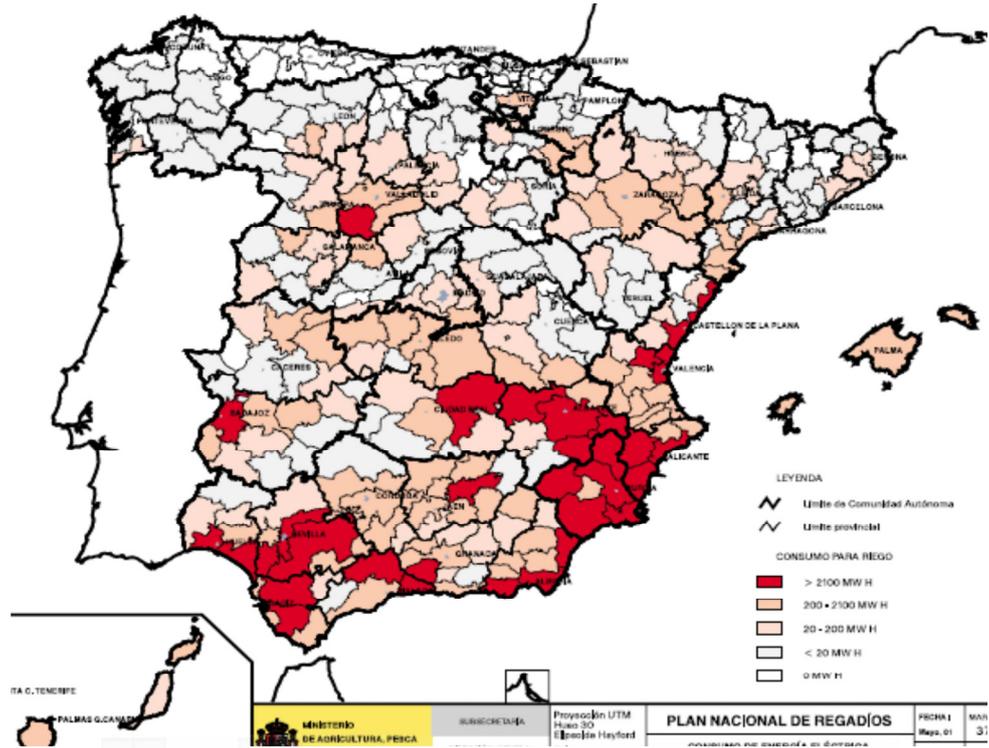


Figura 7. Consumo de energía eléctrica para riego por comarcas
(Fuente: MARM 2002)

Otra consecuencia del descenso del nivel piezométrico de los acuíferos es el abandono de algunos sondeos. En la Figura 8 se muestra el brocal de un pozo fuera de servicio debido a que los niveles dinámicos del mismo han descendido hasta tal punto que ya no es posible “reprofundizar” el mismo y se ha abandonado. En este caso lo que han hecho es construir adyacentemente un nuevo sondeo a mayor profundidad.



Figura 8. Vista de pozo abandonado y nuevo pozo construido en funcionamiento

En la Figura 9 se muestra un ejemplo de un pozo sobreexplotado, en el cual se puede apreciar la repercusión directa que el descenso continuado del nivel dinámico tiene en el incremento de la altura de elevación necesaria y en el consumo específico.

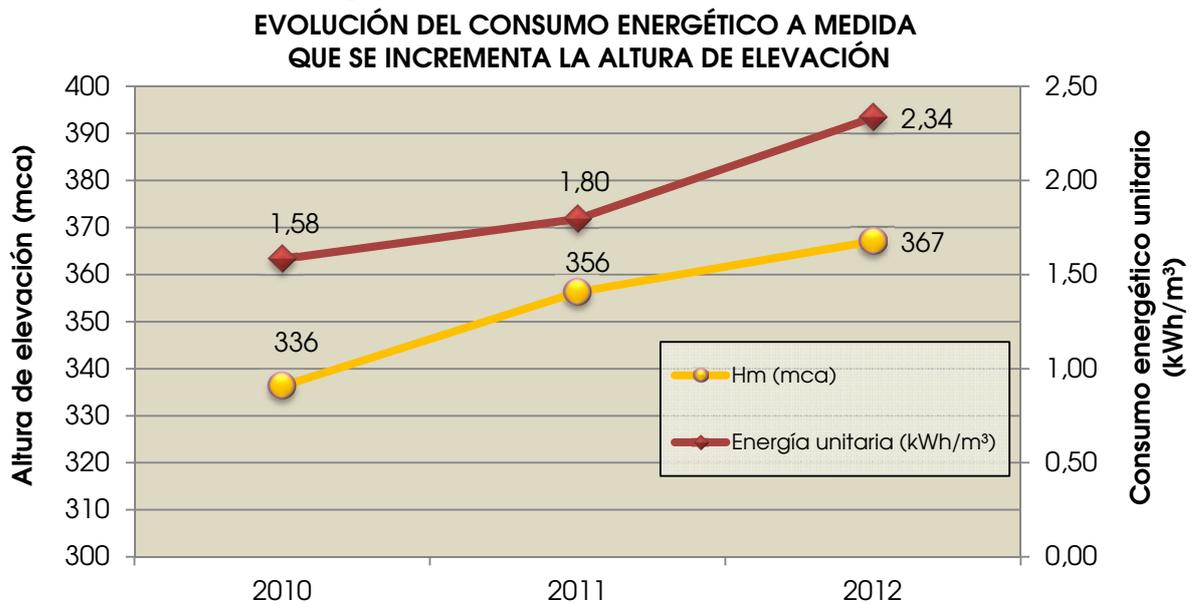


Figura 9. Evolución del consumo energético unitario a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado

En la Figura 10 se muestra, para el mismo pozo, la incidencia que el descenso continuado del nivel dinámico tiene sobre la altura de elevación, que se incrementa; y sobre la eficiencia energética, que desciende como consecuencia del desplazamiento progresivo del punto de funcionamiento a la izquierda de su valor nominal.

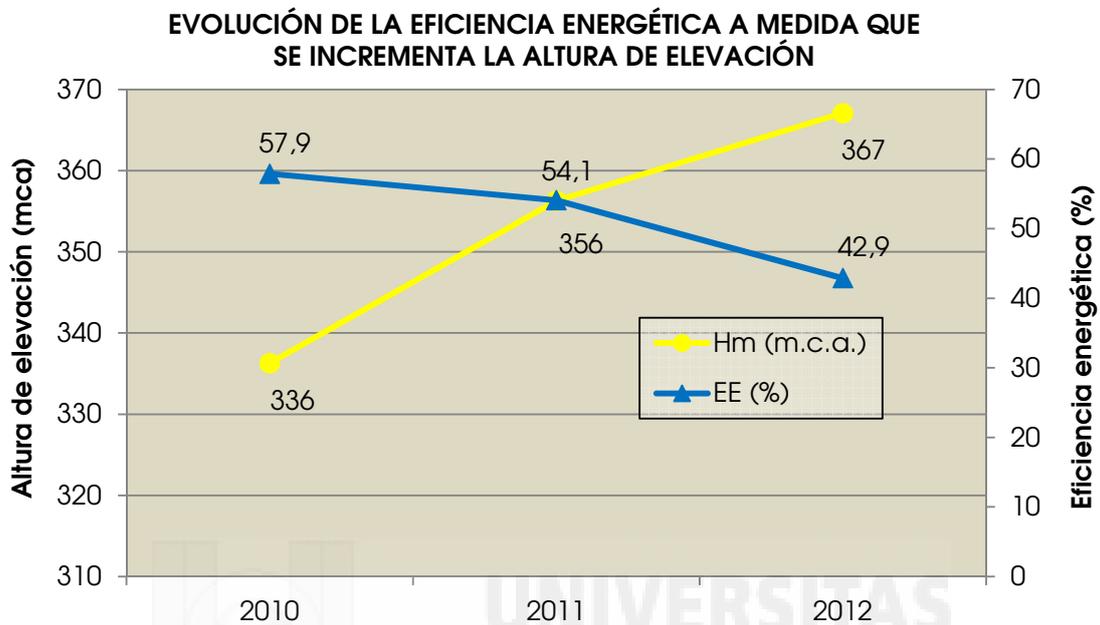


Figura 10. Evolución de la eficiencia energética a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado

Por último, en la Figura 11 se muestra, para el mismo pozo, la incidencia que el descenso continuado del nivel dinámico tiene sobre el incremento de la altura de elevación y sobre la reducción del caudal bombeado. Esta merma del caudal bombeado implica tener que trabajar un mayor número de horas para extraer el mismo caudal, provocando que se deba funcionar en periodos tarifarios más caros al no poder concentrar toda la jornada de bombeo en las franjas horarias con los precios de la energía más económicos.

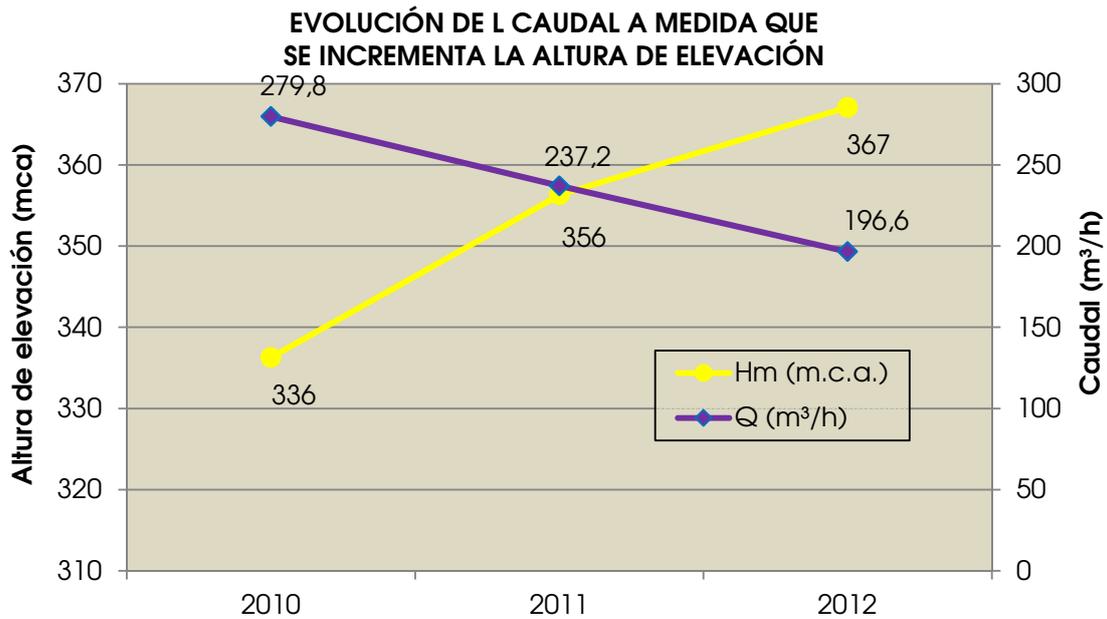


Figura 11. Evolución del caudal a medida que se incrementa la altura de elevación en un pozo sobreexplotado

El alejamiento de su punto de funcionamiento, obliga a realizar transformaciones en los equipos de bombeo (Figura 12), para ajustar su punto de funcionamiento a las exigencias energéticas reales de bombeo.



Figura 12. Grupo de pozo en el taller para realizarle una transformación en la parte hidráulica para ajustarse a las exigencias energéticas reales del sondeo

1.2.3. Modernización de regadíos (binomio agua y energía)

El agua es imprescindible para la agricultura. Es por ello que en la actualidad, y desde hace décadas, existe una gran concienciación en todos los ámbitos de la sociedad española sobre la escasez y vulnerabilidad de los recursos hídricos. Por ello, se han realizado, y se siguen acometiendo, importantes inversiones para modernizar los regadíos (Figura 13), tal y como se ha comentado en epígrafes anteriores.



Figura 13. Construcción de una balsa para modernización de la zona regable de Guardamar del Segura (Alicante)

Si bien en todas las esferas existe esta concienciación acerca de la gran importancia del *input* agua y de la necesidad derivada de gestionar este recurso adecuadamente, no se ha producido paralelamente una concienciación sobre la necesidad de optimizar el *input* energía, siendo este, en muchas ocasiones, tan limitante como el agua.

Es necesario tener presente que, generalmente, en todos los niveles de gestión de los recursos hídricos (a nivel de Cuenca Hidrográfica, Comunidad de Regantes y parcela) se requiere aportar energía adicional al agua para posibilitar el riego (Soto-García 2013).

De todos los procesos consumidores de energía que pueden tener lugar a lo largo del ciclo del agua hasta llegar a la zona regable (captación subterránea, desalación, transporte y distribución), un

ejemplo que muestra claramente una total dependencia energética es la extracción de agua subterránea para uso agrícola, siendo el proceso que mayor consumo energético demanda, con presiones del orden de 50 – 600 m.c.a., solamente superado por la desalación, con 100 -350 m.c.a. para aguas salobres y entre 650 – 700 m.c.a. para aguas de mar (Figura 14).



Figura 14. Desalinizadora de Valdelentisco en Cartagena (Murcia)

Por tanto, resulta indispensable tomar conciencia sobre el hecho de que, a menudo, la disponibilidad de agua “a pie de parcela” es el resultado de la existencia de unos equipos consumidores de energía, que previamente, le han aportado al agua la energía adicional necesaria para su extracción del subsuelo, desalación, vencimiento de desniveles topográficos y pérdidas de carga producidas durante el transporte y distribución, o bien, para abastecer al sistema de riego de la presión requerida para su correcto funcionamiento.

En la Figura 15 se muestra una parcela regada mediante riego por aspersión.



Figura 15. Riego por aspersión en Barrax (Albacete)

Existe una gran interdependencia entre el consumo de agua y de energía en los regadíos modernizados, de modo que para abastecer de agua a la mayoría de las zonas regables, es imprescindible la energía. De ahí, el empleo de la relación o binomio agua y energía en el regadío (Soto-García 2013).

El uso más eficiente del agua vinculado al aumento de la demanda energética constituye la paradoja de la modernización de la zonas regables (Rodríguez-Díaz et al. 2011).

La optimización del uso de agua de riego a costa de una intensificación de la energía se puede ver en la Figura 16, en la cual se aprecia que el incremento del consumo energético es mucho mayor que el descenso en el uso del agua (Corominas 2010). En términos porcentuales, el ahorro de agua en el periodo 1950 – 2007 fue del orden del 21 % mientras que el incremento del consumo de energía fue en el mismo periodo del 657 %.

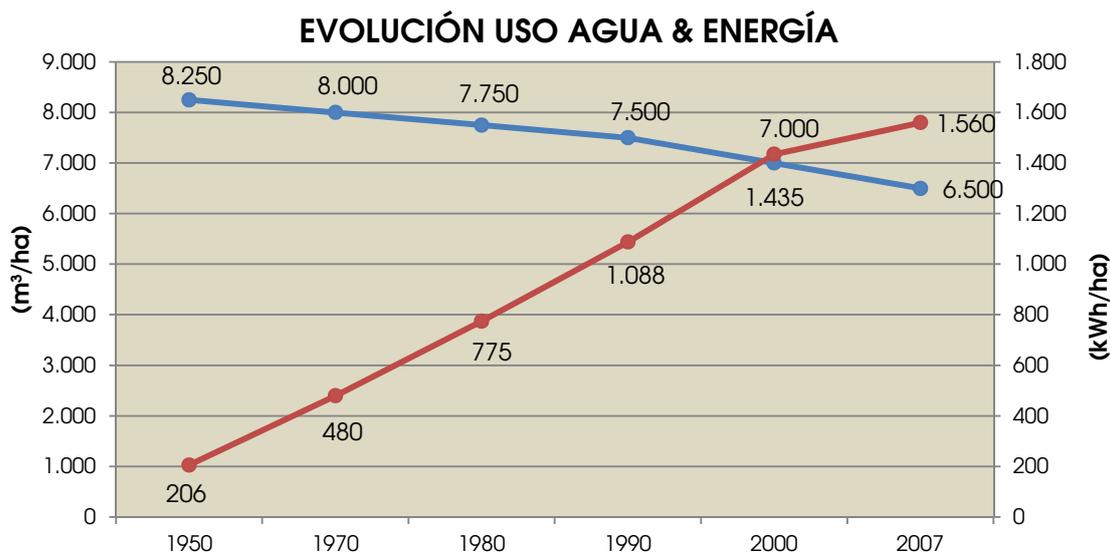


Figura 16. Evolución del uso de agua y energía en el regadío (1950 a 2007)

(Fuente: elaboración propia a partir de datos de Corominas 2010)

Por tanto, el consumo energético vinculado a la disponibilidad de agua en los regadíos requiere, necesariamente, diseñar, manejar y mantener de forma óptima los grupos de bombeo que trasegarán los volúmenes de agua, que a su vez serán los encargados de abastecer las zonas regables. Asimismo, las inversiones futuras deberán ir encaminadas a gestionar de forma eficaz y eficiente, no sólo el agua, sino también la energía y el mantenimiento de las infraestructuras.

1.2.4. Cambio del mercado energético

Unido a la intensificación de la demanda de energía en el regadío, se ha producido un hecho de importante calado como es la supresión de tarifas especiales de riego al entrar en vigor el 1 de julio de 2008 el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio de 2007 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 2007), como consecuencia de la liberalización del mercado energético nacional en 2007. A partir de este momento, tanto los precios de los términos de energía, como los de potencia han seguido una tendencia alcista, la cual, únicamente se ha roto en el término de energía en el verano de 2013; sin embargo, el descenso en el término de energía se dio a la vez que se produjo el mayor incremento de los términos de potencia.

En la Tabla 1 se puede distinguir la evolución que han experimentado los términos regulados, tanto en el término de energía (coste variable – no incluye la parte que aplica la comercializadora de electricidad), como en el término de potencia (coste fijo) desde 2007 hasta 2014 para las tarifas más habituales en las organizaciones de riego (3.1A y 6.1A).

Tabla 1. Evolución de los términos regulados de la energía y potencia (serie 2007 – 2014)

FECHA APLICACIÓN	01/01/2007	01/01/2010	01/07/2010	01/04/2011	01/10/2011	01/01/2012	01/04/2012	01/08/2013	01/02/2014	01/01/2015
FECHA BOE	30/12/2006	31/12/2009	30/06/2010	31/03/2011	01/10/2011	26/04/2012	26/04/2012	03/08/2013	01/02/2014	26/12/2014
T. Potencia (€/kW año)										
	P1	23,5419	23,5419	24,0128	24,0128	25,5887	25,5887	57,6052	59,1735	59,1735
	P2	14,5177	14,5177	14,8080	14,8080	15,7798	15,7798	35,5236	36,4907	36,4907
T. Energía (€/kWh)	P3	3,3291	3,3291	3,3956	3,3956	3,6185	3,6185	8,1460	8,3677	8,3677
	P1	0,0399	0,0399	0,0407	0,0407	0,0434	0,0434	0,0140	0,0143	0,0143
	P2	0,3552	0,3552	0,362	0,362	0,0386	0,0386	0,0124	0,0128	0,0128
T. Potencia (€/kW año)	P3	0,0217	0,0217	0,0222	0,0222	0,0236	0,0236	0,0076	0,0078	0,0078
	P1	16,2687	16,2687	16,5941	16,5941	17,6831	17,6831	38,1021	39,1394	39,1394
	P2	8,1414	8,1414	8,3042	8,3042	8,8492	8,8492	19,0676	19,5867	19,5867
	P3	5,9581	5,9581	5,9581	6,0773	6,0773	6,4761	13,9543	14,3342	14,3342
	P4	5,9581	5,9581	5,9581	6,0773	6,0773	6,4761	13,9543	14,3342	14,3342
	P5	5,9581	5,9581	5,9581	6,0773	6,0773	6,4761	13,9543	14,3342	14,3342
T. Energía (€/kWh)	P6	2,7185	2,7185	2,7185	2,7729	2,7729	2,9548	6,3668	6,5402	6,5402
	P1	0,0696	0,0696	0,0696	0,0710	0,0710	0,0757	0,0260	0,0267	0,0267
	P2	0,0520	0,0520	0,0520	0,0531	0,0531	0,0565	0,0194	0,0199	0,0199
	P3	0,0277	0,0277	0,0277	0,0283	0,0283	0,0301	0,0103	0,0106	0,0106
	P4	0,0138	0,0138	0,0138	0,0141	0,0141	0,0150	0,0051	0,0053	0,0053
	P5	0,0089	0,0089	0,0089	0,0091	0,0091	0,0097	0,0033	0,0034	0,0034
P6	0,0056	0,0056	0,0056	0,0057	0,0057	0,0061	0,0021	0,0021	0,0021	

(fuente: elaboración propia a través de diferentes BOE)

En las Figuras 17, 18, 10 y 20 se muestra la evolución de los precios regulados del término de energía y potencia para las tarifas eléctricas más habituales en las zonas regables (tarifa 3.1A y tarifa 6.1A).

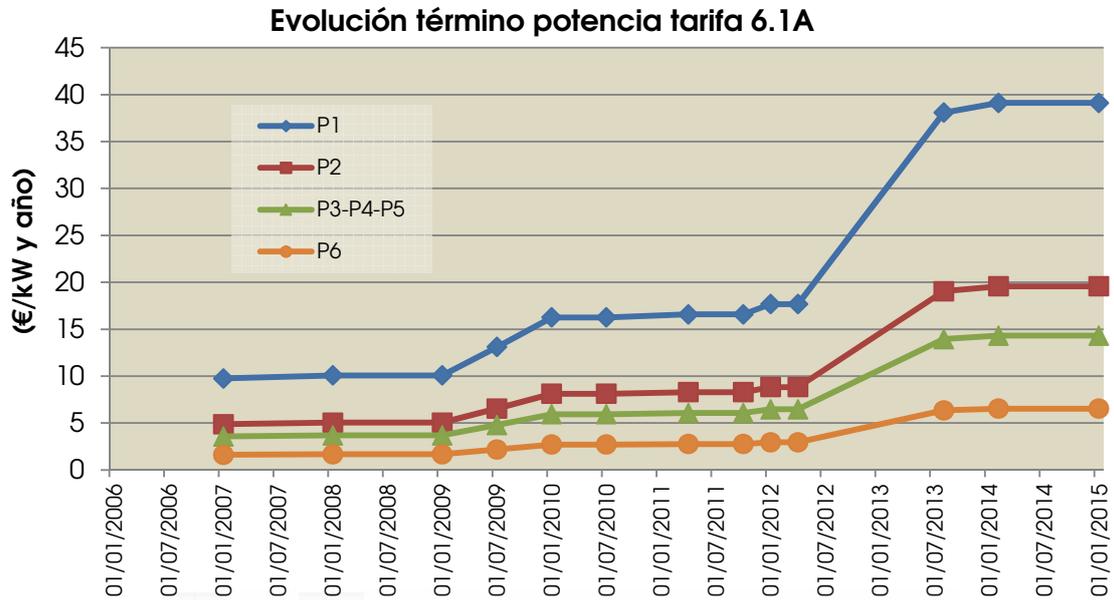


Figura 17. Evolución del término de potencia tarifa 6.1A (2007-2014)
 (Fuente: elaboración propia a través de diferentes BOE)

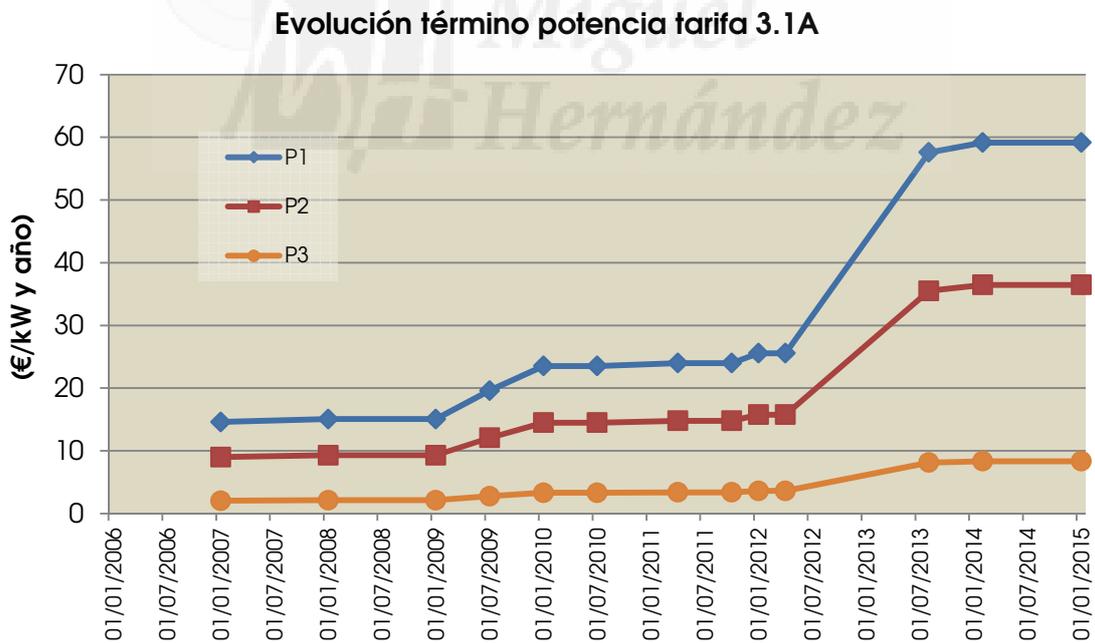


Figura 18. Evolución del término de potencia tarifa 3.1A (2007-2014)
 (Fuente: elaboración propia a través de diferentes BOE)

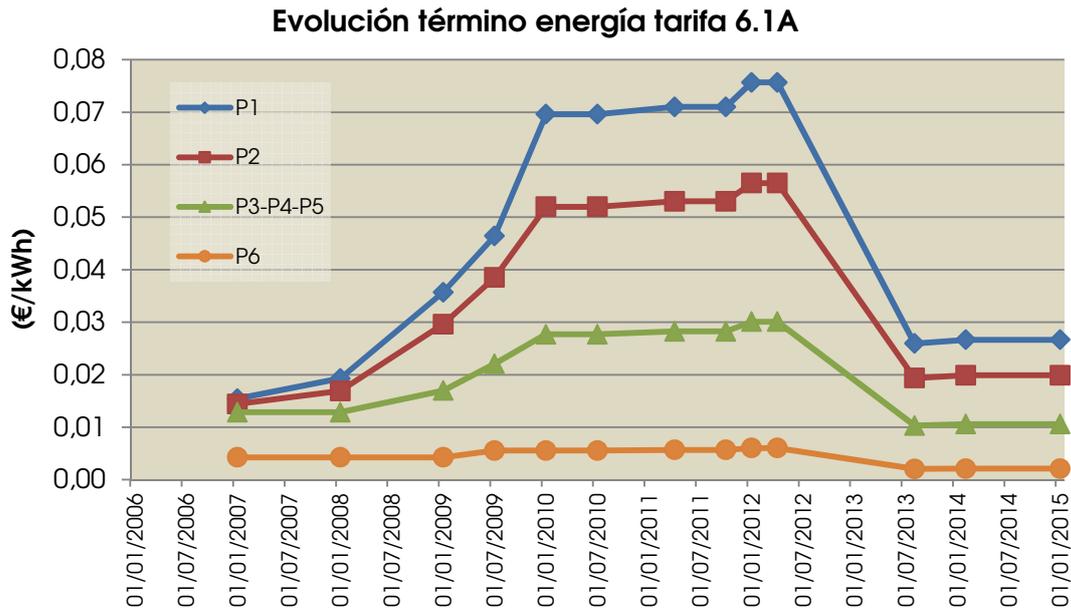


Figura 19. Evolución del término de energía tarifa 6.1A (2007-2014)

(Fuente: elaboración propia a través de diferentes BOE)

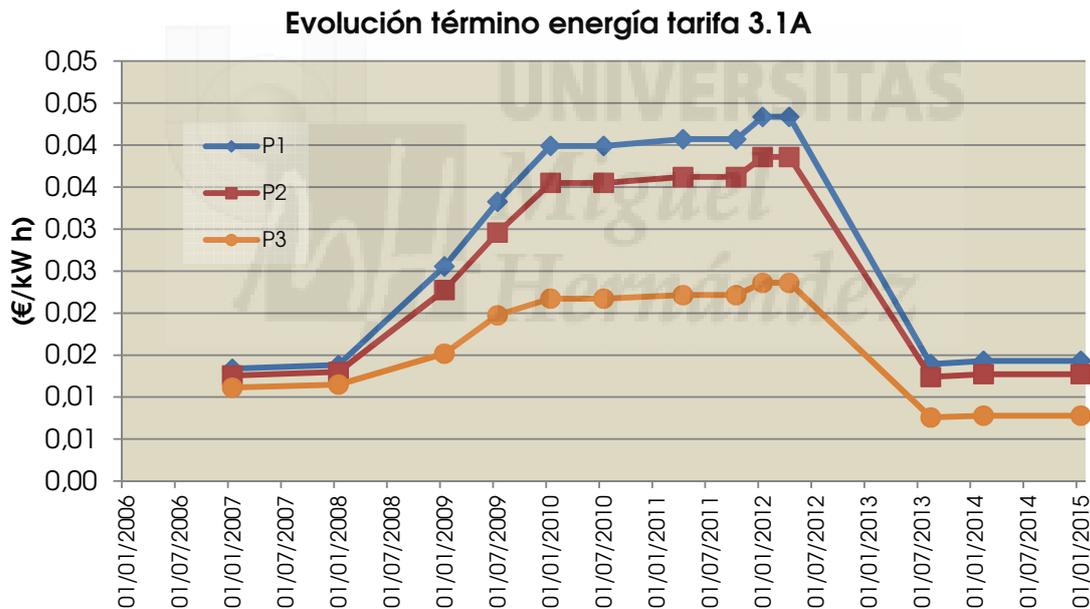


Figura 20. Evolución del término de energía tarifa 3.1A (2007-2014)

(Fuente: elaboración propia a través de diferentes BOE)

A pesar del descenso de la parte regulada del término de energía producido en agosto del año 2013, el gran incremento del coste del término de potencia hace que, de media, el coste total de la factura eléctrica sólo se vea reducido en suministros que consuman gran cantidad de energía. Así por ejemplo, para consumos nulos de energía, el incremento de precios a partir de agosto de 2013 es del orden del 125 y 115 % en las tarifas 3.1.A y 6.1. Por otro lado, para la tarifa 3.1.A se necesita un mínimo de 8,8 horas de funcionamiento diario para que no se incremente el coste de la factura eléctrica respecto a los precios de la orden anterior al mes de agosto de 2013. Para la tarifa 6.1, de media

se necesitarían unas 14 horas de funcionamiento diario para no incrementar los precios de la factura respecto a los precios anteriores a agosto de 2013 (Abadía et al. 2014). A partir del descenso del precio de la energía y aumento de la potencia de agosto de 2013, los precios se han mantenido estables durante todo el año 2014.

1.2.5. Aumento de impuestos a la energía a través del IVA

El tipo general del Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se aplica a la mayoría de productos y servicios, dentro de los cuales está incluida la energía. Así pues, cualquier subida del IVA se traduce en un incremento de los costes energéticos para el regadío, tal y como ha sucedido con la elevación de la carga impositiva sobre la energía al aumentar el citado impuesto en dos ocasiones desde 2010. Cronológicamente, las subidas se produjeron:

- Subida del 16 % al 18 % a partir del 1 de julio de 2010 (Jefatura del Estado 2009)
- Subida del 18 % al 21 % actual el 1 de septiembre de 2012 (Jefatura del Estado 2012)

Este aumento del IVA es especialmente gravoso para las Comunidades de Regantes, ya que al ser corporaciones de derecho público no están sujetas a liquidación de IVA, por lo que no se pueden deducir el IVA soportado en su liquidación.

1.3. Consumo energético y dependencia energética nacional

La sociedad del bienestar a la que progresivamente va accediendo cada vez más población lleva consigo un incremento inevitable del consumo energético. En España, desde la década de los 70 el alto crecimiento socioeconómico ha permitido mejorar la calidad de vida, reflejada en aspectos como el confort térmico de las viviendas, la movilidad privada de la ciudadanía (aumentando el parque automovilístico por encima de la media europea), expansión de las ciudades, etc. Todo ello ha ocasionado que los consumos energéticos se hayan incrementado significativamente desde el año 1975.

España se caracteriza por tener una estructura de consumo energético dominada por productos petrolíferos importados prácticamente en su totalidad, lo que junto a una reducida aportación de recursos autóctonos, ha contribuido a una elevada dependencia energética, próxima al 75 % y superior a la media europea, la cual se sitúa en el 54 % (IDAE 2011). En la Figura 21 se muestra la dependencia energética de los países de la Unión Europea.

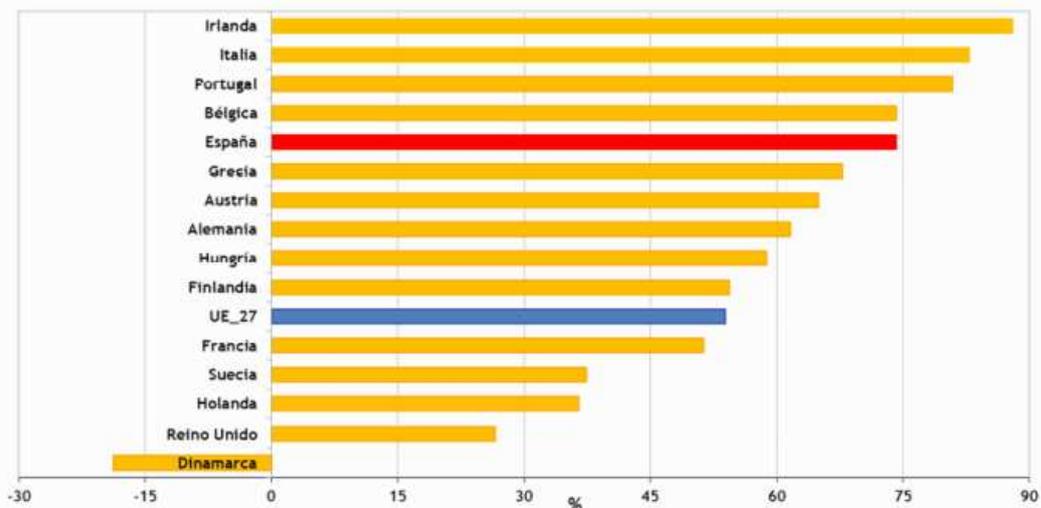


Figura 21. Dependencia energética en España y países de la Unión Europea (UE27)
(Fuente: IDAE 2011)

El consumo energético final en España en el año 2010 fue de 93.423 ktep/año (IDAE 2011). La estructura sectorial de la demanda de energía final se puede visualizar en la Figura 22. Atendiendo a la distribución sectorial de la demanda, el sector transporte es el mayor consumidor, con el 39,3 % del consumo final total. El siguiente orden de magnitud lo presenta la industria, con un 30,2 % del consumo; a la que siguen los sectores de usos diversos, entre los que destacan, con creciente protagonismo, el sector residencial y servicios. En último lugar aparece el sector de la agricultura, con un 3,7 % del consumo de energía final.

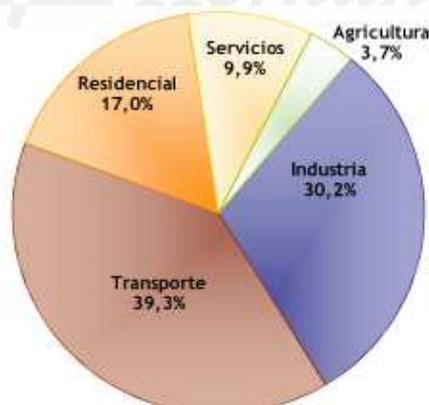


Figura 22. Estructura sectorial de la demanda de energía final en España en 2010
(Fuente: IDAE 2011)

1.3.1. Consumo energético de la agricultura y pesca

El consumo de energía asociado a las actividades de agricultura alcanzó en el año 2010 la cifra de 3.270 ktep (sin contar la aportación al consumo de fuentes de energía renovables valoradas en 44 ktep), lo que representó el 3,5 % del consumo de energía final en España en ese año (IDAE 2011).

Por subsectores, el consumo energético se estructura como se muestra en la Tabla 2. El regadío, con el 13 % del consumo energético, constituye el menor consumidor de energía final dentro del sector de la agricultura y pesca.

Tabla 2. Consumo de energía final de la Agricultura en 2010

Tipo de actividad	Consumo energía final (ktep/año)	Peso relativo (%)
Maquinaria	1.721	53
Explotaciones agrarias	640	20
Pesca	484	15
Regadío	425	13
Total	3.270	100

(Fuente: IDAE 2011)

Por su parte, la maquinaria agrícola (Figura 23) representa el 53 % del consumo energético del sector de la agricultura y la pesca.



Figura 23. Tractor agrícola realizando una labor

1.4. Los pozos en el regadío como fuente de recursos hídricos y como sumidero de recursos energéticos

Desde el desarrollo en el último tercio del siglo XX de la tecnología de bombeo sumergido y los avances en las tecnologías de perforación de pozos, el agua subterránea se ha convertido en uno de los recursos hídricos más importantes en muchos países del mundo. Buen ejemplo de ello son Dinamarca, Malta, Arabia Saudí, entre otros países, donde las aguas subterráneas representan la única fuente de abastecimiento de agua. Otros países también presentan una importante dependencia de

las aguas subterráneas: Túnez (95 %), Bélgica (83 %), Países Bajos, Alemania y Marruecos (75 %), así como la mayoría de países europeos (Austria, Bélgica, Dinamarca, Hungría, Rumania y Suiza) donde el uso de las aguas subterráneas supera el 70 % del consumo total (Zektser y Everett 2004).

A nivel mundial el agua subterránea para riego representa el 42,7 % del uso consuntivo y el 37,5 % de la superficie de regadío está abastecida mediante aguas subterráneas (Siebert et al. 2010).

En España, el agua subterránea proporciona el 20 % del total de agua de riego para abastecer el 28 % de la superficie de riego, dando lugar a un 38 % del total de la producción agronómica (MARM 2002).

En la Tabla 3 se muestra la superficie regada con aguas subterráneas por Cuencas Hidrográficas.

Tabla 3. Superficie regada con aguas subterráneas por Cuenca Hidrográfica

Cuenca Hidrográfica	Superficie (ha)	%
Galicia Costa	--	--
Norte	343	0,1
Duero	108.815	11,5
Tajo	2.057	0,2
Guadiana	159.853	17,0
Guadalquivir	134.537	14,3
Sur	72.355	7,7
Segura	115.450	12,3
Júcar	223.685	23,7
Ebro	43.532	4,6
Cataluña	39.736	4,2
Baleares	15.518	1,6
Canarias	26.362	2,8
Total	942.243	100

(Fuente: MARM 2002)

Se observa que en los ámbitos del Segura, Júcar, Guadiana y Guadalquivir es donde mayor es el porcentaje de superficie regada con aguas subterráneas.

En la Tabla 4 se muestra el uso de las aguas en el sector agrícola según su procedencia (superficiales, subterráneas y otras) para cada Comunidad Autónoma. En ella se observa que existen varias Comunidades Autónomas con una gran dependencia de las aguas subterráneas para uso agrícola. Concretamente, destacan: Castilla-La Mancha (60 %), Región de Murcia (44 %), Andalucía (27 %) y la Comunidad Valenciana (21 %).

Tabla 4. Agua para agricultura por tipo de recurso y comunidad autónoma

Comunidad Autónoma	Aguas superficiales (hm ³ /año)	Aguas subterráneas (hm ³ /año)	Otros recursos (hm ³ /año)	Total (hm ³ /año)	Fracción de aguas subterráneas (%)
Andalucía	2.975	1.143	38	4.156	27
Aragón	2.817	132	5	2.953	4
Castilla y León	2.281	422	8	2.711	16
Castilla-La Mancha	636	992	12	1.640	60
Cataluña	1.558	110	15	1.682	7
Comunidad Valenciana	1.238	356	83	1.676	21
Extremadura	1.824	201	0	2.025	10
Región de Murcia	292	282	62	637	44
Navarra	704	16	0	720	2
La Rioja	292	25	0	317	8
Resto de Comunidades	176	170	47	394	43
España	14.792	3.848	270	18.910	20

(Fuente: INE 2011)

La importancia de las aguas subterráneas como fuente de recursos hídricos es obvia, sin embargo su papel como grandes consumidoras de recursos energéticos no recibe normalmente la atención requerida. Concretamente, el 80 % del consumo energético del regadío corresponde a la extracción de agua de pozo (MARM 2002).

Por tanto, las instalaciones para captación de aguas subterráneas de riego son importantísimas como fuente de recursos hídricos y como sumidero de recursos energéticos y económicos, ya que:

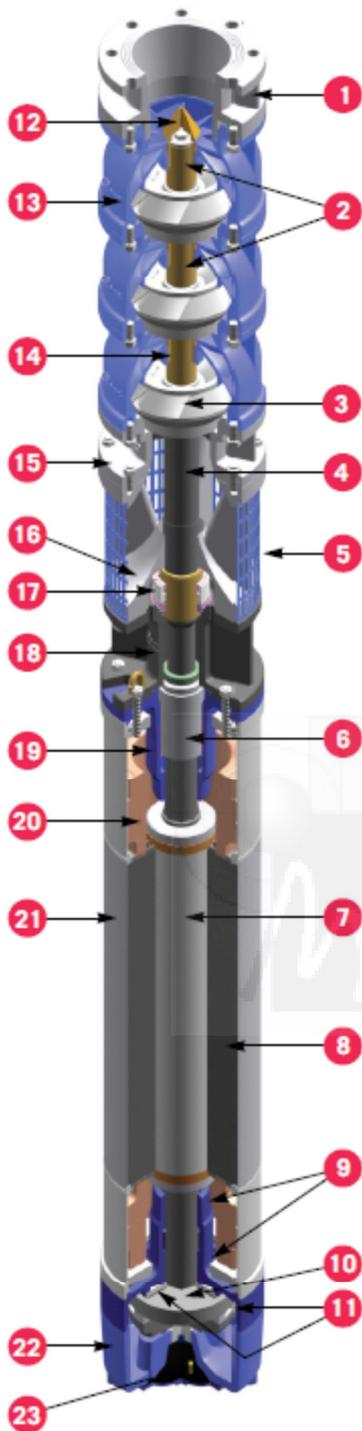
- Aportan el 20 % del agua empleada en el regadío nacional (4.086 hm³/año).
- Representan la única fuente de recursos hídricos en muchas zonas.
- Abastecen el 28 % del área de riego (942.244 ha), originando el 38 % de la producción agraria final.
- Son instalaciones grandes consumidoras de energía, consumiendo el 80 % del subsector del regadío.
- Tienen dificultad para desplazar el funcionamiento a periodos tarifarios económicos al tener una capacidad de bombeo limitada.

1.5. Equipos consumidores de energía en un pozo

La captación de aguas subterráneas para uso en el regadío es un buen ejemplo de proceso en el cual es necesario aportar energía adicional al agua, haciendo que sea imprescindible instalar en el sistema dispositivos que aporten la energía necesaria, para que el trasiego de agua se pueda realizar garantizando las prestaciones hidráulicas necesarias (caudal – presión). Estos dispositivos son las bombas que son accionadas mediante un motor, que a su vez se alimenta de energía eléctrica transportada por conductores.

Una instalación para la captación de aguas subterráneas está formada por: un transformador, un cuadro eléctrico, un variador de velocidad (en ocasiones), cables de alimentación, un motor eléctrico y la bomba. Los principales elementos consumidores de energía son: la bomba, el motor y el cable. Los componentes básicos que constituyen una electrobomba sumergible para la captación de aguas subterráneas de riego se muestran en la Figura 24 y se describen a continuación:





1. Brida final
2. Distanciadores
3. Impulsor
4. Eje
5. Rejilla de aspiración
6. Acoplamiento
7. Rotor
8. Estator
9. Cojinete radial
10. Disco de fricción
11. Cojinete radial
12. Tapón final
13. Cuerpo bomba
14. Cojinete radial
15. Entrebrida aspiración
16. Cuerpo de aspiración
17. Cierre mecánico
18. Entrebrida de unión
19. Portacojinete
20. Cabezas de bobina
21. Carcasa
22. Base
23. Membrana de compensación

Figura 24. Sección de un grupo de pozo
 (Fuente: Ingeteam 2014)

1.5.1. Bomba

- **Funcionamiento y descripción**

Los grupos electrobombas sumergibles de agua limpia están constituidos por bombas centrífugas verticales multietapa, cuyo motor eléctrico está directamente acoplado a la bomba y es igualmente sumergible. Los grupos están especialmente diseñados para el bombeo de agua en pozos profundos de reducido diámetro de perforación. Esta condición física hace que este tipo de equipos tengan un rendimiento global menor, en comparación con aquellos equipos donde el espacio físico no es limitante.

En la Figura 25 se muestran grupos de pozo de varias potencias y prestaciones. Todos ellos tienen en común su geometría, presentando diámetros muy reducidos y formas alargadas.



Figura 25. Grupos electrobombas sumergibles de diversas potencias

(Fuente: directindustry 2014)

Las bombas de movimiento rotativo son dispositivos en los cuales el elemento impulsor es capaz de transmitir energía al agua, transformando la energía mecánica rotativa proveniente de un motor eléctrico, en energía hidráulica (Arviza et al. 2002).

Mediante el giro del rodete se transmite al agua parte de la energía mecánica desarrollada por el motor de accionamiento. El rodete o impulsor es una rueda unida mediante un eje al motor, dotada de secciones tubulares alabeadas (álabes), que conducen el agua desde la zona central (oído u ojal) hasta el borde exterior. El agua impulsada por el rodete pasa a un conducto envolvente de sección variable, que comunica con la salida de la impulsión. Dispone además de una carcasa exterior que confina a la máquina. El agua entra por el ojal del rodete a través de la rejilla de aspiración y sale por el terminal de la voluta a través de la columna de impulsión.

- **Rendimientos**

No toda la energía que el motor transmite a la bomba mediante el eje se transforma en energía útil en forma de caudal y presión, puesto que en la bomba se producen una serie de pérdidas energéticas. Estas pérdidas se clasifican en tres: hidráulicas, volumétricas y mecánicas.

Las pérdidas hidráulicas se originan por el rozamiento del fluido con las paredes de la bomba y por cambios de dirección que provocan turbulencias. Las pérdidas volumétricas están motivadas por la recirculación de líquidos desde el lado de descarga, alta presión, al lado de succión, baja presión, a través de la holgura y rugosidades existentes entre la carcasa y los rodetes principalmente. Las pérdidas mecánicas se originan básicamente por la resistencia a la rotación del eje con los rodamientos y sellos. También, por excentricidades del eje con los rodamientos.

- **Componentes básicos de una bomba de pozo**

Los componentes básicos que forman una electrobomba sumergible para la captación de aguas subterráneas de riego se describen a continuación:

Cuerpo de la bomba o carcasa: tiene función hidráulica, pues conduce el agua impulsada por los rodetes a la tubería de impulsión; y una función mecánica, pues soporta presiones y todos los esfuerzos transmitidos por el conjunto giratorio. Es la parte externa de la bomba y suele emplearse fundición (gris, nodular o inoxidable) o bronce. Sobre este elemento se realizan mecanizados para los cojinetes radiales que están diseñados para ser lubricados por la misma agua de bombeo. El cuerpo o carcasa es de los pocos componentes que resiste durante toda la vida útil de la bomba.

Cuerpo de aspiración: suele ir provista de una rejilla de acero inoxidable, que evita la entrada de partículas de cierto tamaño que pudieran deteriorar u obstruir los canales de los impulsores. Esta pieza canaliza el agua desde la entrada hasta el primer impulsor, asegurando

la entrada del fluido en las condiciones idóneas de incidencia sobre el elemento impulsor. Además, este constituye la pieza de unión entre el motor y la parte hidráulica del grupo.

Impulsor o rodete: recibe la potencia mecánica del eje, al que va solidariamente acoplado mediante un sistema de fijación con distanciadores que dan la rigidez necesaria al conjunto y la transforman en potencia hidráulica. De su geometría depende el rendimiento y comportamiento de la bomba. Se suele emplear fundición (gris, nodular), acero inoxidable o bronce, y al contrario que el cuerpo, los rodetes son elementos susceptibles de deteriorarse, pues sufren cavitación, abrasión y corrosión, junto con el deterioro paulatino que sufren derivado de su uso normal, el cual puede conducir a pérdidas de rendimiento importantes y por tanto, a modificaciones severas de su punto de funcionamiento hidráulico.

Eje: transmite al impulsor la potencia de rotación mecánica suministrada por el motor y transmite al cuerpo de la bomba, a través de los rodamientos, los esfuerzos que se producen en el impulsor. El eje enlaza al impulsor con el motor, incidiendo en los elementos de estanqueidad, ya que es el único componente móvil que atraviesa el cuerpo de la bomba. Se suele fabricar en acero inoxidable acompañado frecuentemente de tratamientos superficiales para aumentar su dureza. Para evitar la fuga de agua entre el eje y el cuerpo se ponen retenes.

Retenes o aros de cierre - desgaste: representan el punto por donde el eje de la bomba atraviesa el cuerpo. Esta pieza debe permitir el libre giro del eje (giratorio) y a la vez, la estanqueidad con el cuerpo de la bomba (fijo). Este es un punto sensible a las fugas hidráulicas al que es necesario prestarle especial atención para minimizar las pérdidas internas de la bomba y maximizar el rendimiento volumétrico. En los grupos no sumergidos se emplea "prensa - estopa", que son cordones trenzados de fibra vegetal o mineral con amianto y con grafito. Estos cordones se sitúan rodeando al eje en una cámara especial diseñada para su alojamiento en la que en uno de sus extremos hay un anillo metálico empujado por tornillos que sirven para regular la presión e impiden que los cordones se salgan. Este dispositivo debe dejar gotear algo de agua para asegurar su lubricación y refrigeración, y suelen tener un desgaste que aumenta la pérdida de agua, lo cual obliga a una regulación periódica mediante el apriete del tornillo regulador, sin embargo, en la actualidad se tiende más a la estanqueidad mediante el empleo de cierres mecánicos. Estos están formados por platos, unos fijos al cuerpo de la bomba y otros que giran con el eje contruados de materiales muy duros y con gran precisión, que rozan entre sí. Estos últimos son los empleados en los grupos sumergidos. Al igual que los rodetes, sufren un deterioro paulatino.

Rodamientos: permiten el apoyo del eje en el cuerpo de la bomba y el giro libre del mismo. Lo más frecuente es que sean rodamientos de bolas de bronce o materiales plásticos. Este elemento debe funcionar siempre convenientemente lubricado, siendo su vigilancia y conservación imprescindible para que no se produzcan pérdidas hidráulicas y por tanto, pérdidas de rendimiento. Permite la estanqueidad entre el eje y el cuerpo, siendo uno de los elementos que requiere de mayor atención. Los rodamientos son de los componentes que más se sustituyen a lo largo de la vida útil del bombeo.

1.5.2. Motor

- **Funcionamiento y descripción**

El motor en este tipo de equipos, al igual que la bomba, es sumergible, y está directamente acoplado a la parte hidráulica. Este está bañado en agua, aunque cerrado de modo estanco o haciendo circular el agua por su interior a través de camisas para su refrigeración diseñadas especialmente para este fin. También, presentan proporcionalmente un reducido diámetro exterior para poder trabajar en lugares con espacio limitado.

Es un elemento que queda en un segundo plano, quizás porque las marcas de bombas no los fabrican en la mayoría de casos. Así, si generalmente se centra una gran atención en la parte hidráulica (prestaciones hidráulicas, materiales empleados, etc.), no ocurre lo mismo con el motor que se acoplará, cuando este en muchos casos supone un mayor coste de adquisición y mantenimiento que la bomba (López 2007).

Los motores eléctricos acoplados a las bombas sumergidas son los dispositivos que transforman la energía eléctrica en energía mecánica de rotación a través de interacciones electromagnéticas (Gutiérrez et al. 1991).

- **Componentes básicos de un motor de pozo**

En la Figura 24 se pueden ver los componentes básicos del motor, que se describen a continuación:

Estátor: su núcleo suele ser un cilindro de acero laminado sobre el que conductores, generalmente de cobre, se funden o arrollan paralelamente al eje axial. Al estar el interior lleno de agua, el devanado es muy especial, llevando el conductor empleado un aislamiento polímero para evitar el contacto del agua de llenado con el cobre (López 2007).

Rotor: de “jaula de ardilla”, los conductores de cobre están cortocircuitados en cada extremo mediante anillos terminales continuos, que se aíslan del núcleo de hierro. La chapa magnética está insertada en un eje de acero dimensionado para transmitir la potencia demanda por la bomba (Kosow 1998).

Cojinetes: el rotor queda guiado por cojinetes radiales de grafito, fabricados con un rasurado especial que favorece la formación de una película lubricante con la propia agua del motor, no necesitando engrase. El empuje axial de la bomba junto con el peso del árbol giratorio se transmite al cojinete axial a través del disco de fricción.

Cierres mecánicos: los motores logran la estanqueidad dinámica mediante distintos sistemas de cierre hidráulicos protegidos por cierres mecánicos de carburo de tungsteno o silicio. Deben asegurar el reparto uniforme de la presión, absorbiendo posibles vibraciones y deformaciones del eje sin perder estanqueidad.

Membrana de compensación: en la base de los motores estos disponen de una membrana de compensación de las fluctuaciones de volumen por temperatura del agua de llenado, evitando que esta se llene de agua bombeada.

- **Refrigeración y vida útil de los motores**

Los motores sumergibles para la captación de aguas subterráneas se dimensionan para una vida teórica del orden de 25.000 horas de servicio y aproximadamente 10 años, con el aislamiento sometido a una temperatura máxima admisible en permanencia. La principal causa de fallo en un motor son las sobrecargas térmicas, de modo que, cuando se sobrepasa esta temperatura máxima, la vida del motor se reduce según la regla generalmente aceptada de Montsinger, la cual establece la vida útil de un motor en función de la temperatura de trabajo (López 2007). En la Figura 26 se expone un ejemplo de la regla de Montsinger; concretamente se muestra la vida útil de dos motores (B y F). El motor B se ha diseñado para trabajar 25.000 horas a 120 °C, pero si en vez trabajar a dicha temperatura, lo hiciera a 130 °C su vida útil se reduce a 10.000 horas y así sucesivamente. Igualmente ocurre en el caso del motor F.

REGLA DE MONTSINGER

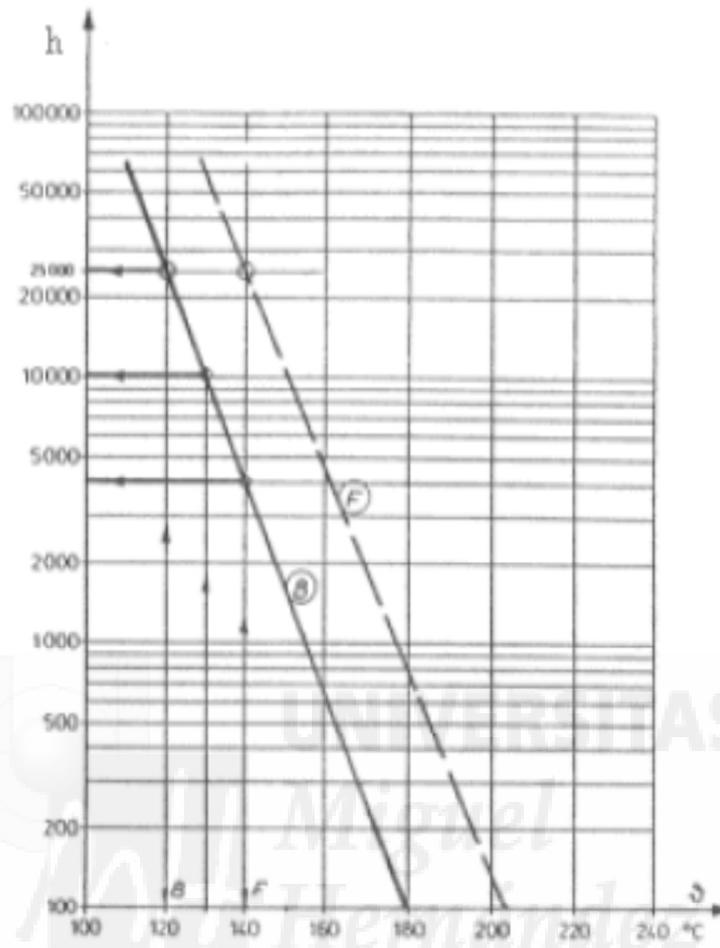


Figura 26. Regla de Montsinger
(López 2007)

A diferencia de los motores en superficie, donde la refrigeración se lleva a cabo mediante ventiladores que llevan acoplado el eje, la refrigeración del motor en los grupos sumergidos se realiza mediante el agua de llenado y la circulación por el exterior de la carcasa de la propia agua de bombeo, que circula por el espacio comprendido entre el motor y las paredes del sondeo. La velocidad del agua que rodea al motor ha de estar comprendida entre 0,2 y 3 m/s, para que pueda refrigerar el motor, y así, no sobrepasar la temperatura máxima de trabajo para no dañar el bobinado. De lo contrario, se debería de instalar una camisa de refrigeración.

- **Tipo de motor empleado en los grupos sumergibles**

La mayoría de motores que se emplean para accionar las bombas -no sólo las sumergibles- son de tipo asíncrono, también llamado de inducción y/o trifásico en "jaula de ardilla", pues son los más sencillos y baratos de construir (Fraile 2008).

La aplicación de una corriente alterna en los devanados del estátor (parte fija) induce una tensión de corriente alterna en el rotor (parte móvil), cuya consecuencia sobre este último es hacerlo girar y producir el par motor en el eje solidario al rotor. Estas son máquinas de doble excitación como consecuencia de la aplicación de una tensión de corriente alterna, tanto en su devanado inducido (estátor) como en su devanado inductor (rotor) (Kosow 1998).

- **Eficiencia de un motor**

La eficiencia de un motor eléctrico es la capacidad que tiene para convertir la energía eléctrica en mecánica. No toda la potencia eléctrica que entra por los terminales del motor se convierte en potencia mecánica en el eje, ya que en este proceso de conversión energética se producen pérdidas (Álvarez 2006):

1. **Eléctricas, o Joule:** se expresan como I^2R , y por consiguiente se incrementan rápidamente con la carga. Estas pérdidas aparecen en forma de calor como consecuencia fundamental de la resistencia eléctrica ejercida por los bobinados del estátor y las barras conductoras del rotor.
2. **Magnéticas:** se producen en las láminas de acero del estátor y el rotor y son debidas al ciclo de histéresis y corrientes de Foucault.
3. **Mecánicas:** debidas a la fricción entre rodamientos y a las pérdidas en otros elementos rotativos del motor.
4. **Adicionales a la carga:** estas están relacionadas con la carga y generalmente se supone que varían con el cuadrado del momento de salida. La naturaleza de estas pérdidas es muy compleja, pero algunos de los elementos que influyen en las mismas son: el diseño de los devanados, la relación entre la magnitud del entrehierro y la abertura de la ranuras, la relación entre el número de las ranuras del estátor y del rotor, la inducción en el entrehierro, las condiciones de superficie del rotor, el tipo de contacto superficial entre las barras y las laminaciones del motor.

En la Figura 27 se muestra la distribución de pérdidas de un motor en función de la carga.

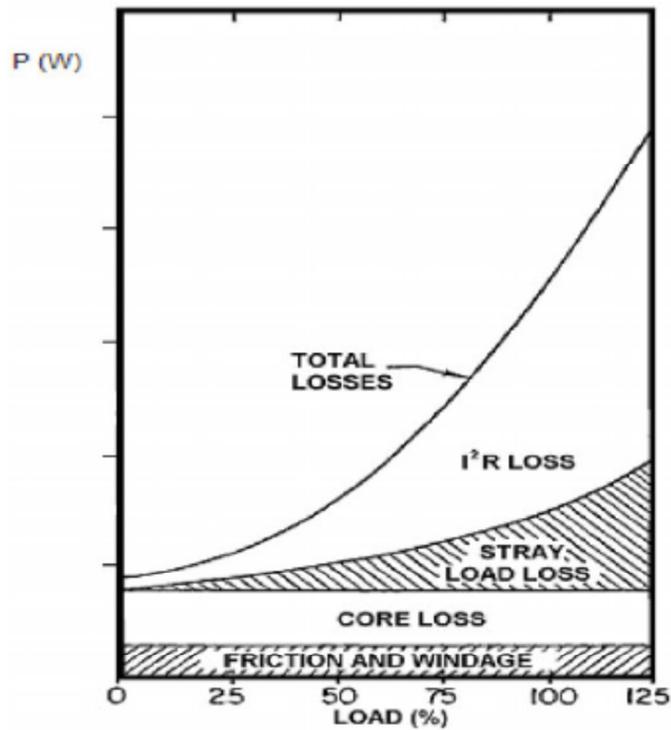


Figura 27. Distribución de las pérdidas de un motor en función de la carga.

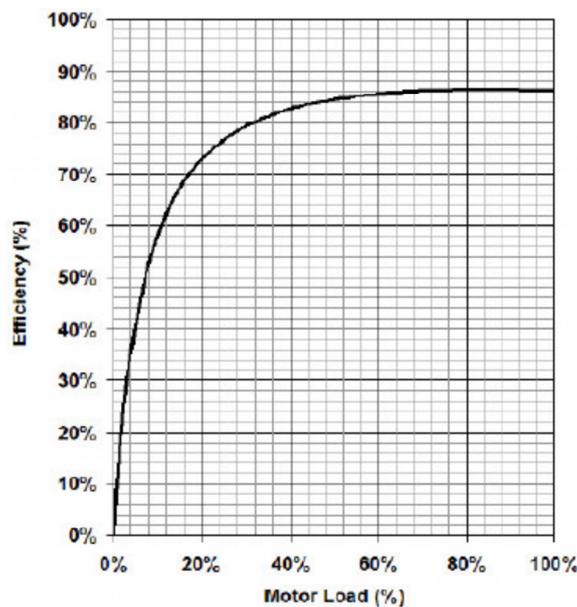
(Fuente: Álvarez 2006)

El rendimiento de los motores aumenta con la potencia. Asimismo, para un mismo motor el rendimiento se incrementa a medida que se acerca su punto de funcionamiento al 100 %, tal y como se puede apreciar en la Tabla 5 y Figura 28.

Tabla 5. Características de motores asíncronos trifásicos con rotor en jaula de ardilla.

CARACTERÍSTICAS DE MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN CON ROTOR EN JAULA Y REFRIGERADOS POR SUPERFICIE											
Velocidad de sincronismo: 1.500 r.p.m. Tensiones: 220/380 V (para >7,5 CV también a 500 V). Aislamiento clase B (F). Protección IP44											
CV	kW	Peso kg	M.d.i. kg/m ²	Valores de servicio					Relaciones		
				Velocidad r.p.m.	Rendto. η	cos ϕ	I_n a 380 V	T_n N·m	T_d/T_n	I_d/I_n	$T_{m\acute{a}x}/T_n$
1/12	0.06	2,5	0,00016	1.300	54	0,73	0,23	0,44	2,0	2,8	-
1/8	0.09	2,8	0,00019	1315	57	0,71	0,34	0,66	2,0	3,0	-
1/6	0.12	3,5	0,0003	1315	56	0,75	0,44	0,88	1,9	3,0	-
1/4	0.18	4,1	0,0004	1.320	60	0,75	0,61	1,3	1,9	3,0	-
1/3	0.25	4,8	0,0006	1.345	64	0,76	0,78	1,8	1,9	3,4	-
1/2	0.37	6,0	0,0008	1.375	66	0,76	1,12	2,5	2,0	3,7	-
3/4	0.55	8,0	0,0015	1.400	71	0,80	1,47	3,7	2,3	4,7	-
1	0.75	9,4	0,0018	1.400	74	0,79	1,95	5,1	2,5	5,0	-
1,5	1.1	12	0,0028	1.400	74	0,81	2,8	7,5	2,1	4,9	2,3
2	1.5	15,6	0,0035	1.410	76	0,81	3,7	10	2,4	5,3	2,6
3	2.2	22	0,0048	1.410	78	0,83	5,2	15	2,3	5,9	2,6
4	3	24	0,0058	1.410	79	0,83	7,0	20	2,6	6,0	2,7
5,5	4	42	0,011	1.435	84	0,82	8,8	27	2,8	7,0	3,0
7,5	5.5	50	0,023	1.450	84	0,85	11,7	36	2,2	7,0	2,8
10	7.5	66	0,028	1.450	86	0,85	15,6	49	2,4	7,9	3,3
15	11	92	0,05	1.460	88	0,86	22	72	2,4	8,0	3,0
20	15	110	0,07	1.460	89	0,88	29	98	2,2	8,0	2,9
25	18.5	170	0,16	1.460	89,5	0,84	37	124	2,6	6,0	2,3
30	22	195	0,16	1.460	90,5	0,85	43	147	2,6	6,0	2,3
40	30	265	0,3	1.470	92	0,87	57	199	2,6	6,0	2,2
50	37	320	0,5	1.470	92,5	0,87	70	245	2,6	6,0	2,2
60	45	350	0,55	1.470	93	0,87	85	298	2,6	6,0	2,2
75	55	470	0,67	1.475	93	0,87	103	363	2,6	6,0	2,1
100	75	630	1,5	1.480	94	0,87	139	494	2,6	6,0	2,1
125	90	700	1,75	1.480	94	0,87	165	593	2,6	6,0	2,1
150	110	850	2,75	1.485	94,5	0,87	205	722	2,6	6,0	2,1
180	132	960	3	1.485	95	0,87	245	867	2,6	6,0	2,0
220	160	1.060	3,2	1.485	95	0,87	295	1.050	2,4	6,5	2,4
270	200	1.410	6,4	1.485	95	0,89	360	1.300	2,4	6,8	2,4
340	250	1.630	7,5	1.485	95,5	0,89	445	1.640	2,4	6,8	2,4
430	315	2.020	13	1.490	95,5	0,89	560	2.060	2,2	7,0	2,4
545	400	2.380	16	1.490	96	0,89	715	2.610	2,2	7,0	2,4

(Fuente: Fraile 2008)


Figura 28. Eficiencia de un motor en función de la carga

(Fuente: Álvarez 2006)

Una política apropiada de mantenimiento y reparación, ayudaría a minimizar las pérdidas por rozamiento y calor, lo que alargaría la vida útil de la máquina.

1.5.3. Cable

- **Importancia en los grupos sumergidos**

Los cables eléctricos tienen la función de transportar la energía eléctrica desde el transformador hasta el punto de utilización, que en este caso es el motor acoplado a la bomba (Luna et al. 2008). Dicho transporte no sólo ha de hacerse eficazmente y en condiciones seguras, también debe realizarse de la manera más eficiente posible.

En los grupos electrobomba instalados en sondeos se tiene un caso particular, ya que a diferencia de otro tipo de instalaciones, el motor se encuentra a gran distancia del cuadro eléctrico, bien porque el sondeo está muy distanciado del transformador, bien porque el grupo se encuentra a gran profundidad, o por una combinación de ambos casos. Por ello se debe prestar mucha atención a este elemento, pues su mal diseño limitará la eficiencia energética a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Así pues, la caída de tensión máxima a efectos de diseño no debería exceder el 5 %, y no sólo por no mermar la eficiencia energética de la instalación a lo largo de toda su vida útil, sino también para dotarla de una mayor fiabilidad, puesto que los calentamientos excesivos pueden deteriorar los aislantes que envuelven a los conductores dejando estos al descubierto. Cuando esto sucede es necesario extraer toda la columna de impulsión y todo el grupo motobomba e investigar dónde se ha producido la avería, reparar la fuga y volver a introducir los equipos nuevamente, con los importantes costes que ello supone y las molestias que ocasiona a los usuarios.

- **Materiales y condiciones**

En los equipos sumergidos instalados en los sondeos se requiere que los cables sean muy flexibles y mantengan sus características sumergidos en agua.

En los conductores del cable, los materiales más empleados en las estaciones de bombeo son el cobre y el aluminio. Sin embargo, para alimentar a los equipos instalados en sondeos se emplea principalmente el cobre, puesto que para transportar una misma potencia, la sección del cable en cobre será menor que en aluminio. Esto se debe a la mejor conductividad relativa del cobre (100 %) frente al aluminio (72 %) (Luna et al. 2008). Este hecho es muy importante para este tipo de instalaciones, pues trabajar con menores secciones facilita el montaje,

ya que la separación existente entre la entubación y la columna de impulsión es mínima.

Para comprender estas limitaciones de espacio para introducir la columna de impulsión junto con los cables que parten del motor y la importancia del diámetro de los cables, en la Figura 29 se muestra la dificultad en la extracción de un sondeo con 9 cables (3 por fase).



Figura 29. Extracción de un grupo motobomba en un sondeo con 9 cables

El material aislante es el tipo seco en la clase de termoestables, caracterizados por admitir altas y bajas temperaturas, intemperie, cortocircuitos, sobrecargas y ser muy flexibles.

- **Cables habituales en sondeos**

Los cables que más se ajustan a las necesidades de este tipo de instalaciones son los siguientes (López 2007):

- **DN 0,6/1 kV UNE 21123:** Es el más empleado y de momento su calidad está más que contrastada en las condiciones severas de temperatura y tensión de alimentación. Formado por una cubierta en "N" de caucho policloropreno (neopreno), el aislante es de caucho etileno - propileno (D) - EPR. Es un cable muy flexible, con muy baja absorción de agua, fácil de empalmar y presenta unas excelentes propiedades eléctricas.
- **DN 0,6/1 kV UNE 21166:** Su uso en sondeos es exigido por algunos organismos públicos, por lo que es habitual su utilización en instalaciones nuevas, sobre todo en obras oficiales. De similares características al anterior, pero más reforzado, capa aislante

mayor y para una misma sección el número de cuerdas es superior. Como distintivo lleva escrita la leyenda “bombas sumergibles” en la cubierta. Es más caro y presenta plazos de entrega elevados. Su mayor diámetro hace que quede más expuesto en los pasos por las bridas de la tubería, lo que dificulta la extracción e inserción.

1.6. Singularidades propias de los bombeos de pozo

Los bombeos de pozo presentan una serie de singularidades respecto a los bombeos en superficie, que afectan a su funcionamiento, rendimiento y mantenimiento, entre las que destacan las mostradas en la Figura 30.



Figura 30. Singularidades propias de las estaciones de bombeo de pozo

Las singularidades de los equipos de pozo que hacen que sean más vulnerables y necesiten de un trato especial se desglosan a continuación:

El dimensionado del grupo motobomba y del diámetro de la columna de impulsión se realiza para unos niveles determinados del acuífero, pero si las oscilaciones de nivel son superiores a las previstas en el diseño, el grupo deja de trabajar en su punto óptimo de funcionamiento, disminuyendo la eficiencia energética (Moreno et al. 2010a). Es decir, las exigencias energéticas son cambiantes a lo largo de la campaña de riego y entre campañas de riego.

- En las estaciones de bombeo de pozos, es habitual presentar elevadas longitudes de cables (300-400 metros o incluso mayores), que producirán importantes caídas de tensión y pérdidas de potencia. Si la caída de tensión es muy alta, hará que la tensión de alimentación del motor sea inferior a la nominal, por tanto desarrollará menos potencia. Asimismo, la pérdida de potencia (RI^2 en cada fase) añade pérdidas a las propias del motor y la bomba. Por lo tanto, es necesario prestar especial atención al dimensionado de este elemento para evitar caídas de tensión que superen el 5 % marcado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (MICYT 2002). Al aumentar la sección se reduce la resistencia y con ella la caída de tensión y las pérdidas en el cableado. Estas pérdidas en el cable podrían limitar la eficiencia energética de la estación a lo largo de toda su vida útil (Abadía et al. 2012).
- La inaccesibilidad del grupo motobomba, por localizarse en profundidad, dificulta su mantenimiento y encarece dicha operación al ser necesaria la movilización de una grúa para extraer el grupo y la columna de impulsión solidaria. Igualmente, tal localización en profundidad del grupo enmascara vibraciones y ruidos indicativos de funcionamiento anómalo del equipo (dilatando, más si cabe, las revisiones técnicas). Por lo tanto, es necesario proporcionar elementos específicos para controlar los parámetros de funcionamiento, como el caudal, niveles, parámetros eléctricos, turbidez, horas de funcionamiento, arranques, y temperaturas del motor y del agua (Ortiz y Palomo 2012).
- La ubicación en profundidad de la instalación implica tener que contar con una grúa para realizar cualquier labor de mantenimiento con el coste que ello supone. Este coste es una de las principales razones que lleva a los gestores de agua a creer que el mantenimiento preventivo puede ser antieconómico.
- Dificultad de instalación. La ubicación de la bomba en el sondeo a una profundidad incorrecta puede dar lugar a un nivel insuficiente de agua por encima de la bomba, lo que lleva a una disminución en la NPSH disponible, con la posibilidad de cavitación o funcionamiento en seco. La instalación de la bomba próxima a las rejillas de entrada del agua del sondeo puede provocar arrastre de sólidos (Ortiz y Palomo 2012).
- Las instalaciones para la captación de aguas de pozo suelen tener más dificultad para ajustar su funcionamiento a los periodos tarifarios más económicos (P6 o P3, según el tipo de contrato), ya que instalaciones no sumergidas que se abastecen de aguas superficiales, o bien a través de ríos, acequias o balsas de regulación pueden dimensionarse con elevadas capacidades de bombeo que les permitan funcionar principalmente en periodos nocturnos, donde el término de energía es más económico. En los

sondeos, la capacidad de bombeo es limitada y si además existe déficit hídrico en la zona regable dependiente de dicho bombeo, se debe funcionar inevitablemente en periodos tarifarios caros. Por ello, la capacidad para desplazar el consumo a periodos más económicos es prácticamente nula en muchos momentos de la campaña de riego. Esta limitada capacidad de bombeo de los pozos hace que además de ser grandes consumidores de energía, también lo sean también de recursos económicos, pues presentan peores porcentajes de utilización y por tanto, mayores precios medios de la energía.

1.7. Necesidad de mantenimiento preventivo

Cuando se diseña y ejecuta correctamente una instalación para la captación de aguas subterráneas de riego (principalmente bomba, motor y cable), esta funciona cerca de su eficiencia energética potencial. Sin embargo, a medida que una instalación acumula horas de trabajo, su rendimiento va disminuyendo progresivamente a la vez que paralelamente se van incrementado los consumos y costes energéticos de elevación. Este deterioro se produce fundamentalmente por desgastes mecánicos, fenómenos de oxidación e incrustaciones (Comisión Europea 2001).

Asimismo, las condiciones iniciales de trabajo de las bombas no son constantes a lo largo de su vida útil, ya que hay una pérdida de rendimiento hidráulico en las bombas debido a un deterioro progresivo, incluso bajo un uso normal. Las pérdidas de eficiencia podrían alcanzar niveles entre el 5 - 20% en los primeros años de la vida de trabajo de la bomba (Reeves 1960; Fleming 1989). El funcionamiento adecuado de un bombeo debe incluir la inspección periódica de todos los elementos del sistema, fundamentalmente: la bomba, el motor eléctrico, cables, variadores de velocidad y transformador. Los programas de mantenimiento preventivo aseguran que el bombeo no se vea comprometido por una baja eficiencia energética (Hydraulic Institute 2008). Saidur (2010) menciona el mantenimiento de motores como una de las maneras de obtener ahorros de energía, indicando que el mantenimiento preventivo reduce las averías ocasionadas por sobrecalentamiento y contaminación, que son los responsables de entre el 25 y 42 %, respectivamente, de las averías.

En la Figura 31 se representa la evolución típica del rendimiento de un equipo de bombeo. El equipo, en el momento de su instalación, funciona con una determinada eficiencia, que va descendiendo a medida que el equipo acumula horas de trabajo, de modo, que es necesario realizar un mantenimiento del equipo para originar un repunte en la eficiencia energética, la cual, si bien se incrementa con el mantenimiento, nunca vuelve a alcanzar el rendimiento original. Las

actividades de mantenimiento y los repuntes de la eficiencia asociados van formando los “dientes de sierra” de la citada Figura 31. Esta sería la forma que adoptaría la eficiencia energética del equipo en caso de practicar mantenimientos preventivos. La otra alternativa, muy extendida en el regadío, es no llevar a cabo mantenimientos preventivos en los equipos, lo que implica que el equipo trabaja a lo largo de su vida útil con una eficiencia energética inferior.

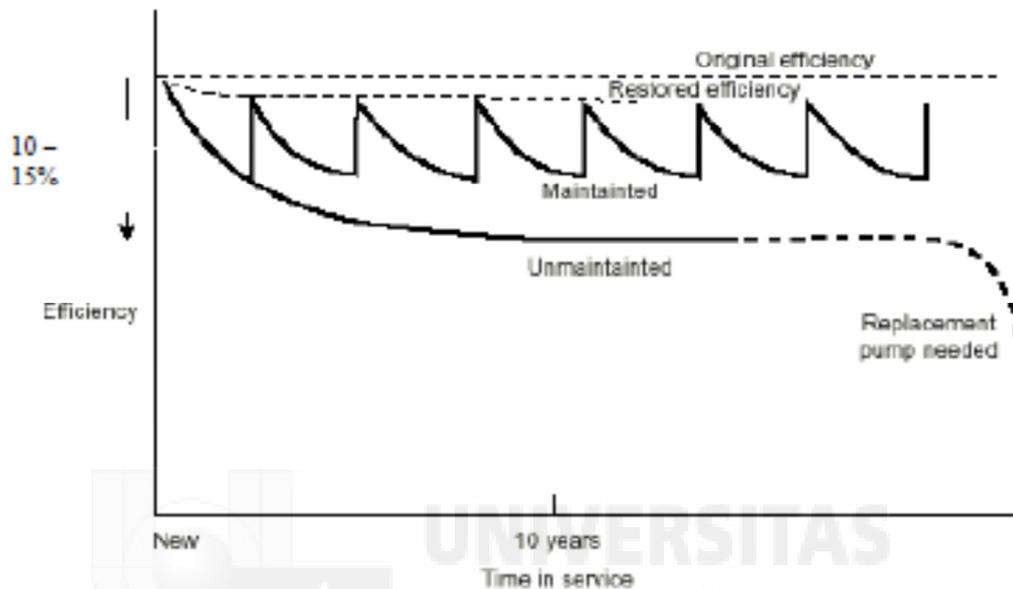


Figura 31. Evolución del rendimiento en un equipo de bombeo en función del tiempo

(Fuente: Comisión Europea 2001)

Por tanto, si se quiere volver a trabajar cerca de la eficiencia energética potencial original es necesario, inevitablemente, acometer trabajos de mantenimiento en el grupo, para de este modo producir un repunte en la eficiencia energética y una caída de los costes de elevación.

El mantenimiento preventivo periódico de las instalaciones va a proporcionar un beneficio directo como consecuencia de la mejora en el rendimiento de la instalación, al corregir desgastes ocasionados en el interior de la máquina. Al mismo tiempo, el mantenimiento preventivo permitirá la obtención de otros beneficios indirectos, al evitar costosas averías ocasionadas por la destrucción de piezas vitales de la máquina (impulsores, rodamientos, cojinetes axiales, membranas de compensación, equilibrado de ejes, etc.), las cuales llevándose un mantenimiento regular, no deberían llegarse a producir. Esto es importante ya que generalmente la rotura de una pieza, aparentemente sin importancia y de bajo coste, puede desencadenar la rotura encadenada de otros elementos que sí son más costosos.

La mayoría de las Comunidades de Regantes, las Confederaciones Hidrográficas y otros colectivos de riego no tienen implantado un sistema específico de mantenimiento de los bombeos.

Actualmente, se realiza el mantenimiento cuando se produce una avería, es decir: se realiza un mantenimiento correctivo, y no preventivo. Diversos autores (Bos 1997; Malano et al. 1999; Atkinson et al. 2003; Murray-Rust et al. 2003; Huppert et al. 2003) han destacado la falta de inversiones en mantenimiento en las instalaciones de regadío.

1.7.1. Ventajas del mantenimiento preventivo frente al correctivo

El mantenimiento preventivo obliga a realizar paradas técnicas programadas para llevar a cabo operaciones de mantenimiento incluidas dentro de un plan regular a lo largo de la vida útil de la instalación. Estas paradas técnicas (“cultura de mantenimiento”) no son habituales en el sector del regadío, ya que la tendencia generalizada es la de paradas obligadas para la reparación de averías sucesivas (“cultura de la reparación”), más o menos frecuentes, con los perjuicios que provocan a la garantía de suministro de agua.

Las principales ventajas asociadas al mantenimiento preventivo de equipos de pozos son las mostradas en la Figura 32.



Figura 32. Ventajas del mantenimiento preventivo

- **Mayor garantía de suministro:** el mantenimiento preventivo se puede llevar a cabo en épocas de la campaña de riego elegidas y programadas por los gestores, con lo cual dicho mantenimiento se realizará en momentos que provoquen una menor perturbación en el funcionamiento habitual de la instalación. En este contexto, hay que tener en cuenta que un grupo instalado en superficie puede estar reparado y funcionando en un mismo día; sin embargo, en el caso de un grupo sumergido en profundidad, es necesario un día sólo para instalar e insertar nuevamente el grupo en el sondeo. Con lo cual, una avería puede suponer una pérdida de suministro hídrico de más de dos días.
- **Disminución de los costes extraordinarios en reparaciones de las instalaciones,** que se eliminan o se reducen significativamente, sustituyéndose por los costes de mantenimiento. Así, en términos globales, se reducen los costes totales empleados en los equipos

consumidores de energía, al ser los costes de mantenimiento de menor cuantía que los costes de reparación. Esto se debe a que, en ocasiones, la rotura de un elemento provoca la rotura de otros elementos en cascada. Este tipo de roturas en cadena deben evitarse en la medida de lo posible, sustituyendo aquellas piezas sensibles, que acumulan muchas horas de trabajo, alineando aquellos constituyentes que lo necesiten o ajustando las estanqueidades de cada parte del grupo, etc.

- **Disminución de los costes energéticos de bombeo:** pues se mantienen los rendimientos globales de las instalaciones cerca de sus valores potenciales, de tal modo que los costes energéticos de elevación se sitúan cerca de su mínimo alcanzable (Comisión Europea 2001).
- **Opción de negociar mejores precios y formas de pago con proveedores:** con las paradas programadas se pueden agrupar equipos de características similares en cuanto a horas de trabajo, exigencias energéticas, localización, etc. De tal modo que se pueden llevar al taller varios grupos motobomba a la vez, con lo obteniendo así mejores precios tanto en la grúa, como en el taller especializado que realice dichos trabajos de mantenimiento, y reduciendo los costes de transporte al llevar en los mismos portes varios equipos. Asimismo, se pueden negociar mejores precios y formas de pago con los proveedores, ya que se rompe la estacionalidad de este tipo de empresas, que concentran la mayor parte de las reparaciones en épocas punta de riego, de modo que todo el trabajo que se requiera fuera de ese período es mejor atendido.

1.8. Las labores del mantenimiento preventivo de grupos de pozo

Para decidir cuándo es el momento idóneo para llevar a cabo un mantenimiento preventivo de un grupo de pozo es necesario conocer, de la forma más ajustada posible, el coste en que se incurrirá si se decide llevar a cabo dichas labores.

Así, en el mantenimiento preventivo de los grupos sumergidos de pozo profundo se debe hacer frente a dos costes fundamentales:

- **Costes de grúa:** para la extracción inicial e inserción posterior del grupo motobomba y de la columna de impulsión (Figura 33).
- **Costes de taller especializado:** para el mantenimiento del binomio motor – bomba.



Figura 33. Grúa extrayendo la columna de impulsión de un equipo de pozo

1.9. Estudios realizados para mejorar el diseño y gestión de estaciones de bombeo de pozo

En la literatura científica, se han realizado diferentes estudios con el fin de mejorar el diseño y gestión de las estaciones de bombeo de pozo.

Así, Helweg (1982) estudió la determinación del momento idóneo para realizar un mantenimiento o reemplazar el bombeo existente por otro nuevo. Para ello supuso que el caudal óptimo de bombeo, teniendo en cuenta el descenso del pozo en función del caudal, se da cuando la brecha entre los ingresos por venta de agua y los costes de bombeo es máxima; es decir, cuando el beneficio es máximo. Para ello, estimó los beneficios anuales que se obtienen con el equipo de bombeo actual y los beneficios que se obtendrían reparándolo, o bien, sustituyéndolo por un equipo nuevo, de modo que, si los beneficios actuales son mayores no se lleva a cabo el mantenimiento ni el reemplazamiento por un nuevo equipo. Esta metodología es de gran utilidad, sin embargo, presenta puntos sensibles:

- Considera que el coste de un equipo nuevo es prácticamente el mismo que el asociado a la reparación del equipo existente. Esta circunstancia se puede dar en equipos de pequeño tamaño, pero en los equipos instalados en pozos profundos, que son generalmente equipos de envergadura, realizar un mantenimiento preventivo es considerablemente más económico que adquirir uno nuevo.
- Considera que los costes de reparación son fijos para cualquier instalación, cuando estos dependen en gran medida de cada instalación (envergadura del grupo motobomba, longitud y diámetro de la columna de impulsión, etc.)

Hidalgo et al. (2008) realizaron un estudio para mejorar la gestión de los bombeos de pozo, en el que se valoraron los costes de extracción de aguas subterráneas en la Demarcación Hidrográfica del Duero. Así, dicho estudio pretendía conocer los costes totales asociados a la extracción de aguas subterráneas, fundamentalmente:

- Amortización de la inversión de la ejecución del sondeo
- Amortización del equipo de bombeo
- Gastos de mantenimiento
- Gastos energéticos

En este caso, la imprecisión que presenta el estudio se debe a que los gastos de mantenimiento se tomaban como un porcentaje (2 %) del coste amortizable de las instalaciones.

Por su parte, Moreno et al. (2010a) estudiaron la optimización de las curvas características de las bombas y el diámetro de las tuberías de impulsión para abastecer a balsas, de modo que los costes totales (inversión en grupo motobomba, inversión en tubería más los costes de energéticos de bombeo) fueran mínimos.

Asimismo, Moreno et al. (2010b) desarrollaron una herramienta informática, como es el Modelo de Análisis de Sondeos (AS), que permite analizar la eficiencia energética, los costes energéticos de funcionamiento y estimar el ahorro energético potencial en el tipo de instalaciones objeto de estudio.

Sin embargo, pese a la constatada importancia de las instalaciones de pozo, en la literatura científica no existía una metodología que permitiera estimar los costes de mantenimiento preventivo en estas instalaciones. Por este motivo, Mora et al. (2013)¹ desarrollaron una metodología para estimar los costes de mantenimiento preventivo para estaciones de bombeo de pozo, la cual se describe en epígrafes posteriores de la presente tesis. Así, conocer los

¹ Este trabajo está disponible en el Anejo II del presente documento.

costes de mantenimiento preventivo de los grupos de pozo constituye el punto de partida para determinar el momento óptimo para llevar a cabo trabajos de mantenimiento preventivo y así gestionar y diseñar adecuadamente, y con criterios objetivos, estas instalaciones.

Para la gestión de pozos también es útil disponer de ciertos indicadores para realizar comprobaciones que permitan conocer si la instalación de pozo en conjunto se encuentra en buen estado, si está bien diseñada y manejada, si la bomba está en buen estado, así como si el grupo se ajusta a las exigencias energéticas actuales. Para ello, únicamente se cuenta con el indicador de eficiencia energética (Abadía 2008b). En el presente trabajo, se expondrán un conjunto de indicadores que permiten caracterizar el estado, manejo y diseño de los equipos de pozo, para conocer en qué elemento o por qué causa las eficiencias están alejadas de las deseadas.

Así, la presente tesis doctoral se centra en las estaciones para la captación de aguas subterráneas de riego de pozo profundo, debido a su gran relevancia en el regadío como fuente de recursos hídricos y como sumidero de recursos energéticos y económicos.



2. OBJETIVOS

El objetivo general de la presente tesis doctoral es desarrollar, validar y aplicar un modelo de gestión de trabajos de mantenimiento en bombes de pozo, para servir como herramienta en la toma de decisiones en la gestión de este tipo de instalaciones.

Este objetivo general se concreta en los siguientes objetivos parciales:

- Proponer una metodología de cálculo de los costes de mantenimiento preventivo asociados a los bombes de pozos.
- Definir una metodología de cálculo de los costes de operación actual y potencial.
- Obtener el modelo de gestión de labores de mantenimiento en estaciones de bombeo de pozo.
- Definir indicadores que permitan caracterizar el estado o necesidades de mantenimiento, diseño y manejo, así como el grado de ajuste de los equipos a las exigencias energéticas actuales de los pozos.
- Validar el modelo propuesto en un bombeo de pozo.
- Aplicar el modelo a 22 estaciones de bombeo de pozo.
- Identificar las causas de baja eficiencia energética.
- Cuantificar la repercusión energética y rentabilidad económica del mantenimiento preventivo.

3. POZOS ANALIZADOS

3.1. Pozo empleado para validar el modelo

La instalación de pozo empleada para validar el modelo propuesto (Figura 34) se encuentra en una entidad de riego de la Región de Murcia y sus características fundamentales se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Características básicas del pozo empleado para validar el modelo

ID. bombeo	Provincia	Caudal nominal (m ³ /h)	Altura nominal (m.c.a.)	Potencia en eje (kW)	Horas de trabajo (h/año)	Fecha instalación	Diámetro columna (mm)	Longitud columna (m)	Sección cable (mm ²)
P.0.0	Murcia	360	400	600	5.641	2009	300	406	185



Figura 34. Pozo empleado para validar el modelo propuesto

3.2. Pozos empleados para aplicar el modelo validado

Las 22 instalaciones para la captación de aguas subterráneas de riego de pozo profundo sobre las que se ha aplicado el modelo validado corresponden a 5 Comunidades de Regantes situadas en las provincias de Alicante y Murcia. Concretamente, se han analizado 4 instalaciones ubicadas en la provincia de Alicante, pertenecientes a 2 Comunidades de Regantes, y otras 18 dentro de la Región de Murcia distribuidas en las 3 Comunidades de Regantes restantes.

En la Tabla 7 se describen las características fundamentales de las instalaciones analizadas. Para mayores detalles consultar el Anejo I adjunto.

Tabla 7. Descripción básica de las instalaciones analizadas

ID. bombeo	Provincia	Caudal nominal (m ³ /h)	Altura nominal (m.c.a.)	Potencia en eje (kW)	Horas de trabajo (h/año)	Edad (años)	Diámetro columna (mm)	Longitud columna (m)	Sección cable (mm ²)
P.1.1.	Murcia	238	200	219	3.676	4	200	207	185
P.1.2.	Murcia	299	160	191	3.676	5	200	240	150
P.1.3.	Murcia	342	298	370	6.942	7	200	336	150
P.1.4.	Murcia	288	115	138	3.563	17	250	137	70
P.1.5.	Murcia	299	260	295	3.676	1	200	276	150
P.1.6.	Murcia	360	301	520	2.072	21	250	352	150
P.1.7.	Murcia	360	357	520	8.727	21	250	362	150
P.1.8.	Murcia	360	297	440	5.954	0,5	250	220	150
P.1.9.	Murcia	630	103	520	3.563	17	300	148	90
P.2.1.	Alicante	240	200	177	8.067	12	200	102	150
P.3.1.	Alicante	45	90	15	3.159	2	200	90	10
P.3.2.	Alicante	120	83	37	3.191	2	200	95	10
P.3.3.	Alicante	120	62	30	3.160	2	200	105	16
P.4.1.	Murcia	720	155	423	7.225	14	300	140	150
P.4.2.	Murcia	720	155	423	7.162	14	300	140	150
P.4.3.	Murcia	900	120	423	7.050	14	300	140	150
P.5.1.	Murcia	180	180	130	904	1	250	237	150
P.5.2.	Murcia	240	230	220	3.039	8	250	235	150
P.5.3.	Murcia	240	230	220	1.635	5	250	173	185
P.5.4.	Murcia	300	220	220	951	1	250	252	150
P.5.5.	Murcia	300	150	220	4.655	6	250	170	150
P.5.6.	Murcia	390	250	220	3.151	3	250	250	150



Figura 35. Vista del brocal del Pozo P.3.2.

UNIVERSIDAD
Miguel
Hernández

4. METODOLOGÍA

En el presente punto se expone la metodología seguida tanto para la validación del modelo propuesto, como para su aplicación.

4.1. Cálculo de los costes de operación actuales

Los costes de operación actuales ($C_{o\ act}$) están constituidos por la suma de los costes de energéticos de bombeo actuales ($C_{a\ act}$) más los costes de mantenimiento preventivo actuales ($C_{m\ act}$). Se asume que en la situación actual los costes energéticos de bombeo coinciden con los costes de operación, ya que no llevan a cabo labores de mantenimiento preventivo y sólo se realizan labores de mantenimiento correctivo cuando un equipo se avería de forma inesperada.

4.1.1. Cálculo de los costes energéticos actuales por unidad de volumen bombeado

Mediante la medida de los parámetros hidráulicos (caudal, presión en el brocal y nivel dinámico) y eléctricos medidos en el cuadro de alimentación en baja tensión (tensión, intensidad, potencia eléctrica absorbida y coseno de ϕ), se obtiene la eficiencia energética del bombeo de acuerdo con la metodología propuesta por Abadía et al. (2008b), aplicando la Ecuación 1:

$$EEB_{act} = \frac{N_{s\ act}}{N_{a\ act}} = \frac{g \times Q_{act} \times H_{m\ act}}{N_{a\ act}} \times 100$$

Ecuación 1

- **EEB_{act}** eficiencia energética actual del bombeo (%).
- **N_{s act}** potencia hidráulica actual suministrada por el bombeo (kW).
- **N_{a act}** potencia eléctrica actual absorbida por toda la instalación en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión (kW), registrada mediante analizador de redes eléctricas.
- **Q_{act}** caudal actual impulsado (m³/s), registrado mediante caudalímetro de ultrasonidos.
- **g** aceleración de la gravedad, 9,81 (m/s²).
- **H_{m act}** altura manométrica actual (mca).

La altura manométrica se calcula mediante la Ecuación 2:

$$H_{m \text{ act}} = H_g + \frac{P_s}{\gamma} + h_i$$

Ecuación 2

- **H_g** altura geométrica de la impulsión (m), correspondiente a la distancia desde la lámina de agua del nivel dinámico hasta la boca del sondeo, medida mediante un piezómetro.
- **P_s/γ** presión en el brocal del sondeo (mca), registrada mediante sonda de presión.
- **h_i** pérdida de carga de la tubería de impulsión (mca), estimada mediante la ecuación de Darcy-Weisbach, considerando una rugosidad absoluta de la tubería de 0,1 mm.

Todos los parámetros eléctricos e hidráulicos necesarios para calcular la eficiencia energética del bombeo se registran de forma instantánea. Los equipos empleados para la toma de datos en campo se describen en el punto 4.10.

Una vez conocida la eficiencia energética de cada bombeo, estos se pueden calificar y describir de acuerdo con la metodología propuesta por Abadía et al. (2008b), tal y como se indica en la Tabla 8:

Tabla 8. Calificación de la eficiencia energética de los bombeos, descripción y especificaciones

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIONES
A	EFICIENCIA EXCELENTE	EEB > 65 %
B	EFICIENCIA BUENA	60 % ≤ EEB ≤ 65 %
C	EFICIENCIA NORMAL	50 % ≤ EEB ≤ 60 %
D	EFICIENCIA ACEPTABLE	45 % ≤ EEB ≤ 50 %
E	EFICIENCIA NO ACEPTABLE	EEB < 45 %

(Fuente: Abadía et al. 2008b)

La eficiencia energética engloba el rendimiento del conjunto (motor, bomba, cable, etc.). Sin embargo, es de utilidad calcular la eficiencia del cable para conocer si las pérdidas energéticas en dicho elemento están o no dentro de valores adecuados.

El rendimiento actual del cable es la relación entre la potencia que llega al motor y la potencia que sale desde el cuadro eléctrico, como se resume en la Ecuación 3:

$$\eta_{c \text{ act}} = \frac{N_{m \text{ act}}}{N_{a \text{ act}}} \times 100$$

Ecuación 3

- $\eta_{c \text{ act}}$: rendimiento actual del cable (%).

- **$N_{m \text{ act}}$** : potencia actual que llega al motor (kW), calculada indirectamente a través de la pérdida de potencia en el cable desde el cuadro hasta el motor.
- **$N_{a \text{ act}}$** potencia eléctrica actual absorbida por toda la instalación en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión (kW).

La potencia que llega al motor ($N_{m \text{ act}}$) se calcula como indica la Ecuación 4:

$$N_{m \text{ act}} = N_{a \text{ act}} - N_{c \text{ act}}$$

Ecuación 4

- **$N_{a \text{ act}}$** potencia eléctrica actual absorbida por toda la instalación en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión (kW).
- **$N_{c \text{ act}}$** : potencia actual perdida en el cable (kW) desde el cuadro eléctrico hasta el motor, calculada indirectamente.

La pérdida de potencia en los cables, $N_{c \text{ act}}$, se calcula a partir de la caída de tensión en el cable, aplicando la Ecuación 5:

$$N_{c \text{ act}} = \frac{\Delta V_{c \text{ act}} \times \cos \varphi_{\text{act}} \times I_{\text{act}} \times \sqrt{3}}{1.000}$$

Ecuación 5

- **$\Delta V_{c \text{ act}}$** : caída de tensión actual producida en el cable (V) desde el cuadro eléctrico hasta el motor.
- **$\cos \varphi_{\text{act}}$** : factor de potencia medido en el cuadro eléctrico con analizador de redes.
- **I_{act}** : intensidad total actual medida en el cuadro eléctrico con analizador de redes eléctricas (A).

La ΔV_{act} se calcula aplicando la Ecuación 6:

$$\Delta V_{\text{act}} = \frac{K \times I_{\text{act}} \times L_c}{n_{cf} \times 1.000}$$

Ecuación 6

- **I_{act}** : intensidad actual total medida en el cuadro eléctrico con analizador de red eléctrica (A).
- **L_c** : longitud de cable desde el cuadro eléctrico hasta el motor (m).
- **n_{cf}** : número de cables por fase que alimentan al motor (ud).

- **K:** caída de tensión por unidad de longitud del cable y por unidad de intensidad que circula por el cable, en voltios, dependiente de la sección del cable, factor de potencia y temperatura. Extraído de la Guía técnica – BT – ANEXO 2 de septiembre de 2003 (MICYT 2003). La caída de tensión unitaria se obtiene de la Tabla 9.

Tabla 9. Caídas de tensión unitarias por A y km para cables de 0,6/1 kV.

Sección (mm ²)	Caída de tensión por A y km											
	Cos φ = 0,8				Cos φ = 1				Cos φ = 0,9			
	40 °C	60 °C	80 °C	90 °C	40 °C	60 °C	80 °C	90 °C	40 °C	60 °C	80 °C	90 °C
1,5	18,26	19,57	20,89	21,55	22,60	24,25	25,89	26,72	20,47	21,95	23,43	24,18
2,5	11,22	12,02	12,83	13,23	13,84	14,85	15,68	16,37	12,56	13,47	14,38	14,83
4	7,02	7,53	8,03	8,28	8,61	9,24	9,87	10,18	7,85	8,41	8,98	9,26
6	4,73	5,07	5,40	5,57	5,75	6,17	6,59	6,80	5,27	5,65	6,03	6,22
10	2,85	3,05	3,24	3,34	3,42	3,67	3,92	4,04	3,16	3,38	3,61	3,72
16	1,82	1,95	2,07	2,13	2,15	2,31	2,46	2,54	2,01	2,15	2,29	2,36
25	1,18	1,26	1,34	1,38	1,36	1,46	1,56	1,61	1,29	1,38	1,47	1,52
35	0,88	0,94	0,99	1,02	0,98	1,05	1,12	1,16	0,95	1,01	1,08	1,11
50	0,67	0,71	0,76	0,78	0,72	0,78	0,83	0,86	0,72	0,77	0,81	0,84
70	0,49	0,52	0,55	0,56	0,50	0,54	0,57	0,59	0,52	0,55	0,58	0,60
95	0,38	0,40	0,42	0,43	0,36	0,39	0,41	0,43	0,39	0,41	0,44	0,45
120	0,32	0,33	0,35	0,36	0,29	0,31	0,33	0,34	0,32	0,34	0,36	0,37
150	0,27	0,28	0,30	0,30	0,23	0,25	0,27	0,27	0,27	0,29	0,30	0,31
185	0,23	0,24	0,26	0,26	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26
240	0,20	0,21	0,21	0,22	0,14	0,15	0,16	0,17	0,19	0,20	0,21	0,21

(Fuente: MICYT 2003)

El consumo específico, o consumo de energía activa por unidad de volumen bombeado es la ratio entre la potencia activa absorbida actual y el caudal elevado actual, tal y como se indica en la Ecuación 7:

$$E_{av\ act} = \frac{N_{a\ act}}{Q_{act}}$$

Ecuación 7

- **E_{av act}** consumo específico (kWh/m³).
- **N_{a act}** potencia eléctrica actual absorbida por toda la instalación en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión (kW).
- **Q_{act}** caudal actual impulsado (m³/h).

Conocido el consumo específico actual, el coste energético de bombeo actual se calcula multiplicando este por el precio medio ponderado de la energía que presente el contrato que abastece dicho bombeo, tal y como se indica en la Ecuación 8:

$$C_{av\ act} = E_{av\ act} \times P_e$$

Ecuación 8

- $C_{av \text{ act}}$: coste energético de bombeo actual por unidad de volumen bombeado (c€/m³).
- $E_{av \text{ act}}$: consumo específico actual (kWh/m³).
- P_e : precio medio ponderado de la energía, dependiente de la tarifa contratada con la compañía energética y el perfil de consumo (c€/kWh).

4.1.2. Cálculo de los costes de mantenimiento

En la situación de funcionamiento actual, ninguno de los equipos de pozo analizados siguen un mantenimiento preventivo; es decir, todos siguen un mantenimiento correctivo. Por tanto, los costes de mantenimiento preventivo ($C_{m \text{ act}}$) son de 0 € y los costes de mantenimiento por unidad de volumen bombeado ($C_{mv \text{ act}}$) son de 0 c€/m³. Esta es una asunción ciertamente conservadora, pues de incluir los costes de mantenimiento correctivo, los costes actuales de operación se incrementarían notablemente.

4.2. Cálculo de los costes de operación potenciales

Los costes de operación potenciales ($C_{o \text{ pot}}$) están constituidos por la suma de los costes de energéticos de bombeo potenciales ($C_{a \text{ pot}}$), obtenidos a través de los datos de catálogo del motor y de la bomba facilitado por el fabricante, más los costes de mantenimiento preventivo potenciales ($C_{m \text{ pot}}$), obtenidos a través del modelo de costes propuesto en la presente tesis.

4.2.1. Cálculo de los costes energéticos potenciales por unidad de volumen bombeado

La eficiencia energética potencial del bombeo (EEB_{pot}) se calcula a partir de la Ecuación 9, (Moreno et al. 2007; Abadía et al. 2012):

$$EEB_{\text{pot}} = \eta_{c \text{ pot}} \times \eta_{m \text{ pot}} \times \eta_{b \text{ pot}} \times \eta_{i \text{ pot}}$$

Ecuación 9

- EEB_{pot} eficiencia energética potencial del bombeo, o rendimiento potencial (η_{pot}), para altura de funcionamiento actual medida en campo (%).
- $\eta_{c \text{ pot}}$: rendimiento potencial del cable (%).
- $\eta_{m \text{ pot}}$: rendimiento potencial del motor (%).
- $\eta_{b \text{ pot}}$: rendimiento potencial de la bomba (%).
- $\eta_{i \text{ pot}}$: rendimiento potencial de la instalación (%).

Para obtener la eficiencia energética potencial se debe disponer de las curvas de comportamiento de la bomba del fabricante (Q-

Rendimiento hidráulico y Q-Hm) y conocer la eficiencia energética del motor acoplado, también facilitado por el fabricante. Recopiladas las curvas de comportamiento de la parte hidráulica y el rendimiento del motor, se realiza la siguiente secuencia de cálculo:

- Obtención del caudal potencial elevado para la altura de funcionamiento real medida en campo, a través de la curva Q-Hm del fabricante.
- Obtención del rendimiento hidráulico potencial de la bomba para el caudal de funcionamiento potencial, a partir de la curva Q-Rendimiento hidráulico del fabricante.
- Obtención del rendimiento potencial del motor a partir del catálogo del fabricante.
- Adopción de rendimiento de la instalación (para considerar que el equipo e instalación asociada no son nuevos y no recuperarán su rendimiento original aunque se realice un buen mantenimiento). En este caso se ha asumido un rendimiento de la instalación del 98 %.

En la Figura 36 se muestra el estado de la superficie interior de una columna de impulsión de un pozo. Dicho estado diverge en gran medida del estado original, por lo que es necesario aplicar un rendimiento de la instalación.



Figura 36. Estado de la superficie interna de una columna de impulsión de un sondeo

Extraídos de los catálogos del fabricante los rendimientos potenciales del motor y de la bomba, se calcula el rendimiento del cable introduciendo los datos de la situación potencial en la Ecuación

3. El proceso para calcular el rendimiento del cable en la situación potencial diverge ligeramente del realizado para la situación actual, ya que la potencia eléctrica absorbida por la instalación en la situación potencial no es un dato medido en campo, sino que hay que calcularlo indirectamente. La secuencia de cálculo seguida es la siguiente:

- Cálculo de la potencia hidráulica suministrada potencial ($N_{s\ pot}$) por el bombeo tras el mantenimiento preventivo mediante la Ecuación 10:

$$N_{s\ pot} = g \times Q_{pot} \times H_{m\ act}$$

Ecuación 10

- $N_{s\ pot}$ potencia hidráulica potencial suministrada por el bombeo para la altura de funcionamiento real medida en campo (kW).
- g aceleración de la gravedad, 9,81 (m/s²).
- Q_{pot} caudal potencial impulsado para la altura de funcionamiento real medida en campo (m³/s). Se extrae de la curva Q-Hm del fabricante.
- $H_{m\ act}$ altura manométrica actual medida en campo (mca).
- Cálculo de la potencia que absorbe el motor en la situación potencial ($N_{m\ pot}$), tal y como se refleja en Ecuación 11:

$$N_{m\ pot} = \frac{N_{s\ pot}}{\eta_{m\ pot} \times \eta_{b\ pot} \times \eta_{i\ pot}}$$

Ecuación 11

- $N_{m\ pot}$: potencia eléctrica que absorbería el motor en la situación potencial (kW).
- $N_{s\ pot}$ potencia hidráulica potencial suministrada por la bomba para la altura de funcionamiento real medida en campo (kW).
- $\eta_{m\ pot}$: rendimiento potencial del motor (%), extraído del catálogo del fabricante.
- $\eta_{b\ pot}$: rendimiento potencial de la bomba (%), extraído de la curva Q-Hm del catálogo del fabricante.
- $\eta_{i\ pot}$: rendimiento de la instalación (%), se adopta un valor del 98 %.
- Cálculo de la intensidad potencial circulante (I_{pot}), Ecuación 12:

$$I_{pot} = \frac{N_{m\ pot} \times 1.000}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi}$$

Ecuación 12

- I_{pot} : intensidad potencial que circularía por los conductores (kW).
- $N_{m\ pot}$: potencia eléctrica potencial que llegaría al motor (kW).

- **V** tensión medida real medida en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión (V).
- **Cos φ**: coseno de φ medido en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión.

La caída de tensión en los conductores en la situación potencial (ΔV_{pot}) se calcula sustituyendo en la Ecuación 6 los datos correspondientes a la situación potencial.

- Cálculo de la potencia en la situación potencial que sale desde el cuadro ($N_{a\ pot}$), Ecuación 13:

$$N_{a\ pot} = N_{m\ pot} + \frac{\Delta V_{pot} \times I_{pot} \times \sqrt{3} \times \cos \phi_i}{1.000}$$

Ecuación 13

- **$N_{a\ pot}$** potencia eléctrica que suministraría el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión a la línea del motor en la situación potencial (kW).
- **$N_{m\ pot}$** : potencia eléctrica que absorbería el motor en la situación potencial (kW).
- **ΔV_{pot}** : caída de tensión potencial producida en el cable desde el cuadro eléctrico hasta el motor (V).
- **I_{pot}** : intensidad de línea que absorbería el motor en la situación potencial (A).
- **cos φ** en el cuadro eléctrico en el lado de baja tensión.

Una vez conocida la potencia eléctrica absorbida en la situación potencial, el último paso, es calcular el rendimiento del cable en dicha situación aplicando la Ecuación 3.

El consumo específico potencial ($E_{av\ pot}$) se calcula aplicando la Ecuación 7, utilizando los valores de caudal y potencia eléctrica de la situación potencial.

El coste energético unitario de extracción ($C_{av\ pot}$) en la situación potencial se calcula con la Ecuación 8, sustituyendo en esta los valores de la situación potencial.

4.2.2. Cálculo de los costes de mantenimiento preventivo potenciales

En este punto se expone la metodología propuesta en la presente tesis para calcular los costes de mantenimiento preventivo para equipos de pozo, la cual, se basa en la propuesta por Mora et al. (2013), disponible en el Anejo II de este documento. La secuencia propuesta para el cálculo de los costes de mantenimiento se resume en la Figura 37:

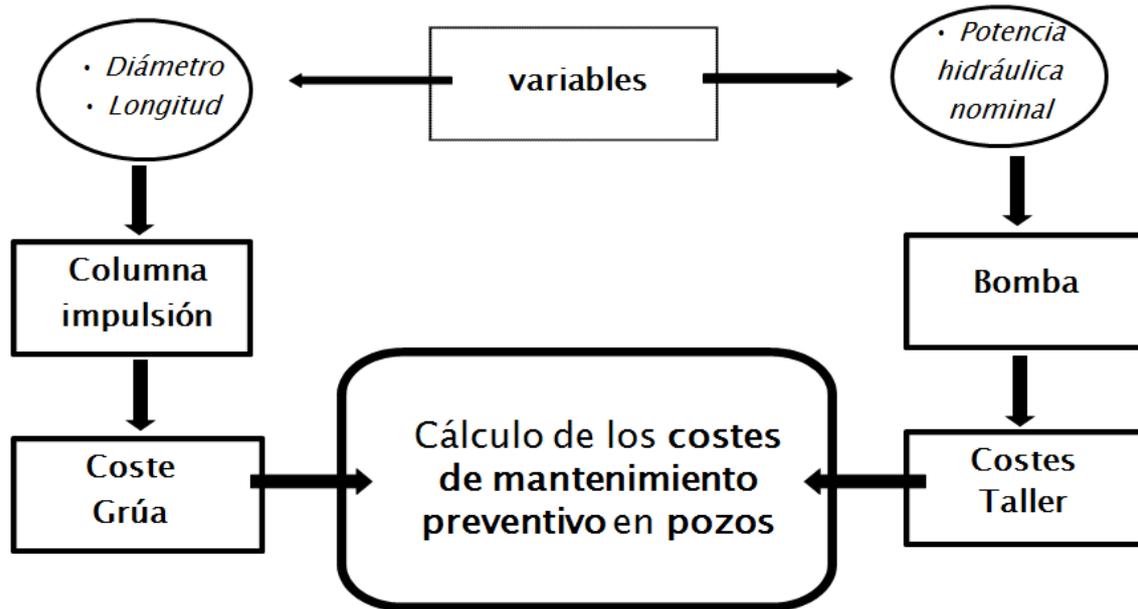


Figura 37. Secuencia de cálculo de los costes de mantenimiento preventivo en pozos

Para el mantenimiento preventivo de grupos de pozo se han identificado dos grandes partidas: Costes de grúa (C_g) y Costes de taller (C_t), las cuales se describen a continuación.

4.2.2.1. Costes de grúa

La movilización de una grúa en el sondeo es necesaria para la extracción e inserción del grupo sumergido, así como de toda la columna de impulsión asociada, la cual generalmente está llena de agua.

El procedimiento para extraer el grupo motobomba a la superficie requiere desmontar del brocal del pozo, para, seguidamente, con una grúa extraer los tramos de la columna de impulsión que se desatornillan y acopian al lado del sondeo, y así sucesivamente hasta que se alcanza el tramo de la conducción solidario al grupo motobomba (Figura 38). Paralelamente a este proceso, se van enrollando y dejando adyacentemente a la boca del sondeo los cables que van atados con bridas o cuerda a la columna de impulsión.



Figura 38. Extracción de tramo de columna de impulsión solidario al grupo motobomba

El coste de grúa se ha asociado a dos variables:

- El diámetro de la columna de impulsión
- La longitud de la columna de impulsión

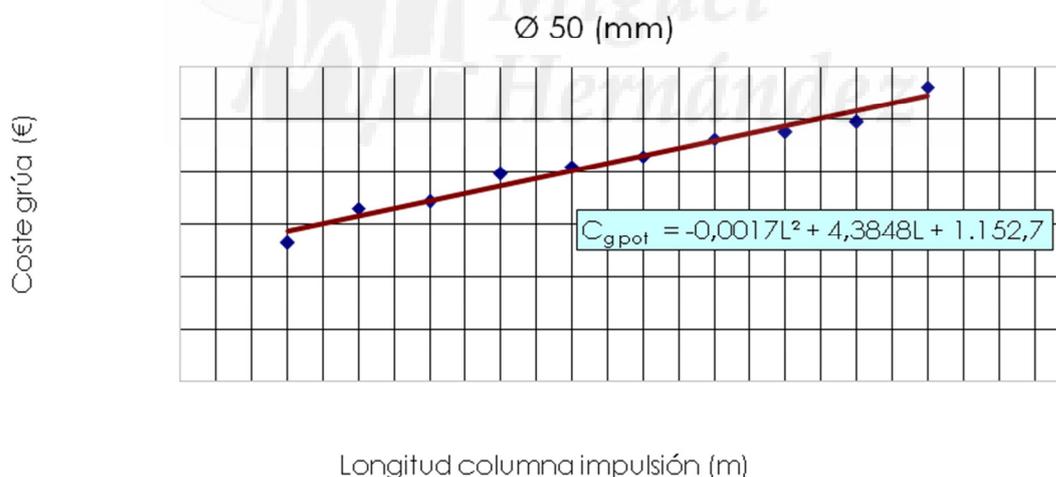
Para el cálculo de estos costes, se ha contado con la información facilitada por Talleres Juan Azcue, S.A. (2013a), una de las empresas más importantes del sureste español especializada en estas operaciones. En la Tabla 10 se muestran los precios facilitados por la citada empresa.

Tabla 10. Costes de grúa para cada diámetro en función de la longitud.

Longitud columna impulsión (m)	Diámetro (mm)							
	50	80	100	125	150	200	250	300
60	1.322	1.487	1.553	1.652	1.717	1.816	1.849	1.949
100	1.652	1.652	1.816	1.816	1.981	2.057	2.239	2.420
140	1.717	1.981	1.981	2.146	2.146	2.420	2.601	3.508
180	1.981	2.146	2.146	2.310	2.420	2.601	3.508	3.731
220	2.047	2.310	2.310	2.475	2.638	2.964	3.954	4.132
260	2.146	2.639	2.639	2.964	3.037	4.177	4.400	5.058
300	2.310	2.705	2.738	3.145	3.218	4.400	4.845	5.397
340	2.376	2.804	2.964	3.327	3.399	4.622	5.542	5.639
380	2.475	2.870	3.145	3.508	3.581	4.845	5.784	5.881
420	2.804	3.133	3.508	3.689	4.711	5.068	6.268	6.511

(Fuente: Talleres Juan Azcue, S.A. 2013a)

Una vez conocidos los costes para cada uno de los diámetros habituales de las columnas de impulsión en función de los metros de montaje, se han modelizado matemáticamente dichos costes. En las Figuras 39 a 46 se muestran las ecuaciones de ajuste con sus coeficientes de determinación correspondientes para cada uno de los diámetros, en función de la longitud de la tubería de impulsión. El tipo de ajuste empleado es el polinomial de segundo grado, por presentar el mejor coeficiente de determinación.


Figura 39. Costes de grúa para un diámetro de 50 mm

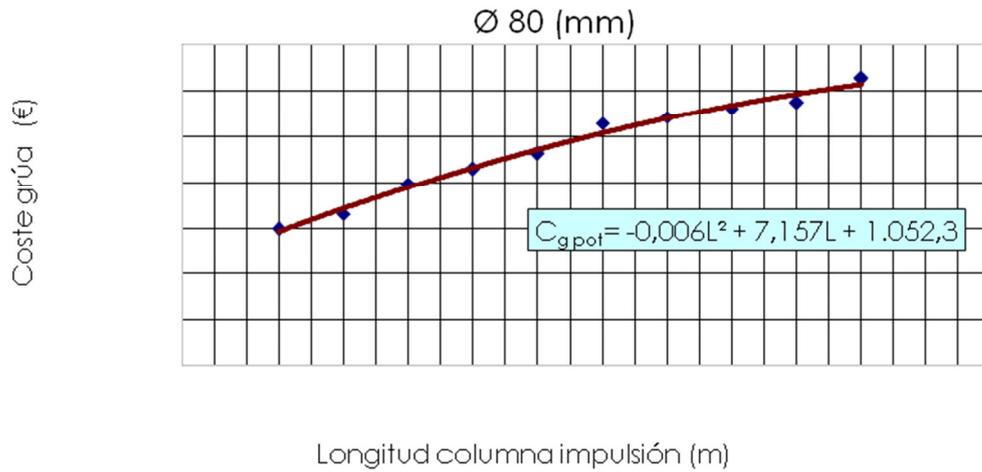


Figura 40. Costes de grúa para un diámetro de 80 mm

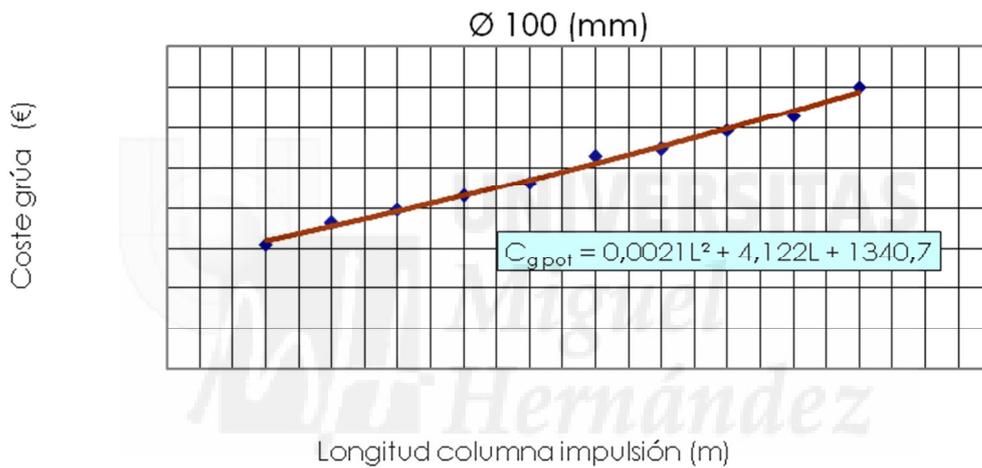


Figura 41. Costes de grúa para un diámetro de 100 mm

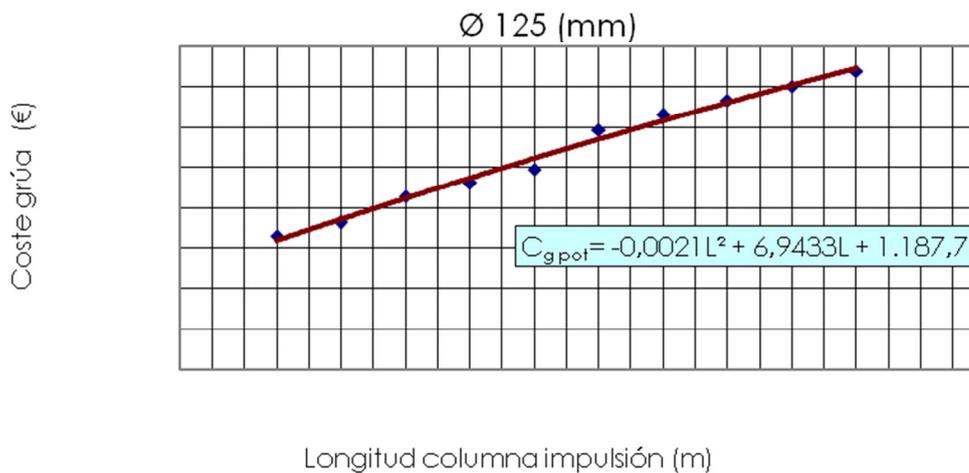


Figura 42. Costes de grúa para un diámetro de 125 mm

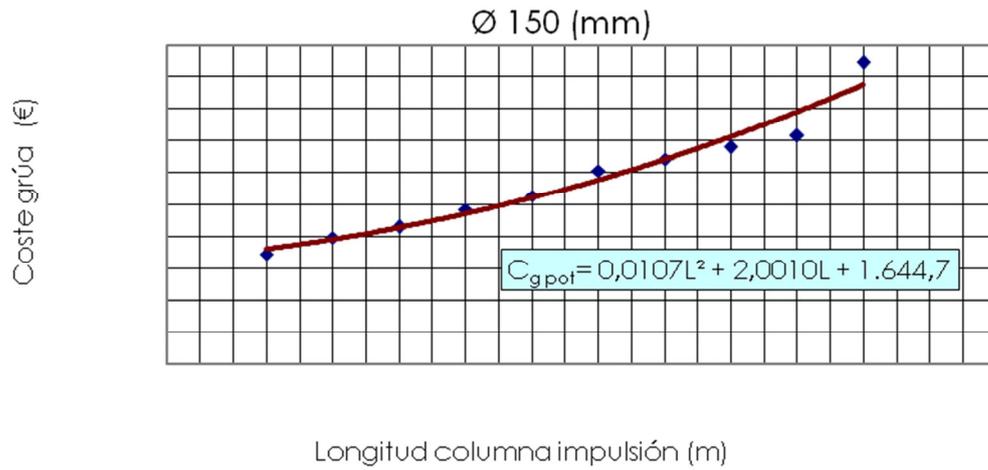


Figura 43. Costes de grúa para un diámetro de 150 mm

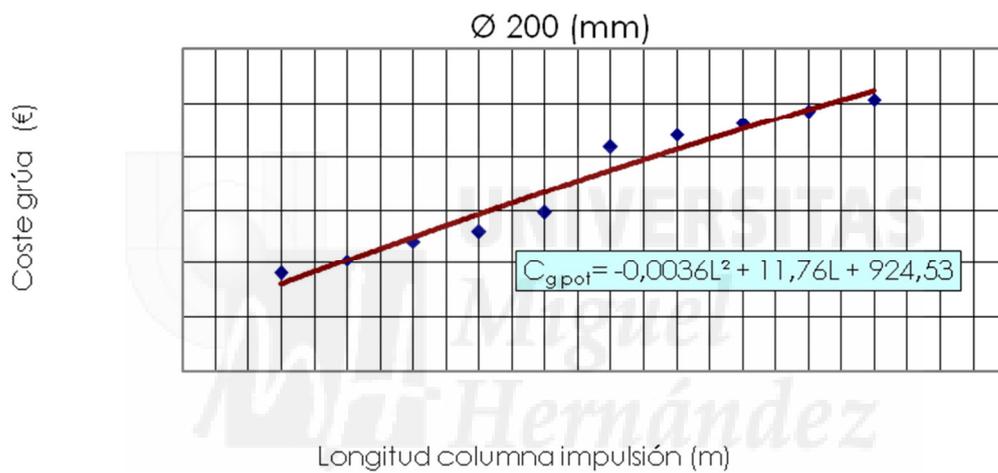


Figura 44. Costes de grúa para un diámetro de 200 mm

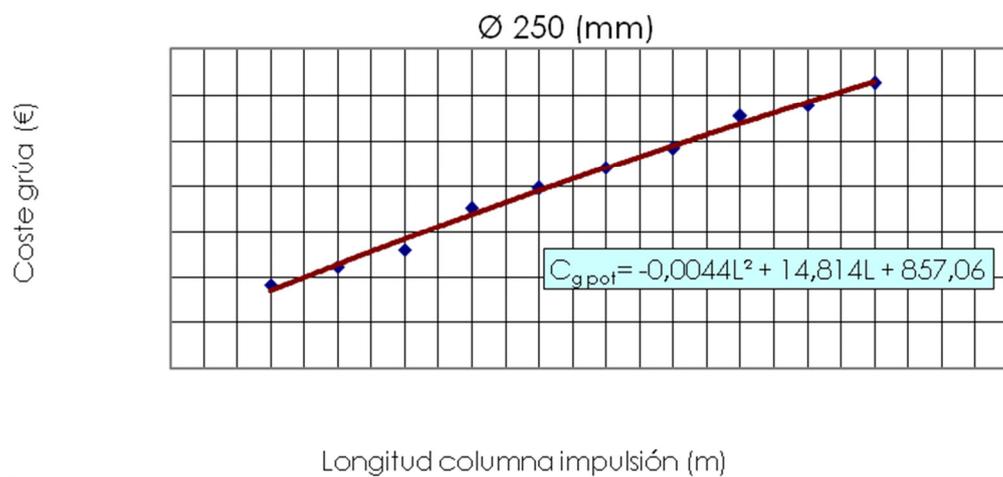


Figura 45. Costes de grúa para un diámetro de 250 mm

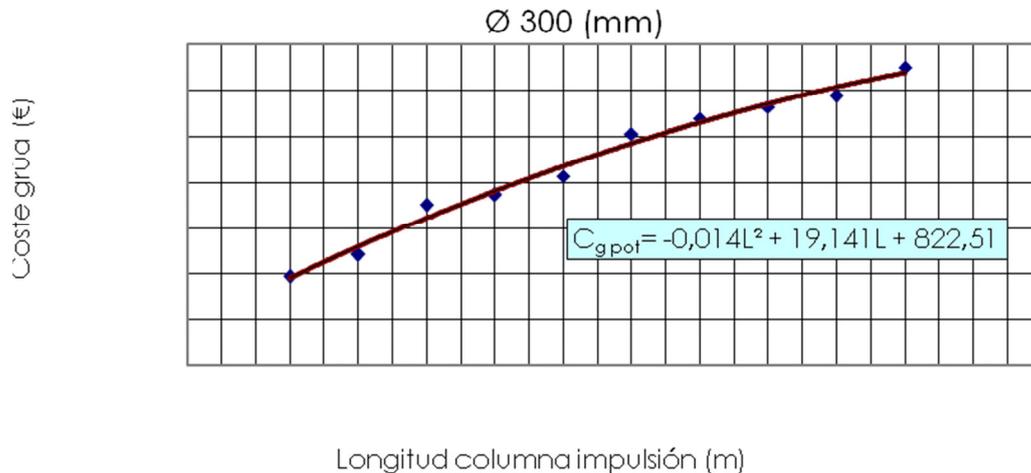


Figura 46. Costes de grúa para un diámetro de 300 mm

En la Tabla 11 se muestran los coeficientes de ajuste de cada una de las ecuaciones presentadas con anterioridad acompañados de sus coeficientes de determinación.

Tabla 11. Coeficientes de ajustes y determinación de las ecuaciones que modelizan los costes de grúa para cada diámetro.

Diámetro (mm)	Coeficientes ajuste			
	A	B	C	R ²
50	-0,0017	4,3848	1.152,7	0,971
80	-0,006	7,157	1.052,3	0,988
100	0,002	4,122	1.340,7	0,994
125	-0,002	6,9433	1.187,7	0,989
150	0,0107	2,0010	1.644,7	0,956
200	-0,0036	11,767	924,5	0,957
250	-0,0044	14,814	857,1	0,994
300	-0,014	19,14	822,5	0,987

4.2.2.2. Costes de taller

La mejora en la garantía de suministro que se produce cuando las instalaciones siguen un calendario de mantenimiento se debe, fundamentalmente, al reemplazo de las piezas antes de que estas alcancen su vida útil, de tal modo que la probabilidad de fallo se reduce de forma importante en comparación con aquellas instalaciones en las cuales se realiza un mantenimiento correctivo. Los trabajos que se realizan en un taller especializado para llevar a cabo un mantenimiento preventivo se pueden dividir en dos grandes partes: los centrados en la bomba y los propios del motor. En la bomba, los elementos de revisión y/o sustitución son: aros de cierre, distanciadores, cojinetes, juntas y la tornillería (Martínez 2007). En el motor, los elementos de revisión y/o sustitución son: los cojinetes axiales, membrana de compensación y cojinetes, así como equilibrar el rotor.

En el presente estudio, se contemplan de forma conjunta los costes de la parte hidráulica con los de la parte eléctrica, ya que generalmente la progresión del desgaste producido por las horas acumuladas de funcionamiento sigue una tendencia paralela en ambas partes. Es decir, el rendimiento de las dos partes sigue una progresión descendente, pues ambas han de trabajar inevitablemente juntas. Así, el coste de taller se ha asociado a dos variables:

- Caudal nominal
- Altura nominal

Debido a que, a mayores prestaciones hidráulicas de la bomba, mayores serán también los motores acoplados y por tanto, mayor número de elementos y complejidad del conjunto, traduciéndose esto en un mayor coste.

Igualmente, se ha contado con la colaboración del taller Juan Azcue, S.A. (2013b). En la Tabla 12 se muestran los precios expresados en euros proporcionados por la citada empresa para el mantenimiento del grupo motobomba.

Tabla 12. Costes de taller en euros para llevar a cabo un mantenimiento de un grupo motobomba en función de la altura manométrica y del caudal nominal de la bomba.

H _m (m.c.a.)	Q (m ³ /h)				
	180	270	360	450	540
100	1.710	1.710	1.932	2.434	3.369
150	2.029	2.029	2.544	3.766	4.452
200	2.328	2.843	2.947	4.110	6.051
250	2.627	3.139	3.337	5.442	6.510
300	3.441	3.441	4.827	6.740	7.598
350	3.741	3.935	5.539	7.139	7.713

(Fuente: Talleres Juan Azcue, S.A. 2013b)

La información facilitada en la Tabla 12 es de gran utilidad para conocer los costes asociados al mantenimiento del conjunto motor – bomba. Sin embargo, es necesario modelizar matemáticamente estos costes. Para ello se han expresado los costes en función de la potencia hidráulica nominal suministrada por la bomba.

En la Figura 47, se muestran gráficamente los costes de taller de un grupo de pozo en función de la potencia hidráulica suministrada por la bomba, junto con la ecuación que modeliza dicho comportamiento con su coeficiente de determinación.

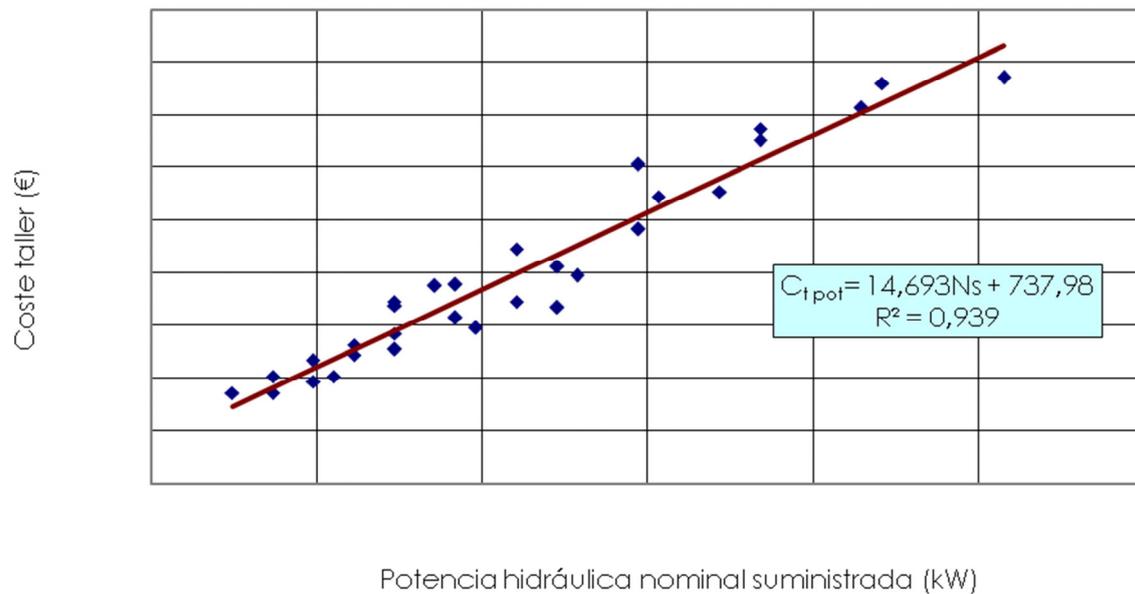


Figura 47. Coste de taller para el mantenimiento preventivo de un bombeo de pozo

4.2.2.3. Costes de mantenimiento preventivo totales

Los costes totales de mantenimiento potenciales de un grupo de pozo ($C_{m\text{ pot}}$) son resultado de la suma de los costes de grúa ($C_{g\text{ pot}}$) y de los costes de taller ($C_{t\text{ pot}}$), como se resume en la Ecuación 14:

$$C_{m\text{ pot}} = C_{g\text{ pot}} + C_{t\text{ pot}}$$

Ecuación 14

A su vez los costes de grúa potenciales ($C_{g\text{ pot}}$) se han modelizado, para cada uno de los diámetros de la columna de impulsión, mediante una ecuación de tipo polinomial de segundo orden. Los costes de grúa potenciales quedarían representados como se indica en la Ecuación 15:

$$C_{g\text{ pot}} = A \times L^2 + B \times L + C$$

Ecuación 15

- $C_{g\text{ pot}}$: costes de grúa potenciales para la extracción e inserción del grupo motobomba y la columna de impulsión en el sondeo (€).
- A, B y C: los coeficientes de ajuste de la ecuación polinomial de segundo orden para cada uno de los diámetros (50, 80, 100, 125, 150, 200, 250 y 300 mm).

Del mismo modo, los costes de taller potenciales ($C_{t\ pot}$) para realizar el mantenimiento del grupo motobomba quedan modelizados mediante una ecuación lineal dependiente de la potencia hidráulica nominal de la bomba (Ecuación 16):

$$C_{t\ pot} = D \times N_s + E$$

Ecuación 16

- **$C_{t\ pot}$** : coste de taller potencial asociados al mantenimiento del conjunto motobomba (€).
- **N_s** : potencia hidráulica suministrada para la altura nominal y el caudal nominal (kW).
- **D y E**: coeficientes de ajuste de la ecuación lineal.

En definitiva, los costes totales de mantenimiento de un grupo de pozo quedarían como se indica en la Ecuación 17:

$$C_{m\ pot} = (A \times L^2 + B \times L + C) + (D \times N_s + E)$$

Ecuación 17

4.2.2.4. Costes de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado

Conocidos los costes asociados al mantenimiento preventivo ($C_{m\ pot}$) y en aras de establecer comparaciones objetivas, se calculan los costes de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado ($C_{mv\ pot}$), que se determina a través de la Ecuación 18:

$$C_{mv\ pot} = \frac{C_{m\ pot}}{Q_m \times F}$$

Ecuación 18

- **$C_{mv\ pot}$** costes totales de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado (€/m³).
- **$C_{m\ pot}$** costes totales de mantenimiento preventivo (€).
- **Q_m** , caudal promedio (m³/h). Se calcula como el promedio entre el caudal actual medido en campo y el caudal potencial extraído de las curvas Q-H_m, facilitada por el fabricante para la altura de funcionamiento actual medida en campo. En este caso, se ha tomado el caudal medio y no el potencial para tener en

cuenta que, tras el mantenimiento, el equipo de bombeo no recuperará su eficiencia energética de catálogo.

- **F**, la vida útil de un mantenimiento (h). Se estima que cada 8.000 horas de funcionamiento un equipo de pozo se debería extraer y proceder a su inspección rutinaria. Este dato de 8.000 horas es un dato medio, siendo necesario investigar en trabajos posteriores cada cuántas horas de trabajo de una instalación es necesario realizar una inspección, de acuerdo con una serie de variables dependientes como pueden ser: la calidad del agua (comportamiento corrosivo, sedimentación, comportamiento abrasivo), o también los materiales empleados en las bombas y motores (bronce, acero, etc.) u otras como el número de arranques y paradas anuales.

4.3. Indicadores propuestos para la caracterización de pozos

Obtenido el principal indicador energético del pozo, eficiencia energética (Abadía et al. 2008b), se considera de utilidad disponer de indicadores complementarios para diagnosticar pormenorizadamente la instalación. Concretamente, en la presente tesis se proponen los siguientes cuatro nuevos indicadores:

1. **Coefficiente de funcionamiento global (CFG)**: permite comprobar el estado global de la instalación; es decir, parte hidráulica (bomba y columna de impulsión) y parte eléctrica (motor y cable).
2. **Coefficiente de diseño y manejo (CDM)**: permite comprobar si la instalación en conjunto está bien diseñada y manejada.
3. **Coefficiente de funcionamiento hidráulico (CFH)**: permite comprobar el estado concreto de la parte hidráulica de la instalación (bomba y columna de impulsión).
4. **Coefficiente de altura suministrada (CAS)**: permite comprobar el grado de ajuste de la instalación a las exigencias energéticas actuales en altura de presión.

A los cuatro indicadores anteriores, se les añadiría un quinto indicador: el rendimiento del cable, calculado a partir de la caída de tensión producida desde el cuadro hasta el equipo de pozo, con el fin de caracterizar la instalación en varios aspectos.

A continuación se describen los cuatro indicadores propuestos en esta tesis.

4.3.1. Coeficiente de funcionamiento global

Con el coeficiente de funcionamiento global (CFG) se pretende conocer el estado conjunto de la instalación; es decir, la parte hidráulica (bomba y columna de impulsión) y la parte eléctrica (motor y cableado). Se calcula como la relación entre la eficiencia energética actual y la eficiencia energética potencial, Ecuación 19:

$$CFG = \frac{EEB_{act}}{EEB_{pot}}$$

Ecuación 19

- **CFG**, coeficiente de funcionamiento global del bombeo (adimensional) y siempre será inferior a la unidad. Así, valores de este indicador cercanos a la unidad indican un mejor estado de la instalación.
- **EEB_{act}**, eficiencia energética actual del bombeo (%), medida en campo.
- **EEB_{pot}**, eficiencia energética potencial del bombeo (%) para la misma altura de funcionamiento del pozo en la situación actual.

Este último indicador debe estar más próximo a la unidad tras la realización de un mantenimiento preventivo del equipo. Por tanto, para conocer la calidad de un mantenimiento practicado, se compararía dicho coeficiente antes del mantenimiento y después de la ejecución del mismo. En la Tabla 13 se muestra la calificación propuesta de la calidad de funcionamiento global de un pozo.

Tabla 13. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de funcionamiento global del pozo (CFG)

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN FUNCIONAMIENTO GLOBAL DEL POZO (CFG)	ESPECIFICACIONES
A	EXCELENTE	CFG > 0,95
B	BUENA	0,90 ≤ CFG ≤ 0,95
C	NORMAL	0,85 ≤ CFG < 0,90
D	ACEPTABLE	0,80 ≤ CFG < 0,85
E	NO ACEPTABLE	CFG < 0,80

4.3.2. Coeficiente de diseño y manejo

Con el coeficiente de diseño y manejo (CDM) se pretende conocer si la instalación en conjunto se ha diseñado y se maneja correctamente. Se calcula como la relación entre la eficiencia energética potencial y la eficiencia energética nominal, Ecuación 20:

$$\text{CDM} = \frac{\text{EEB}_{\text{pot}}}{\text{EEB}_{\text{nom}}}$$

Ecuación 20

- **CDM**, coeficiente de diseño y manejo global del bombeo (adimensional), que siempre será inferior a la unidad. Mayor cercanía a la unidad, indica que la instalación está bien diseñada y manejada.
- **EEB_{pot}**, eficiencia energética potencial del bombeo (%), para la misma altura de funcionamiento del pozo en la situación actual.
- **EEB_{nom}**, eficiencia energética nominal del bombeo (%).

La eficiencia energética nominal del bombeo se calcula con la Ecuación 21:

$$\text{EEB}_{\text{nom}} = \eta_{\text{b nom}} \times \eta_{\text{m nom}} \times \eta_{\text{c}}$$

Ecuación 21

- **EEB_{nom}**, eficiencia energética nominal del bombeo (%). Se calcula para la altura manométrica y caudal nominal de la bomba, el rendimiento del motor al 100 % de su carga y un rendimiento del cable del 97 %.
- **$\eta_{\text{b nom}}$** , rendimiento hidráulico de la bomba (%) para el punto de funcionamiento nominal. Extraído de las curvas de comportamiento del fabricante.
- **$\eta_{\text{m nom}}$** , rendimiento nominal del motor (%), para el 100 % de carga. Extraído de los datos técnicos del fabricante.
- **η_{c}** , rendimiento del cable (%). Se toma un valor del 97 %.

En la Tabla 14 se muestra una calificación del Coeficiente de diseño y manejo global del pozo.

Tabla 14. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de diseño y manejo global del pozo (CDM)

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO Y MANEJO DEL POZO (CDM)	ESPECIFICACIONES
A	EXCELENTE	$CDM > 0,95$
B	BUENA	$0,90 \leq CDM \leq 0,95$
C	NORMAL	$0,85 \leq CDM < 0,90$
D	ACEPTABLE	$0,80 \leq CDM < 0,85$
E	NO ACEPTABLE	$CDM < 0,80$

4.3.3. Coeficiente de funcionamiento hidráulico

Con el coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) se pretende conocer únicamente el estado de la parte hidráulica de la instalación (bomba y columna de impulsión). Se calcula como la relación entre el caudal actual y el caudal potencial, Ecuación 22:

$$CFH = \frac{Q_{act}}{Q_{pot}}$$

Ecuación 22

- **CFH**, coeficiente de funcionamiento hidráulico del pozo (adimensional), que siempre será inferior a la unidad. Cuanto más cerca a la unidad indica que la parte hidráulica de la instalación está en buen estado, no hay fugas en la columna de impulsión y la bomba mantiene las prestaciones hidráulicas de fábrica
- Q_{act} , caudal actual de la instalación de pozo (m^3/h). Medido en campo.
- Q_{pot} , caudal potencial de la bomba (m^3/h) para la altura de funcionamiento actual medida en campo. Extraído a través de las curvas características facilitadas por el fabricante.

En la Tabla 15 se muestran las calificaciones del Coeficiente de funcionamiento hidráulico.

Tabla 15. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de funcionamiento hidráulico del pozo (CFH)

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN FUNCIONAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO (CFH)	ESPECIFICACIONES
A	EXCELENTE	CFH > 0,95
B	BUENA	0,90 ≤ CFH ≤ 0,95
C	NORMAL	0,85 ≤ CFH < 0,90
D	ACEPTABLE	0,80 ≤ CFH < 0,85
E	NO ACEPTABLE	CFH < 0,80

4.3.4. Coeficiente de altura suministrada

Con el coeficiente de altura suministrada (CAS) se pretende conocer si la instalación está trabajando cerca de la zona nominal para la cual fue concebida por el fabricante. Se calcula como la relación entre la altura manométrica actual y la altura manométrica nominal, Ecuación 23:

$$CAS = \frac{H_{m \text{ act}}}{H_{m \text{ nom}}}$$

Ecuación 23

- **CAS**, coeficiente de altura suministrada del pozo (adimensional), que podrá ser inferior o superior a la unidad. Si es inferior a la unidad indica que el equipo está trabajando por debajo de sus exigencias energéticas (a la derecha de la curva-sobredimensionado); por el contrario, si es superior a la unidad, el equipo está trabajando por encima de sus exigencias energéticas nominales (a la izquierda de la curva- infradimensionado).
- **H_{m act}**, altura manométrica actual de la bomba (mca), medida en campo.
- **H_{m nom}**, altura manométrica nominal de la bomba (mca), facilitada por el fabricante.

En la Tabla 16 se muestra la calificación propuesta del coeficiente de altura suministrada.

Tabla 16. Calificación, descripción y especificación del coeficiente de altura suministrada del pozo (CAS)

CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIONES	DESCRIPCIÓN DE ALTURA SUMINISTRADA (CAS)	
		SOBREDIMENSIONADO	INFRADIMENSIONADO
A	EXCELENTE	$0,95 < CAEE \leq 1$	$1,00 \leq CAEE < 1,05$
B	BUENA	$0,90 \leq CAEE \leq 0,95$	$1,05 \leq CAEE \leq 1,10$
C	NORMAL	$0,85 \leq CAEE < 0,90$	$1,10 < CAEE \leq 1,15$
D	ACEPTABLE	$0,80 \leq CAEE < 0,85$	$1,15 < CAEE \leq 1,20$
E	NO ACEPTABLE	$CAEE < 0,80$	$CAEE > 1,20$

4.3.5. Coeficiente del cable

Definido previamente en el apartado 4.1.1., se propone la clasificación en las categorías mostradas en la Tabla 17.

Tabla 17. Calificación, descripción y especificación del Coeficiente del cable (CC)

CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN COEFICIENTE DEL CABLE (CC)	ESPECIFICACIONES
A	EXCELENTE	$CC \geq 0,99$
B	BUENA	$0,98 \leq CC < 0,99$
C	NORMAL	$0,97 \leq CC < 0,98$
D	ACEPTABLE	$0,96 \leq CC < 0,97$
E	NO ACEPTABLE	$CC < 0,96$

4.4. Criterio de implementación del mantenimiento preventivo

Una vez calculados los costes de operación actuales ($C_{o \text{ act}}$) y los costes de operación potenciales ($C_{o \text{ pot}}$), se comparan ambos para determinar si es económicamente rentable ejecutar las labores mantenimiento preventivo. Por tanto, el mantenimiento preventivo del equipo de bombeo de pozo será recomendable cuando se cumpla que los costes de operación actuales sean superiores a los costes de operación potenciales, es decir, $C_{o \text{ act}} > C_{o \text{ pot}}$.

4.5. Estimación del ahorro potencial

El ahorro energético potencial se calcula con la Ecuación 24:

$$AE_{a \text{ pot}} = (E_{av \text{ act}} - E_{av \text{ pot}}) \times Q_{\text{pot}} \times F$$

Ecuación 24

- $AE_{a \text{ pot}}$: ahorro energético potencial (kWh).
- $E_{av \text{ act}}$: consumo específico actual (kWh/m³).
- $E_{av \text{ pot}}$: consumo específico potencial (kWh/m³).

- Q_{pot} : caudal que elevaría el pozo tras el mantenimiento preventivo para la altura de funcionamiento real medida en campo (m^3/h).
- F : vida útil de un mantenimiento (h), establecida en 8.000 horas de funcionamiento.

Y el ahorro económico potencial se calcula con la Ecuación 25:

$$AC_{o\ pot} = (C_{ov\ act} - C_{ov\ pot}) \times Q_{pot} \times F$$

Ecuación 25

- $AC_{o\ pot}$: ahorro económico potencial (€).
- $C_{ov\ act}$: costes de operación actuales por unidad de volumen bombeado ($€/m^3$).
- $C_{ov\ pot}$: costes de operación potenciales por unidad de volumen bombeado ($€/m^3$).
- Q_{pot} caudal potencial que elevaría el pozo tras el mantenimiento preventivo (m^3/h).
- F : vida útil de un mantenimiento (h), 8.000 horas de funcionamiento.

4.6. Cálculo de los costes de operación tras ejecutar mantenimiento preventivo

4.6.1. Cálculo de los costes energéticos por unidad de volumen bombeado

Ejecutado el mantenimiento preventivo del pozo que se va a emplear para validar el modelo, se vuelve a realizar una nueva toma de datos en campo. Todos los indicadores para conocer el coste energético por unidad de volumen bombeado tras practicar el mantenimiento se calculan tal y como se indicó en el punto 4.1.1. En este caso, para distinguir la situación actual ("act") de la situación tras el mantenimiento, los indicadores referidos a esta última irán acompañados del subíndice "tm".

4.6.2. Costes de mantenimiento preventivo

Los costes reales de las labores de mantenimiento, los costes de la grúa ($C_{g\ tm}$), así como los costes del taller especializado ($C_{t\ tm}$) se han extraído de las facturas emitidas por los proveedores de las Comunidades de Regantes. Así, una vez conocidos dichos costes reales asociados a la realización del mantenimiento preventivo ($C_{m\ tm}$), para establecer comparaciones objetivas, se calculan los costes de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado ($C_{mv\ tm}$), que se

determinan a través de la Ecuación 18, pero empleando los valores de la situación tras el mantenimiento.

4.7. Indicadores de caracterización del pozo tras el mantenimiento

En este punto se vuelven a calcular los indicadores de caracterización propuestos en la presente tesis tal y como se ha expuesto en el punto 4.3. Para reflejar la situación tras el mantenimiento se añade el subíndice "tm" a estos indicadores.

4.8. Validación del modelo de gestión de pozos propuesto

Una vez ejecutado el mantenimiento preventivo del equipo de pozo empleado para validar el modelo, se realiza una nueva toma de datos en campo y se recopilan los costes reales asociados al mantenimiento preventivo (costes de grúa y costes de taller). Se calculan los costes de operación tras dicho mantenimiento, se comparan con los costes de operación iniciales para calcular el ahorro real alcanzado, y así, validar el modelo de gestión del mantenimiento preventivo de pozos propuesto.

Igualmente, una vez recopilados los costes reales de ejecución del mantenimiento preventivo, estos se comparan con los estimados a través del modelo de costes propuesto, para de este modo, validar la metodología.

4.8.1. Comparación de los costes reales de mantenimiento preventivo frente a los costes de mantenimiento estimados con el modelo propuesto

En este punto se compara el error absoluto y relativo del coste presupuestado mediante el modelo de costes propuesto, frente al coste real de las operaciones de mantenimiento facturado por los proveedores encargados de realizar tales actuaciones. Esta comparación se realiza tanto para los costes de grúa, como para los costes de taller, así como para el global del mantenimiento practicado.

4.8.2. Comparación de los indicadores de caracterización

En este punto, se cuantificará el impacto positivo que el mantenimiento practicado al equipo ha tenido en el estado del mismo.

4.8.3. Comparación de los costes de operación tras mantenimiento preventivo frente a los costes de operación iniciales

Se comparan los costes de operación unitarios tras el mantenimiento preventivo del equipo con los costes iniciales (sin realizar mantenimiento). Para ello, se calcula el error absoluto y el relativo entre ambas situaciones.

4.8.4. Comparación del ahorro real obtenido con la ejecución del mantenimiento preventivo frente al previsto

En este punto se compara el ahorro energético y económico potencial estimado con el ahorro real alcanzado. Para ello, se calcula el error absoluto y el relativo entre ambas situaciones.

4.9. Aplicación del modelo de gestión de pozos propuesto

En cada pozo en el que se aplica el modelo propuesto, el cálculo de los costes de operación actuales y potenciales, se realiza de acuerdo con la metodología expuesta en los apartados 4.1 y 4.2 respectivamente. Por su parte, el cálculo de los indicadores de caracterización se realiza según la metodología expuesta en el apartado 4.3. El criterio de implementación del mantenimiento preventivo se basa según lo expuesto en el apartado 4.4. Por último, la estimación del ahorro energético potencial se hace siguiendo la metodología descrita en el apartado 4.5.

4.10. Equipos empleados en la toma de datos en campo

En el presente apartado se describen las principales características de los recursos materiales empleados para la toma de datos en campo. Para la toma de datos eléctricos se empleó un analizador de redes mostrado en la Figura 48, cuyas características se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Características del analizador de redes eléctricas

CARACTERÍSTICAS ANALIZADOR DE REDES				
Marca:	FLUKE	Parámetros medidos		
Modelo:	435	Tensión	Si X	No
Tensión alimentación (V):	230	Intensidad	Si X	No
Tensión máxima medida (V):	1.000	Potencia activa	Si X	No
Intensidad máxima medida (A):	400/20.000	Potencia reactiva	Si X	No
Memoria almacenamiento (Mb)	16	cos φ :	Si X	No
Precisión medida de Tensión (%):	$\pm 0,1$	Frecuencia	Si X	No
Precisión medida de Intensidad (%):	$\pm 0,1$	Energía activa	Si X	No
Precisión medida de Potencia (%):	± 1	Energía reactiva	Si X	No


Figura 48. Analizador de redes eléctricas registrando y almacenando datos.

Para la medida y almacenamiento de los parámetros hidráulicos se empleó una sonda de presión, un caudalímetro portátil y un *datalogger*, cuyas características se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19: Características de las sondas de presión, caudalímetro y *datalogger*.

CARACTERÍSTICAS SONDA DE PRESIÓN			
		<i>Sonda de Impulsión</i>	
Marca:	Druck	Rango medida (bar):	0-10
Modelo:	PTM 1400	Señal de salida (V o mA):	mA
Rango señal de salida:	4 – 20	Error de medida (%):	2,50
CARACTERÍSTICAS CAUDALÍMETRO			
Tipo:	Ultrasónico	Caudal máximo:	-
Marca:	Panamétrics	Caudal nominal:	-
Modelo:	PT-878	Caudal de transición:	-
*Diámetro nominal:	12,7mm a 7,6m	Caudal mínimo:	-
Señal de salida (V o mA):	4-20 mA	Error de medida (%):	± 1 % a 2 %
CARACTERÍSTICAS DATALOGGER			
Marca:	Hobo	Número de canales:	4
Modelo:	U12	Intervalo entre muestreos:	variable
Señal de entrada (V o mA):	mA	Capacidad de almacenamiento:	1 Megabyte
Rango señal de entrada:	4 – 20 mA	Resolución:	12 bits

En las Figura 49 se muestran los equipos empleados para la toma de datos en campo de parámetros hidráulicos en un sondeo, junto con un PC portátil para descargar estos.



Figura 49. Toma de datos hidráulicos con caudalímetro ultrasónico y sonda de presión junto con PC para descarga de datos.

También se emplearon los piezómetros neumáticos instalados en muchas de las instalaciones; o bien, piezómetros portátiles con los que cuentan las organizaciones de riego (Figura 50).



Figura 50. Medida manual de nivel dinámico mediante un piezómetro.

4.11. Plan de trabajo

4.11.1. Validación del modelo de gestión de mantenimiento preventivo en pozos

La metodología para validar el modelo de gestión de las labores de mantenimiento preventivo en pozos consiste en comparar los indicadores de funcionamiento de dos situaciones:

- 1) Situación actual, sin mantenimiento preventivo alguno.
- 2) Situación potencial, suponiendo que se realizan las labores de mantenimiento preventivo recomendadas en la bomba y el motor.

Para obtener los indicadores de funcionamiento actual se ha realizado una medida en campo y se han considerado nulos los costes de mantenimiento, ya que actualmente no se realiza mantenimiento alguno.

Para obtener los indicadores de funcionamiento en la situación potencial se han obtenido los valores de eficiencia de cada uno de los elementos que componen la instalación de bombeo de pozo (bomba, motor y cable). Los valores de eficiencia del motor y de la bomba se han obtenido a través de la información de los catálogos facilitados por los fabricantes. Concretamente, el valor de eficiencia de la bomba se ha obtenido para la altura de funcionamiento registrada en la situación actual; es decir, la medida en campo. Para la obtención de la eficiencia energética global de la instalación, se ha aplicado un coeficiente reductor para así tener en cuenta que la instalación nunca alcanzará los valores originales de eficiencia. Los costes asociados a las labores de mantenimiento preventivo se han obtenido a través del modelo de costes propuesto en la presente tesis.

De este modo, una vez obtenidos los indicadores de funcionamiento para la situación actual y potencial, se calculan los cuatro indicadores propuestos en la presente tesis para caracterizar pormenorizadamente la instalación desde los siguientes puntos de vista:

- Estado del conjunto: es decir, de la parte hidráulica (bomba y columna de impulsión) y la parte eléctrica (motor y cable).
- Diseño y manejo de la instalación.
- Estado de la parte hidráulica (bomba y columna de impulsión).
- Grado de ajuste a las exigencias energéticas nominales.

A los cuatro indicadores anteriores empleados para realizar diferentes comprobaciones en la instalación de pozo, se les añadirá una quinta comprobación, consistente en analizar si la caída de tensión del cable es superior o no al 5 % exigido por el MICYT (2002). Por tanto, al pozo objeto de estudio se le realizarán un total de cinco comprobaciones.

Asimismo, una vez obtenidos los indicadores de funcionamiento para la situación actual y la potencial, se comparan ambas situaciones, siendo el indicador más relevante los costes de operación, que engloban el coste energético y los costes de mantenimiento preventivo. Así, una vez alcanzado este punto, podrían darse dos situaciones:

- 1) que el coste de operación actual fuese inferior al potencial; o bien,
- 2) que el coste de operación actual fuese superior al potencial

En caso de darse la primera situación, lo que se recomendaría sería no realizar el mantenimiento preventivo de la instalación, si es que todavía no se han acumulado las horas de trabajo recomendadas por el fabricante. Por el contrario, sí se recomendaría realizar un mantenimiento en caso de observar un severo deterioro en la instalación. Por tanto, en este caso se recomendaría realizar un seguimiento energético hasta que la instalación acumule las horas de trabajo.

En el segundo caso, se recomendaría estimar el ahorro potencial que supondría realizar el mantenimiento preventivo incluyendo toda la inversión necesaria y ejecutar dicho mantenimiento preventivo. Una vez ejecutado el mantenimiento, sería necesario realizar una nueva toma de datos en campo para verificar el nuevo estado del equipo, así como recopilar toda la información de los costes reales en los que se ha incurrido al efectuar las labores de mantenimiento. De esta forma, con la nueva información recogida tras el mantenimiento:

- Se compara el grado de ajuste de los costes de mantenimiento previstos con el modelo con los costes reales de los proveedores.
- Se obtienen los nuevos indicadores de funcionamiento, fundamentalmente, los costes de operación, y se comparan con los costes operación registrados en la situación actual para, de este modo, obtener el ahorro real alcanzado y comprobar que se cumple la premisa inicial necesaria para que un mantenimiento preventivo sea beneficioso; es decir, que los costes de operación tras el mantenimiento sean inferiores a los costes de operación en la situación actual.
- Se obtienen de nuevo los indicadores propuestos en la presente tesis para caracterizar pormenorizadamente la instalación.

La metodología para validar el modelo de gestión de las labores de mantenimiento preventivo en pozos se resume en el diagrama mostrado en la Figura 51.

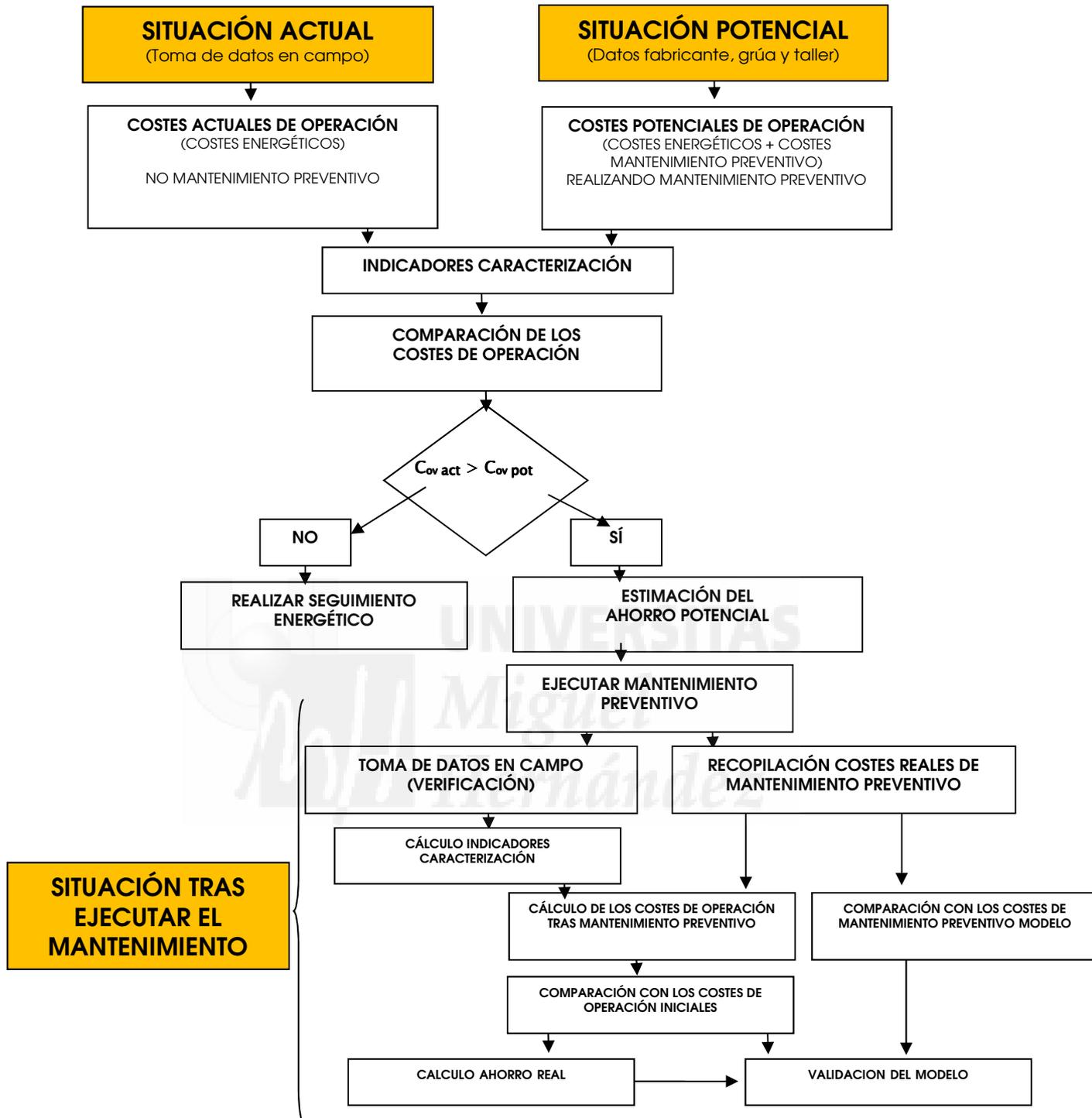


Figura 51. Plan de trabajo para validar el modelo de gestión propuesto

4.11.2. Aplicación del modelo validado

La metodología para aplicar el modelo de gestión de las labores de mantenimiento preventivo en pozos consiste en comparar los indicadores de funcionamiento calculados para la situación actual y la potencial, para posteriormente llevar a cabo la comparación entre estas dos situaciones y obtener así el ahorro potencial y determinar, a partir de los indicadores de caracterización propuestos, las causas que justifiquen la brecha existente entre la eficiencia energética actual y la potencial, tal y como se resume en la Figura 52:

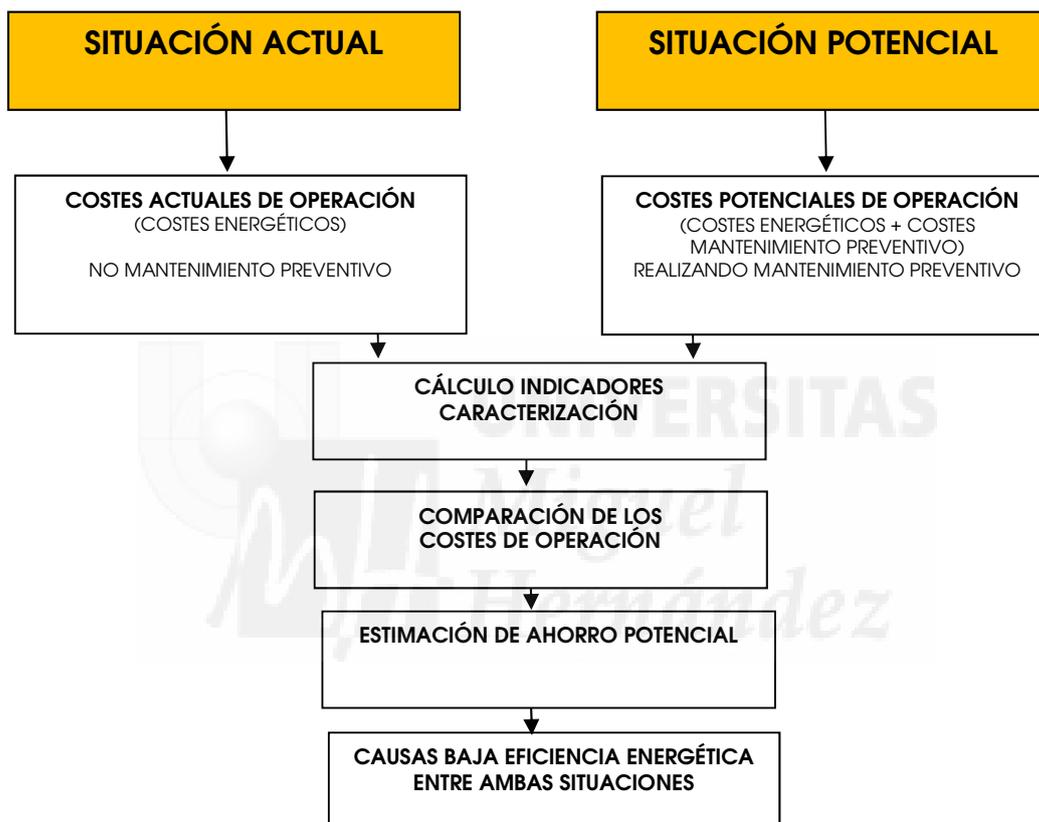


Figura 52. Plan de trabajo para aplicar el modelo de gestión propuesto

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. Validación del modelo en un pozo

5.1.1. Costes de operación actuales

En la Tabla 20 se muestran los resultados obtenidos en la medida inicial realizada en campo (Figura 53). La eficiencia energética actual obtenida para una altura de elevación de 410,3 mca y un caudal de 324 m³/h es del 56,0 %.

Tabla 20. Eficiencia energética actual del equipo de pozo empleado para validar el modelo.

Pozo	Q_{act} (m ³ /h)	H_m_{act} (mca)	V_{act} (V)	I_{act} (A)	$\cos\phi_{act}$	N_s_{act} (kW)	N_a_{act} (kW)	EEB_{act} (%)
P.0.0	324,0	410,3	1.183	390	0,81	362,3	647,3	56,0



Figura 53. Toma de datos eléctricos en el pozo P.0.0 empleado para validar el modelo

Para la eficiencia energética actual del 56,0%, se obtiene una calificación energética de tipo C descrita como NORMAL (Tabla 21).

Tabla 21. Calificación y descripción energética del bombeo empleado para validar el modelo

Identificación pozo	EEB _{act} (%)	CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
P.0.0	56,0	C	NORMAL

En la Tabla 22 se muestra el consumo específico ($E_{av\ act}$), el coste ponderado del kWh (P_e) y el coste unitario actual de la energía por unidad de volumen bombeado ($C_{av\ act}$). Se observa que para el punto de funcionamiento medido del equipo de bombeo, se obtiene un consumo específico de 1,998 kWh/m³ y un coste energético de elevación de 12,46 c€/m³.

Tabla 22. Consumo específico y coste unitario de elevación actual del bombeo empleado para validar el modelo

Identificación pozos	$E_{av\ act}$ (kWh/m ³)	* P_e (c€/kWh)	$C_{av\ act}$ (c€/m ³)
P.0.0	1,998	6,24	12,46

*No está incluido el IVA, sí el Impuesto Especial Eléctrico.

Los costes de mantenimiento considerados son de 0,00 €/m³, ya que no se realizan operaciones de este tipo. Por tanto, los costes de operación actuales se corresponden con los costes energéticos actuales y ascienden a 12,46 c€/m³.

5.1.2. Costes de operación potenciales

En la Tabla 23 se muestran los resultados del cálculo de los valores potenciales de funcionamiento para la altura de funcionamiento medida en campo, aplicando la metodología expuesta en el apartado 4.2.

Tabla 23. Cálculo de la eficiencia energética potencial

VARIABLE	VALOR
$H_{m \text{ act}}$ (mca)	410,3
Q_{pot} (m ³ /h)	366
$N_{s \text{ pot}}$ (kW)	409,2
$\eta_{b \text{ pot}}$ (%)	81
$\eta_{m \text{ pot}}$ (%)	90
$\eta_{i \text{ pot}}$ (%)	98
V_{act} (V)	1.183
$\cos\phi_{\text{act}}$	0,81
K (V/A y km)	0,24
L_c (m)	424
n_{cf}	2
$N_{m \text{ pot}}$ (kW)	572,8
I_{pot} (A)	345,1
ΔV_{pot} (V)	9,3
ΔV_{pot} (%)	0,79
$N_{c \text{ pot}}$ (kW)	4,5
$N_{a \text{ pot}}$ (kW)	577,3
$\eta_{C \text{ pot}}$ (%)	99,2
EEB_{pot} (%)	70,9

Para este punto de funcionamiento potencial del equipo de bombeo (410 mca y 366 m³/h), se obtiene un consumo específico de 1,577 kWh/m³ y un coste energético de elevación de 9,84 c€/m³, como se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24. Consumo específico y coste energético de elevación potencial

P_e (c€/kWh)	$E_{av \text{ pot}}$ (kWh/m ³)	$C_{av \text{ act}}$ (c€/m ³)
6,24	1,577	9,84

En la Tabla 25 se muestran los costes de mantenimiento previstos a través del modelo de costes expuesto en el apartado 4.2.2. Se observa que los costes para los trabajos con grúa ascienden a 6.254 € y a 7.763 €, para los trabajos del taller especializado, lo que hace un total de 14.018 €.

Tabla 25. Costes de mantenimiento preventivo previstos (Grúa y Taller)

Tipo de coste	Variable	Valor	Coste (€)
GRÚA	Diámetro columna impulsión (mm)	300	6.254
	Longitud columna impulsión (m)	402	
TALLER	Caudal nominal (m ³ /h)	360	7.763
	Altura nominal (mca)	429	
	Potencia hidráulica nominal (kW)	421	
TOTAL COSTES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO			14.018

En la Tabla 26 se muestran los costes totales previstos asociados al mantenimiento preventivo. Se observa que, de acuerdo con los costes de mantenimiento previstos de 14.018 €, el caudal medio bombeado de 345 m³/h y una vida útil de mantenimiento de 8.000 horas, se obtienen unos costes de mantenimiento por unidad de volumen bombeado de 0,508 c€/m³.

Tabla 26. Costes totales previstos asociados al mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado

C _{m pot} (€)	F (h)	Q _m (m ³ /h)	C _{mv pot} (c€/m ³)
14.018	8.000	345,0	0,508

En la Tabla 27 se muestra el resumen de los resultados obtenidos del cálculo de los costes de operación potenciales, que ascienden a 10,35 c€/m³, de los cuales 9,84 c€/m³ se corresponden a los costes energéticos de elevación potenciales y 0,508 c€/m³ a los costes de mantenimiento preventivo.

Tabla 27. Cálculo de los costes de operación potenciales

C _{av pot} (c€/m ³)	C _{mv pot} (c€/m ³)	C _{ov pot} (c€/m ³)
9,84	0,508	10,35

5.1.3. Indicadores caracterización en la situación actual

En la Tabla 28 se muestra el resumen de los indicadores de caracterización del pozo, definidos en el apartado 4.7., antes de realizar el mantenimiento preventivo recomendado, así como sus calificaciones y especificaciones.

Tabla 28. Resumen de los indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

INDICADOR	VALOR	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
Coeficiente de funcionamiento global (CFG)	0,79	E	NO ACEPTABLE
Coeficiente de diseño y manejo (CDM)	0,97	A	EXCELENTE
Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH)	0,88	C	NORMAL
Coeficiente de altura suministrada (CAS)	0,96	A	EXCELENTE
Coeficiente del cable (CC)	0,98	B	BUENA

Seguidamente, se exponen de forma individual y pormenorizada los indicadores de caracterización del pozo antes de realizar el mantenimiento preventivo del mismo.

En la Tabla 29 se muestran los valores de las variables para obtener el coeficiente de funcionamiento global (CFG), que adopta un valor de 0,79 (calificado como tipo E y especificado como No aceptable), y se localiza en el último escalón de la calificación. Este coeficiente indica que existe una grave brecha entre la eficiencia energética real, medida en campo, y la eficiencia energética potencial. Igualmente, indica la existencia de un importante potencial de mejora en el equipo a través de la práctica de un mantenimiento preventivo.

Tabla 29. Coeficiente de funcionamiento global (CFG) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

EEB _{act} (%)	EEB _{pot} (%)	CFG	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
56,0	70,9	0,79	E	NO ACEPTABLE

En la Tabla 30 se muestran los valores de las variables para obtener el coeficiente de diseño y manejo (CDM). El rendimiento nominal de la bomba es del 83 % y el del motor del 91 %. Con ambos rendimientos y con el rendimiento del cable del 97 %, se obtiene una eficiencia energética nominal de la instalación del 73,3 %. Esto hace que el CDM se sitúe en un 0,97 (calificado como tipo A y especificado como Excelente), de manera que no existe apenas brecha entre la eficiencia energética potencial y la nominal. Esto pone de manifiesto un buen diseño y manejo de la instalación.

Tabla 30. Coeficiente de diseño y manejo (CDM) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

EEB _{pot} (%)	EEB _{nom} (%)	CDM	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
70,9	73,3	0,97	A	EXCELENTE

En la Tabla 31 se muestran los valores de las variables empleadas en la determinación del coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH). Para una altura de funcionamiento actual de 410,3 mca se obtiene un valor del CFH de 0,88 (calificado como tipo C y especificado como Normal), lo que denota un cierto deterioro de la parte hidráulica y a su vez un margen de mejora a través de la práctica de un mantenimiento preventivo.

Tabla 31. Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

Q_{act} (m ³ /h)	Q_{pot} (m ³ /h)	CFM	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
324,0	366,0	0,88	C	NORMAL

En la Tabla 32 se muestran los valores de las variables empleadas para obtener el coeficiente de altura suministrada (CAS). La altura nominal de la bomba es de 429 mca y está trabajando en la actualidad a 410,3 mca, por lo que se obtiene un CAS del 0,96 (calificado como tipo A y especificado como Excelente), de modo, que se observa que la bomba opera en la actualidad muy próxima a su zona óptima recomendada por el fabricante, con ligero sobredimensionado.

Tabla 32. Coeficiente de altura suministrada (CAS) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

H _{m act} (mca)	H _{m nom} (mca)	CAS	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
410,3	429,0	0,96	A	EXCELENTE

Por último, en la Tabla 33 se muestran los valores de las variables empleadas para obtener el coeficiente del cable (CC). Se observan unas moderadas pérdidas energéticas en el cable, ya que el CC adopta un valor del 0,98 (calificado como tipo B y especificado como Buena), lo que pone de manifiesto un correcto diseño de este elemento de la instalación.

Tabla 33. Coeficiente del cable (CC) del pozo empleado para validar el modelo (antes del mantenimiento preventivo)

N _{m act} (kW)	N _{a act} (kW)	CC	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
636,4	647,3	0,98	B	BUENA

5.1.4. Comparación de los costes de operación actuales frente a los potenciales

Como se puede observar en la Tabla 34, los costes de operación actuales (12,46 c€/m³), se podrían reducir como máximo hasta 10,35 c€/m³, frente a los 12,46 c€/m³ actuales, lo que supondría un ahorro de costes de operación de 2,11 c€/m³, equivalente a una reducción de los costes del 16,9%. Por tanto, se considera apropiado acometer las labores de mantenimiento preventivo en el equipo de pozo, de acuerdo con el criterio expuesto en el apartado 4.4.

Tabla 34. Comparación de los costes de operación actuales frente a los potenciales

Indicador	Valor
Cov act (c€/m ³)	12,46
Cov pot (c€/m ³)	10,35
AC _{ov pot} (c€/m ³)	2,11
AC _{o pot} (%)	16,9

5.1.5. Ahorro económico y energético potencial

A partir de los datos de ahorro en los costes de operación mostrados en la tabla 34 y para 8.000 horas de funcionamiento, se deduce que el volumen anual bombeado para el caudal potencial es de 2.928.000 m³. Teniendo en cuenta los 2,11 c€/m³ de ahorro de costes tras las labores de mantenimiento, el ahorro económico potencial tras el mantenimiento preventivo ascendería a 61.781 €.

Para el cálculo del ahorro energético potencial, considerando el volumen anual bombeado para el caudal potencial (2.928.000 m³) y el ahorro energético potencial de 0,421 kWh/m³ (21,1 %), se deduce que el ahorro energético potencial asciende a 1.232.688 kWh para las 8.000 horas de funcionamiento entre mantenimientos. Este ahorro energético potencial se deduce de los valores de consumo específico actual y potencial mostrados en las Tablas 22 y 24 respectivamente.

5.1.6. Costes de operación tras mantenimiento preventivo ejecutado

En la Tabla 35 se muestran los resultados de las variables del cálculo de la eficiencia energética medidas en campo (Figura 54), una vez ejecutado el mantenimiento al equipo de bombeo del pozo empleado para validar el modelo. Como se puede observar, se ha producido un repunte en la eficiencia energética, al pasar del 56,0 a un 60,3%. Esta mejora de la eficiencia energética de 4,3 puntos porcentuales, supone un incremento porcentual del 7,7 %.

Tabla 35. Cálculo de la eficiencia energética tras ejecutar mantenimiento preventivo

Pozo	Q_{tm} (m ³ /h)	$H_{m tm}$ (mca)	V_{tm} (V)	I_{tm} (A)	$\cos\phi_{tm}$	$N_{s tm}$ (kW)	$N_a tm$ (kW)	EEB $_{tm}$ (%)
P.0.0	357,1	391,6	1.116	404	0,81	381,1	632,0	60,3


Figura 54. Registro de parámetros hidráulicos tras el mantenimiento preventivo realizado en el pozo empleado para validar el modelo propuesto

Igualmente, la mejora en la eficiencia energética originada por el mantenimiento practicado hace que el equipo de bombeo suba un escalón en la calificación; es decir, que pase de una calificación C (NORMAL) a una B (BUENA). Del mismo modo, se observa que el consumo específico ha pasado de 1,998 kWh/m³ a 1,770 kWh/m³, lo que supone una reducción del consumo energético de 0,228 kWh/m³ (11,4%). Esto hace que los costes energéticos tras el mantenimiento sean de 11,04 c€/m³, tal y como se resume en Tabla 36.

Tabla 36. Calculo de consumo específico y coste unitario de elevación tras ejecutar mantenimiento

Identificación pozos	$E_{av tm}$ (kWh/m ³)	* P_e (c€/kWh)	$C_{av tm}$ (c€/m ³)
P.0.0	1,770	6,24	11,04

*No está incluido el IVA, sí el Impuesto Especial Eléctrico.

En la Tabla 37 y Figura 55 se muestran los costes reales de mantenimiento (grúa y taller) que los proveedores han facturado a la entidad de riego por los trabajos asociados al mantenimiento preventivo efectuado en el pozo empleado para validar el modelo.

Como se puede observar, los costes totales han ascendido a 11.858 €, los de grúa a 4.246 € y los del taller especializado a 7.612 €, representando el 36 % y 64 % respectivamente. Esto pone de manifiesto lo descrito en la Introducción, referido a que un equipo de pozo es más costoso mantener que un equipo de las mismas prestaciones hidráulicas en superficie, ya que se requiere invertir no sólo en el taller, sino también, en solicitar los servicios de una grúa de importantes dimensiones y varios operarios.

Los costes reales de las labores de mantenimiento, los costes de la grúa ($C_{g\ tm}$), así como los costes del taller especializado ($C_{t\ tm}$), se han extraído de las facturas emitidas por los proveedores, y se resumen en la Tabla 37 y Figura 55.

Tabla 37. Costes reales de mantenimiento (Taller y Grúa) del pozo empleado para validar el modelo

$C_{g\ tm}$ (€)	$C_{t\ tm}$ (€)	$C_{m\ tm}$ (€)
4.246	7.612	11.858

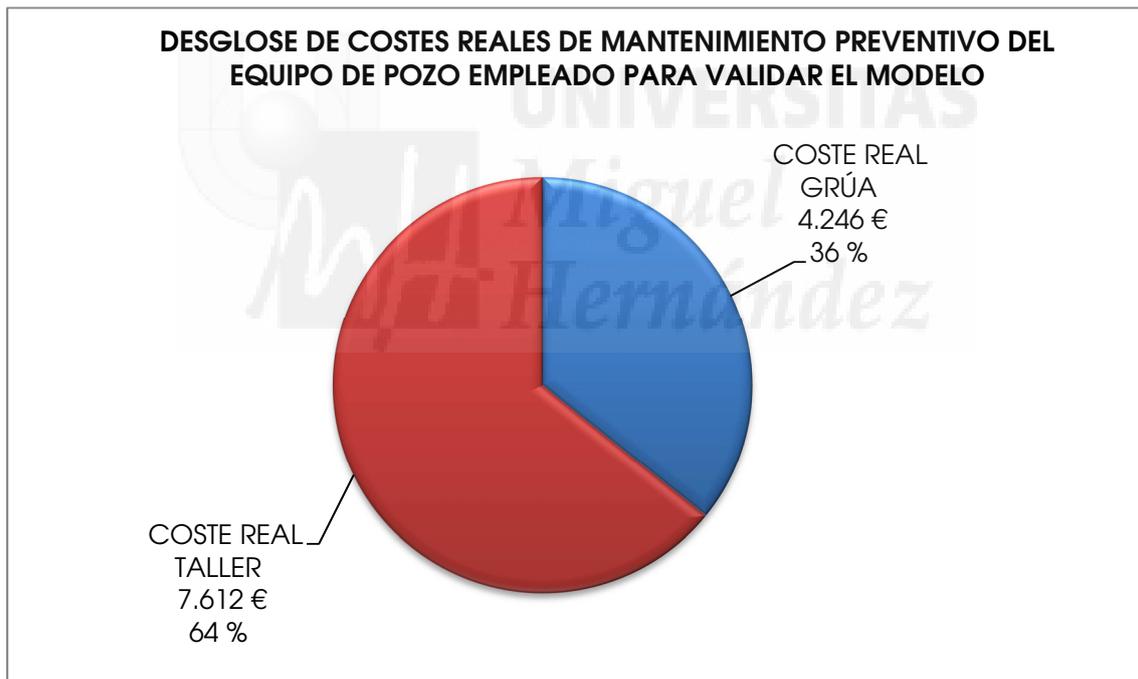


Figura 55. Desglose de costes reales del mantenimiento ejecutado en el pozo empleado para validar el modelo

El coste real de mantenimiento por unidad de volumen bombeado se ha situado en 0,415 c€/m³.

Una vez calculados los costes energéticos de elevación tras el mantenimiento (11,04 c€/m³) y los costes de mantenimiento preventivo por unidad de volumen bombeado (0,415 c€/m³), se obtiene que los costes de operación tras el mantenimiento alcanzan los 11,45 c€/m³.

Se puede observar en la estructura de costes de operación que de los 11,45 c€/m³, el 4 % corresponde a los costes de mantenimiento y el 96 % restante a los costes energéticos (Figura 56). Por tanto, los costes de mantenimiento apenas presentan repercusión en los costes de operación, de modo que apostar por realizar estas labores de mantenimiento no ha supuesto un significativo aumento de los costes de operación. Por el contrario, el mantenimiento, sí ha supuesto una reducción en los costes energéticos y de operación al producirse un repunte de la eficiencia energética y una disminución del consumo energético unitario.

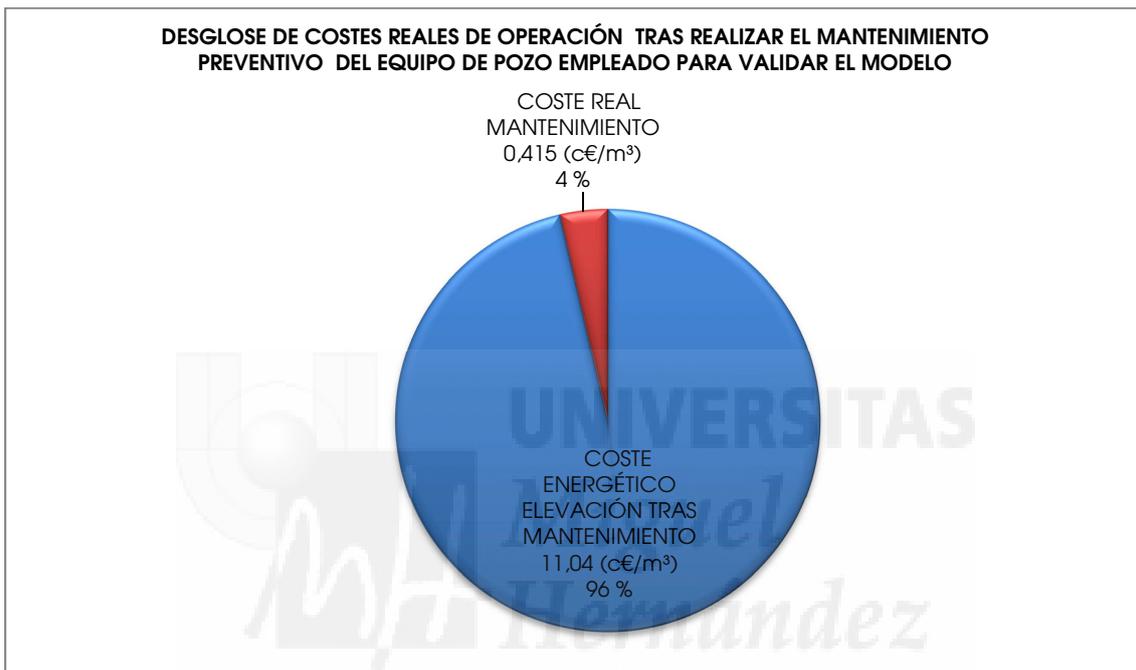


Figura 56. Desglose de costes de operación tras ejecutar el mantenimiento

5.1.7. Indicadores de caracterización del pozo tras ejecutar el mantenimiento preventivo

Una vez ejecutado el mantenimiento preventivo recomendado, los indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo quedarían como sigue en la Tabla 38:

Tabla 38. Indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

INDICADOR	VALOR	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
Coeficiente de funcionamiento global (CFG)	0,86	C	NORMAL
Coeficiente de diseño y manejo (CDM)	0,95	B	BUENA
Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH)	0,94	B	BUENA
Coeficiente de altura suministrada (CAS)	0,91	B	BUENA
Coeficiente del cable (CC)	0,98	B	BUENA

En la Tabla 39 se resume el proceso de cálculo para obtener la eficiencia energética potencial de la instalación una vez ejecutado el mantenimiento, necesaria para determinar el nuevo valor del CFG.

Tabla 39. Resumen de cálculo de la eficiencia energética potencial para la altura de funcionamiento registrada tras practicar el mantenimiento al pozo empleado para validar el modelo

VARIABLE	VALOR
$H_{m\ tm}$ (mca)	391,6
$Q_{\ pot}$ (m ³ /h)	378
$N_{s\ pot}$ (kW)	403,4
$\eta_{b\ pot}$ (%)	81
$\eta_{m\ pot}$ (%)	90
$\eta_{i\ pot}$ (%)	98
$V_{\ act}$ (V)	1.116
$\cos\phi_{\ act}$	0,81
K (V/A y km)	0,24
L_c (m)	424
n_{cf}	2
$N_{m\ pot}$ (kW)	564,6
$I_{\ pot}$ (A)	360,2
$\Delta V_{\ pot}$ (V)	18,35
$\Delta V_{\ pot}$ (%)	1,64
$N_{c\ pot}$ (kW)	9,3
$N_{a\ pot}$ (kW)	573,9
$\eta_{c\ pot}$ (%)	98,4
$EEB_{\ pot}$ (%)	70,3

En las Tablas 40 a 44 se muestran los valores necesarios para la obtención de los indicadores así como su calificación y especificación.

Tabla 40. Coeficiente de funcionamiento global (CFG) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

EEB _{tm} (%)	EEB _{pot} (%)	CFG	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
60,3	70,3	0,86	C	NORMAL

Tabla 41. Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

Q _{tm} (m ³ /h)	Q _{pot} (m ³ /h)	CFH	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
357,1	378	0,94	B	BUENA

Tabla 42. Coeficiente de diseño y manejo (CDM) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

EEB _{pot} (%)	EEB _{nom} (%)	CDM	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
70,3	73,3	0,95	B	BUENA

Tabla 43. Coeficiente de altura suministrada (CAS) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

H _{m tm} (mca)	H _{m nom} (mca)	CAS	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
391,6	429,0	0,91	B	BUENA

Tabla 44. Coeficiente del cable (CC) del pozo empleado para validar el modelo (después del mantenimiento preventivo)

N _{m tm} (kW)	N _{a tm} (kW)	CC	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
620,3	632,0	0,98	B	BUENA

En el siguiente apartado se comparan los indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación original y tras la ejecución del mantenimiento preventivo recomendado.

5.1.8. Comparación de los indicadores de caracterización iniciales y tras el mantenimiento

En la Tabla 45 se muestran los indicadores de caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación original y tras ejecutar el mantenimiento preventivo recomendado:

Tabla 45. Comparación de indicadores caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación inicial y tras el mantenimiento preventivo.

INDICADOR	VALOR		Variación (%)
	SITUACIÓN INICIAL	TRAS MANTENIMIENTO	
Coefficiente de funcionamiento global (CFG)	0,79	0,86	8,9
Coefficiente de diseño y manejo (CDM)	0,97	0,95	-2,1
Coefficiente de funcionamiento hidráulico (CFH)	0,88	0,94	6,8
Coefficiente de altura suministrada (CAS)	0,96	0,91	-5,2
Coefficiente del cable (CC)	0,98	0,98	0,0

Como se puede observar en la Tabla 45 y en la Figura 57, el estado global de la instalación se ha mejorado significativamente, al pasar el CFG del 0,79 al 0,86, lo que representa una mejora del 8,9 %. Este repunte ha ocasionado un ascenso de dos escalones en la calificación, al pasar de un tipo E (No aceptable) en la situación original, a un tipo C (Normal), tras la ejecución del mantenimiento.

Concretamente, en la parte hidráulica, se aprecia una mejora al pasar de un CFH del 0,88 al 0,94, lo que representa un incremento del 6,8 %. Este impacto positivo ha provocado subir un peldaño en la calificación, al pasar de una tipo C (Normal), en la situación original, a otra tipo B (Buena). Por descarte, se podría afirmar que la parte eléctrica ha experimentado una mejora del 2,1 %. Así pues, se deduce que la ejecución del mantenimiento preventivo recomendado ha tenido una mayor repercusión en la parte hidráulica (6,8 %), que en la parte eléctrica (2,1 %).

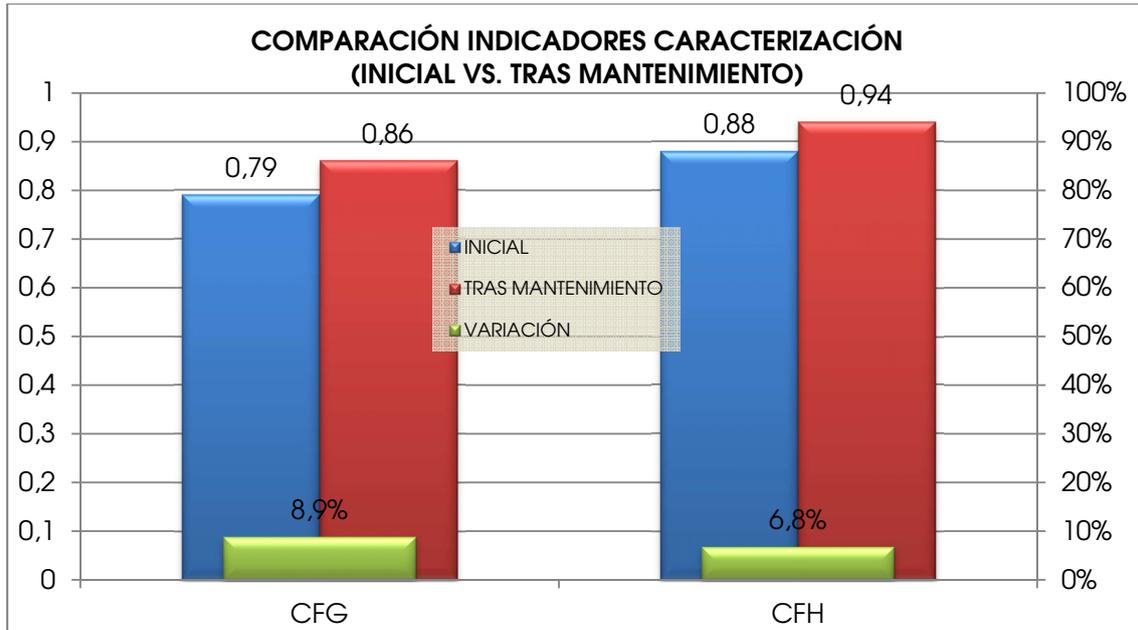


Figura 57. Comparación indicadores caracterización del pozo empleado para validar el modelo en la situación inicial y tras el mantenimiento preventivo.

El CDM (-2,1) y CAS (-5,2 %) se han reducido ligeramente, porque la altura de funcionamiento tras la mejora (391,6 mca) era inferior a la medida en la situación original (410,3 mca), debido a una recuperación del nivel dinámico del sondeo.

En definitiva, se puede observar como el mantenimiento preventivo propuesto ha tenido un impacto positivo en la instalación de pozo, tanto en la parte hidráulica como en la eléctrica.

5.1.9. Comparación de los costes mantenimiento preventivo reales frente a los previstos con el modelo

En la Tabla 46 se muestran los costes de mantenimiento totales y unitarios, los costes de grúa y taller previstos con el modelo y los reales facturados por el proveedor a la entidad de riego necesarios para ejecutar el trabajo en el pozo empleado para la validación.

Tabla 46. Comparación de los costes de mantenimiento preventivo reales frente a los previstos para el pozo empleado para validar el modelo

INDICADOR	SITUACIÓN		Diferencia (€)	Error (%)
	Potencial (modelo)	Tras mantenimiento (real ejecutado)		
C _m	14.018	11.858	+2.160	+18,2
C _g	6.254	4.246	+2.008	+47,3
C _t	7.763	7.612	+151	+1,9
C _{mv}	0,508	0,415	+0,093	+22,4

El coste real total del mantenimiento ha sido menor al previsto con el modelo de costes propuesto. Concretamente, el coste real del mantenimiento ha sido de 11.858 € frente a los 14.018 € previstos, lo que supone una diferencia de 2.160 € (18,2 %).

Por tipo de costes, se observa que el coste de grúa ha sido de 4.246 € y la previsión había sido de 6.254 €, lo que supone una diferencia de 2.008 € (47,3 %). El desvío en esta partida es el principal responsable de la divergencia existente entre los costes de mantenimiento reales y previstos. Por tanto, se han sobrestimado los costes asociados a los trabajos con grúa. Esta sobrestimación puede deberse a que tanto la extracción del equipo, como la posterior inserción se han producido de forma "limpia", no habiendo tenido lugar contratiempo alguno. Generalmente, en este tipo de trabajo con equipos situados a tanta profundidad es muy habitual que durante la extracción de las columnas algunos tramos se queden encajados en la entubación del sondeo y sea necesario introducir de nuevo algún tramo ya extraído para bajar un poco la columna y luego volver a recuperar su correcta alineación, la cual que permitirá seguir extrayendo tramos de tubería. Igualmente, cuando se inserta de nuevo el grupo, suele producirse algún atascamiento como el producido en la extracción, lo que obliga a sacar algún tramo de columna ya insertado junto con el cable.

En la Figura 58 se muestra un detalle de las bridas que unen varios tramos de la columna de impulsión. Como se puede apreciar en dicha Figura, las bridas sobresalen considerablemente de la línea de la tubería. Este hecho hace que en ocasiones dichas bridas golpeen con la entubación del sondeo, dificultando tanto el proceso de extracción, como de inserción del equipo. Igualmente, se pueden observar las prominencias existentes en las bridas para permitir el paso del cable y el microtubo para el piezómetro. Sin estas hendiduras en las bridas, los cables y microtubo se cortarían al golpear la columna de impulsión contra la entubación del sondeo.



Figura 58. Detalle de las bridas con hendiduras para el paso del cableado que unen los tramos de la columna de impulsión

En la Figura 59 se muestra un ejemplo de un equipo de trabajo, que está extrayendo un bombeo de pozo en el cual se ha quedado atascada la columna de impulsión en un tramo con la entubación del sondeo. En este caso, el atascamiento se había producido porque los dos cables de una fase se habían salido de la hendidura de la brida.



Figura 59. Equipo de trabajo extrayendo una bomba de pozo en un momento donde se ha producido un atascamiento de la columna con la entubación del sondeo

En cuanto al coste de taller se ha obtenido que el coste real ha sido de 7.612 € y la previsión había sido de 7.763 €, lo que supone una diferencia de 151 € (1,9 %). Por tanto, la previsión se ajusta fielmente al coste real.

El coste real de mantenimiento por unidad de volumen bombeado real se ha situado en 0,415 c€/m³, frente a la previsión de 0,508 c€/m³. Esto supone una sobrestimación de 0,093 c€/m³ (22,4 %). Esta divergencia se debe a que los costes reales de mantenimiento preventivo han sido un 18,2 % inferiores a los previstos con el modelo. Esta brecha no ha sido mayor porque el caudal impulsado realmente (357,1 m³/h) ha sido inferior al previsto (366,0 m³/h) a través de las curvas de comportamiento del fabricante. Específicamente, el caudal impulsado ha sido 8,9 m³/h inferior al previsto, lo que ha supuesto una reducción del mismo del 2,5 %.

En el Anejo III se muestran algunas imágenes asociadas a las labores necesarias para llevar a cabo el mantenimiento preventivo en el pozo de validación (trabajos con grúa y trabajos en el taller especializado).

5.1.10. Comparación de los costes de operación actuales frente a los resultantes tras ejecutar mantenimiento

Como se muestra en la Tabla 47, el coste de operación inicial se situaba en 12,46 c€/m³ y tras el mantenimiento preventivo se ha situado en 11,45 c€/m³, lo que ha supuesto una reducción en los costes de operación de 1,01 c€/m³ (8,1 %).

Tabla 47. Costes de operación iniciales frente a los costes de operación tras el mantenimiento

C _{ov act} (c€/m ³)	C _{ov tm} (c€/m ³)	AC _{ov tm} (c€/m ³)	AC _{o tm} (%)
12,46	11,45	1,01	8,1

Esta reducción de los costes de operación justifica la ejecución del mantenimiento preventivo del pozo (premisa del modelo de gestión de pozos propuesto). La citada reducción en los costes de operación es significativa, pero, sin embargo, se aleja considerablemente del ahorro potencial estimado (17,2 %). Esto pone de manifiesto la necesidad de ser cautos a la hora de informar a las Comunidades de Regantes del ahorro real que se conseguirá con la ejecución de un mantenimiento. Por ello, es importante que en el momento de realizar los cálculos de rentabilidad de la inversión, se aplique un coeficiente de instalación conservador. En este caso, el coeficiente de funcionamiento global para el pozo empleado como validación ha sido del 86 %. Este es un aspecto clave, porque suele ser habitual que las empresas de bombas o de servicios energéticos aseguren al cliente que la ejecución de un mantenimiento es suficiente para alcanzar el ahorro potencial; sin embargo, en la práctica, y sobre todo en equipos de cierta edad, sucede que el ahorro real alcanzado es normalmente inferior al potencial.

5.1.11. Ahorro energético y económico alcanzado

El ahorro económico que se alcanzará cuando el equipo haya acumulado 8.000 horas de funcionamiento será de 28.854 € (Tabla 48). Este ahorro económico, aunque compensa sobradamente la labor de mantenimiento realizada, se aleja considerablemente del ahorro económico potencial estimado en 62.659 €. Por tanto, tal y como se ha comentado en el apartado anterior es recomendable ser cautos a la hora de informar al usuario de la instalación del ahorro real que se conseguirá con la ejecución de un mantenimiento. Al mismo tiempo, es necesario recordar las otras bondades que presenta el mantenimiento preventivo frente al correctivo, tal y como se indicó en el punto 1.7.1., ya que algunas de esas bondades no se cuantifican económicamente.

El ahorro energético que se alcanzará cuando el equipo haya acumulado 8.000 horas de funcionamiento será de 651.350 kWh. En el

ahorro energético es donde mayor discrepancia se ha observado al estimar un ahorro energético de 1.232.688 kWh.

Tabla 48. Ahorro energético y económico real en el pozo de validación

Indicador	SITUACIÓN		Ahorro unitario	F (h)	Q _{tm} (m ³ /h)	Ahorro absoluto
	ACTUAL	TRAS MANTENIMIENTO				
C _{ov} (c€/m ³)	12,46	11,45	1,01	8.000	357,1	28.854 €
E _{av} (kWh/m ³)	1,998	1,770	0,228			651.350 kWh

5.1.12. Resumen de resultados de la validación

En la Tabla 49 se resumen los resultados para la validación del modelo. Para ello, se exponen los principales indicadores, junto con el valor obtenido para cada uno de ellos en la situación actual, potencial y tras el mantenimiento preventivo ejecutado recomendado. Asimismo, se muestra la diferencia entre el valor potencial (estimado con el modelo propuesto) y real obtenido mediante las mediciones ejecutadas tras el mantenimiento (verificados en campo).

Tabla 49. Resumen de resultados de la validación

INDICADOR	SITUACIÓN			COMPARACIÓN (Potencial Vs. Tras mantenimiento)	
	Actual	Potencial	Tras mantenimiento	Diferencia	Error (%)
EEB (%)	56,0	70,9	60,3	10,6	17,6
E _{av} (kWh/m ³)	1,998	1,577	1,770	-0,193	-10,9
C _{av} (c€/m ³)	12,46	9,84	11,04	-1,2	-10,9
C _{ov} (c€/m ³)	12,46	10,35	11,45	-1,1	-9,6
C _m (€)	0	14.018	11.858	2.160	18,2
C _g (€)	0	6.254	4.246	2.008	47,3
C _t (€)	0	7.763	7.612	151	2,0
C _{mv} (c€/m ³)	0	0,508	0,415	0,093	22,4
Ahorro económico (€)	-	61.781	28.854	32.927	114,1
Ahorro energético (kWh)	-	1.232.688	651.350	581.338	89,3

El criterio para implementar el programa de mantenimiento propuesto en la presente tesis se basa en que los costes de operación potenciales sean inferiores a los costes de operación en la situación actual. Asimismo, en caso de ejecutarse el mantenimiento, los costes de operación tras el mantenimiento deben ser inferiores a los costes de operación en la situación inicial. Estas premisas se han cumplido, ya que los costes de operación en la situación potencial (10,35 c€/m³) fueron inferiores a los costes de operación actuales (12,46 c€/m³); y los costes de operación tras el mantenimiento (11,45 c€/m³) han sido inferiores a

los costes de operación iniciales (12,46 c€/m³). En cualquier caso, pese a cumplirse la premisa para que el mantenimiento preventivo sea exitoso, es de gran utilidad analizar de forma conjunta cómo han evolucionado cada uno de los indicadores implicados.

La eficiencia energética inicial era del 56,0 % y la potencial se situaba en el 70,9 %, lo que indicaba un importante margen de mejora. Finalmente, la eficiencia energética se ha situado en el 60,3 % una vez ejecutado el mantenimiento, de modo que ha existido una diferencia de 10,6 puntos y un error del 17,6 % frente a la potencial. La brecha existente entre ambas eficiencias era de esperar, ya que un mantenimiento provoca un repunte en la eficiencia, pero nunca permite alcanzar el valor original que se obtendría si la instalación fuera nueva.

Análogamente a lo que sucede con la eficiencia energética, el consumo específico, el cual, inicialmente era de 1,998 kWh/m³, con un valor potencial de 1,577 kWh/m³, tras el mantenimiento practicado se ha situado en 1,770 kWh/m³, de modo que ha existido una diferencia de 0,193 kWh/m³ y un error del 10,9 % frente a la potencial. Como se puede apreciar, existe discrepancia en el consumo específico, la cual, en cualquier caso ha sido menor (10,9 %) que la observada para la eficiencia energética (17,6 %). Esta reflexión también se puede aplicar al consumo energético unitario, que comienza con un valor de 12,46 c€/m³ en la situación actual, obtiene un valor potencial de 9,84 c€/m³ y tras el mantenimiento se ha situado en 11,04 c€/m³, lo que representa un error del 10,9 % frente a la potencial.

Los costes de operación arrancaron en la situación actual en 12,46 c€/m³ y en la situación potencial podrían alcanzar los 10,35 c€/m³, pero han experimentado un valor de 11,45 c€/m³, lo que ha supuesto una diferencia frente al valor potencial del 9,6 %. Como se puede observar, la diferencia entre la situación potencial y tras el mantenimiento es menor en los costes de operación (9,6 %), que en el consumo específico (10,9 %) y la eficiencia energética (17,6 %).

El coste de mantenimiento ha sido de 11.858 € frente a los 14.018 € previstos, lo que supone una diferencia de 2.160 € (18,2 %). Por partidas se observa que el coste de grúa ha sido de 4.246 € y la previsión había sido de 6.254 €, lo que supone una diferencia de 2.008 € (47,3 %). Por tanto, se han sobrestimado los costes de grúa. Esta sobrestimación puede deberse a que el trabajo se ha ejecutado sin contratiempo alguno, pues es habitual en este tipo de trabajos que se queden encajados algunos tramos del sondeo obligando a sacar algún tramo de columna ya insertado junto con el cable lo que se traduce en un mayor coste final del trabajo. El coste de taller ha sido de 7.612 € y la

previsión había sido de 7.763 €, lo que supone una diferencia de 151 € (1,9 %). Por tanto, la previsión se ajusta fielmente al coste real.

El coste real de mantenimiento por unidad de volumen bombeado real se ha situado en 0,415 c€/m³ frente a la previsión de 0,508 c€/m³. Esto supone una sobrestimación de 0,093 c€/m³ (22,4 %). Esta divergencia se debe a que los costes reales de mantenimiento preventivo han sido un 18,2 % inferior a los previstos con el modelo. Esta brecha no ha sido mayor porque el caudal impulsado realmente (357,1 m³/h) ha sido inferior al previsto (366,0 m³/h) a través de las curvas de comportamiento del fabricante. Específicamente, el caudal impulsado ha sido 8,9 m³/h inferior al previsto, lo que ha supuesto una reducción del mismo del 2,5 %.

Las diferencias observadas en los valores potenciales y tras el mantenimiento tienen su repercusión a nivel absoluto en el ahorro energético y económico. En el caso del ahorro energético, el potencial, se situó en 1.232.688 kWh; sin embargo, el real se ha situado en 651.350 kWh, lo que supone haber ahorrado un 89,3 % menos. Igualmente ocurre con el ahorro económico, que potencialmente alcanzaría los 61.781 € y finalmente ha sido de 28.854 €, lo que refleja un error del 114,1 %.

De todo lo anterior se desprende que es rentable invertir en la implementación de un programa de mantenimiento preventivo, ya que los costes de operación se reducen. Al mismo tiempo, se pone de manifiesto la necesidad de ser cautos a la hora de informar a las Comunidades de Regantes sobre el impacto económico real que la política de mantenimiento tendrá, pues como se ha visto, el mantenimiento provoca un impacto positivo en la reducción de costes, que, sin embargo no permite alcanzar los valores potenciales. Por último, es necesario recordar la vertiente positiva, no económica, que las bondades asociadas a las labores de mantenimiento tienen, tanto en la operatividad diaria de las entidades de riego, como en la mejora de la garantía de suministro hídrico.

5.2. Aplicación del modelo a 22 pozos

5.2.1. Costes de operación actuales

- **Eficiencia y calificación energética actual**

En la Tabla 50 se muestran los valores de eficiencia energética actual obtenidos para cada una de las instalaciones analizadas, así como la descripción y la calificación energética.

Tabla 50. Eficiencia energética y calificación obtenida para las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo propuesto

POZO	Q_{act} (m ³ /h)	Hm_{act} (m.c.a.)	Na_{act} (kW)	Ns_{act} (kW)	EEB_{act} (%)	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN
P.1.1.	67,4	237,5	145,3	43,6	30,0	No aceptable	E
P.1.2.	78,9	267,2	210,9	57,4	27,2	No aceptable	E
P.1.3.	178,6	326,5	356,4	158,9	44,6	No aceptable	E
P.1.4.	230,9	111,2	122,6	70,0	57,1	Normal	C
P.1.5.	250	308,9	311,4	210,4	67,6	Excelente	A
P.1.6.	250,1	339,1	432,9	231,1	53,4	Normal	C
P.1.7.	300,8	372,7	474	305,5	64,4	Buena	B
P.1.8.	395,1	250,3	438,9	269,5	61,41	Buena	B
P.1.9.	534,8	112,4	311,8	160,6	52,5	Normal	C
P.2.1.	106,6	107,1	66,7	31,1	46,6	Aceptable	D
P.3.1.	44,5	58,3	16,7	7,1	42,2	No aceptable	E
P.3.2.	42,7	75,4	24,8	8,8	35,4	No aceptable	E
P.3.3.	59,85	78,2	25,7	12,8	49,6	Aceptable	D
P.4.1.	567	153,3	457,1	236,9	57,7	Normal	C
P.4.2.	538,8	151,1	457,1	221,8	48,5	Aceptable	D
P.4.3.	468,3	154,5	500,5	197,2	39,4	No aceptable	E
P.5.1.	101,5	233,5	120,5	65,4	53,2	Normal	C
P.5.2.	182,2	215,0	211,8	106,1	50,4	Normal	C
P.5.3.	210,6	198,3	218	113,7	52,2	Normal	C
P.5.4.	221,4	234,2	262	141,4	53,9	Normal	C
P.5.5.	283,7	158,5	191,2	122,1	64,1	Buena	B
P.5.6.	337	240,5	422,0	231,5	52,3	Normal	C
				Promedio	50,2 %	Normal	C
				Varianza	10,6 %		
				Máximo	67,6 %		
				Mínimo	27,2 %		

La eficiencia energética actual media de las instalaciones analizadas es del 50,2 % \pm 10,6 %, describiéndose esta como Normal y calificándose como tipo C, encontrándose más cercana al escalón inferior (Calificación D, Descripción Aceptable para 45 % \leq EEB \leq 50 %), que al escalón superior, (Calificación B, Descripción Buena para 60 % \leq EEB \leq 65 %).

Agrupando las instalaciones de acuerdo con la descripción y calificación energética, se obtiene que, de las 22 instalaciones estudiadas, la mayor frecuencia (en 9 instalaciones, que representan el 41 %), se da para una descripción de Normal y calificación tipo C. A continuación, encontramos la descripción No Aceptable de tipo E, que se da en 6 de las instalaciones, representando el 27 %. Seguidamente, se encuentra la descripción Buena y Aceptable de tipo B y D respectivamente; cada una de ellas se da en 3 de las instalaciones, representando el 14 %. Por último, la descripción y calificación que menos se da es la Excelente tipo A, que únicamente se obtiene en una de las instalaciones, representando el 5 %.

En la Figura 60 se presenta la frecuencia dada para cada una de las calificaciones energéticas obtenidas.

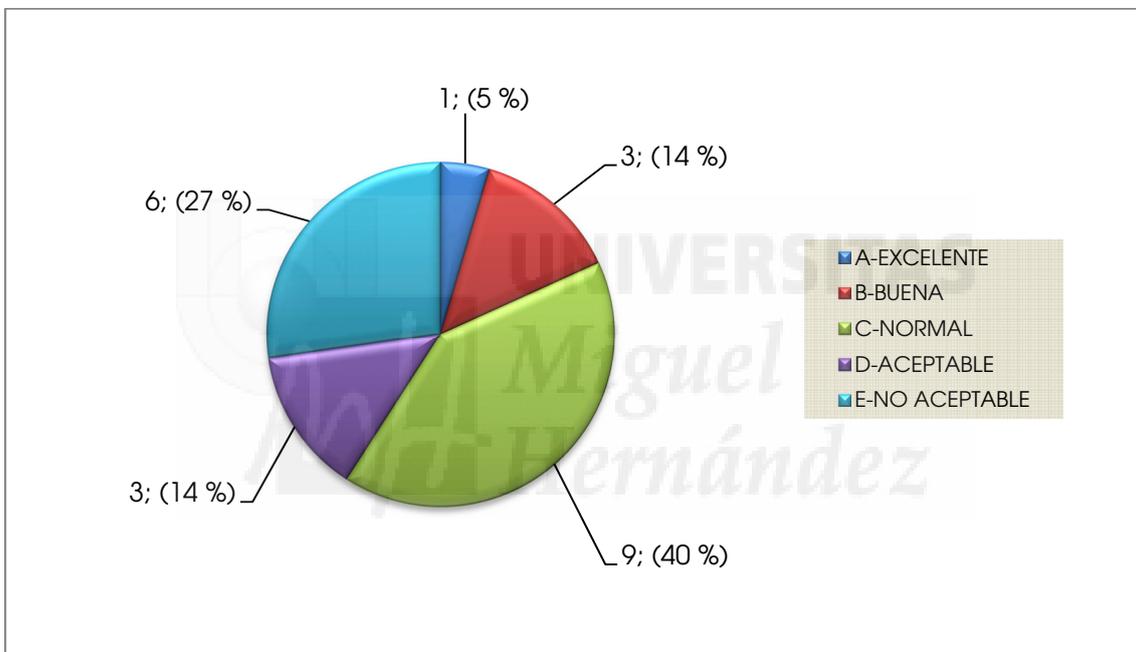


Figura 60. Frecuencia dada para cada una de las calificaciones energéticas (EEB act)

Estos valores de eficiencia energética reflejan una gran discrepancia en las instalaciones, pues se tiene en un extremo eficiencias globales muy bajas, del orden del 25 – 30 % (P.1.1 y P.1.2) y otras muy elevadas del 65 – 68 % (P.1.5, P.1.7 y P.5.5).

El límite superior de eficiencia energética global obtenido en la instalación P.1.5. (67,6 %) nos facilita una información muy importante, porque es necesario conocer si realmente se pueden alcanzar cotas de eficiencias tan elevadas en este tipo de instalación, en las cuales, además de la eficiencia del grupo motor y bomba, también es fundamental el peso asociado a la eficiencia del cable, debido a las largas las distancias existentes desde el cuadro hasta el motor. Por tanto, seleccionando adecuadamente el grupo motobomba y el cable y realizando un adecuado montaje del conjunto, se pueden sobrepasar

ampliamente eficiencias energéticas globales del 65 %. En el apartado 5.2.3 se analizan los valores de eficiencia obtenidos a partir de los indicadores de caracterización propuestos.

- **Consumo específico y coste de elevación actual**

En la Tabla 51 se muestran el consumo específico y el coste de elevación unitario actual para las 22 instalaciones analizadas. El consumo específico medio se sitúa en $1,125 \pm 0,5982$ kWh/m³ y el coste energético medio en $10,81 \pm 5,13$ c€/m³. Como se puede observar en la Tabla, los valores son muy dispares, debido tanto a las diferencias entre las exigencias energéticas de cada instalación, como a las existentes en términos de eficiencia energética. En el apartado 5.2.2. se estimarán los valores que ambos indicadores alcanzarían en la situación potencial.

Tabla 51. Consumo específico y coste elevación unitario actual de los 22 pozos

Identificación pozos	N _{a act} (kW)	Q _{act} (m ³ /h)	E _{av act} (kWh/m ³)	*P _e (c€/kWh)	C _{av act} (c€/m ³)
P.1.1.	145,3	67,4	2,156	9,02	19,44
P.1.2.	210,9	78,9	2,673	9,02	24,10
P.1.3.	356,4	178,6	1,996	8,66	17,28
P.1.4.	122,6	230,9	0,531	9,65	5,12
P.1.5.	311,4	250	1,245	9,02	11,23
P.1.6.	432,9	250,1	1,731	8,66	14,99
P.1.7.	474	300,8	1,576	8,66	13,65
P.1.8.	438,9	395,1	1,111	8,34	9,27
P.1.9.	311,8	534,8	0,583	9,65	5,62
P.2.1.	66,7	106,6	0,626	13,24	8,29
P.3.1.	16,7	44,5	0,376	11,64	4,37
P.3.2.	24,8	42,7	0,580	11,64	6,76
P.3.3.	25,7	59,85	0,429	11,64	5,00
P.4.1.	457,1	567	0,725	8,10	5,87
P.4.2.	457,1	538,8	0,848	8,10	6,87
P.4.3.	500,5	468,3	1,069	12,46	13,32
P.5.1.	120,5	101,5	1,187	10,74	12,75
P.5.2.	211,8	182,2	1,208	9,85	11,46
P.5.3.	218	210,6	1,197	10,44	10,81
P.5.4.	262	221,4	1,178	10,74	12,66
P.5.5.	191,2	283,7	0,751	9,74	6,57
P.5.6.	422,0	337	1,112	9,92	12,43
Promedio	262,7	247,8	1,125	9,95	10,81
Máximo	500,5	567,0	2,673	13,24	24,10
Mínimo	16,7	42,7	0,3753	8,10	4,37
Varianza	162,3	166,7	0,5982	1,45	5,13

*No incluye el IVA.

- **Costes de operación actuales**

Conocidos los costes energéticos de elevación y considerado nulos los costes de mantenimiento preventivo, se obtienen los costes de operación, que coinciden con los energéticos, como se muestra en la Tabla 52.

Tabla 52. Costes de operación actuales para las 22 instalaciones analizadas

Identificación pozos	$C_{av\ act}$ (c€/m ³)	$C_{mv\ act}$ (c€/m ³)	$C_{ov\ act}$ (c€/m ³)
P.1.1.	19,44	0,00	19,44
P.1.2.	24,10	0,00	24,10
P.1.3.	17,28	0,00	17,28
P.1.4.	5,12	0,00	5,12
P.1.5.	11,23	0,00	11,23
P.1.6.	14,99	0,00	14,99
P.1.7.	13,65	0,00	13,65
P.1.8.	9,27	0,00	9,27
P.1.9.	5,62	0,00	5,62
P.2.1.	8,29	0,00	8,29
P.3.1.	4,37	0,00	4,37
P.3.2.	6,76	0,00	6,76
P.3.3.	5,00	0,00	5,00
P.4.1.	5,87	0,00	5,87
P.4.2.	6,87	0,00	6,87
P.4.3.	13,32	0,00	13,32
P.5.1.	12,75	0,00	12,75
P.5.2.	11,46	0,00	11,46
P.5.3.	10,81	0,00	10,81
P.5.4.	12,66	0,00	12,66
P.5.5.	6,57	0,00	6,57
P.5.6.	12,43	0,00	12,43
Promedio	10,81	0,00	10,81
Máximo	24,10	0,00	24,10
Mínimo	4,37	0,00	4,37
Varianza	5,13	0,00	5,13

5.2.2. Costes de operación potenciales

- **Eficiencia potencial y calificación energética**

En la Tabla 53 se muestran los valores de eficiencia energética potencial y calificación energética obtenidos para cada una de las instalaciones, para una eficiencia de la instalación del 98 % y la misma altura manométrica que presentaron en la medida realizada en campo.

Tabla 53. Eficiencia energética potencial de las instalaciones estudiadas y calificación energética.

POZO	Q_{pot} (m ³ /h)	$H_{m act}$ (m.c.a.)	$\eta_{b pot}$ (%)	$\eta_{m pot}$ (%)	$\eta_{c pot}$ (%)	EEB _{pot} (%)	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN
P.1.1.	173,8	237,5	72,0	90,5	97,7	62,4	BUENA	B
P.1.2.	174,4	267,2	70,0	90,5	97,1	60,3	BUENA	B
P.1.3.	292,9	326,5	78,0	90,0	94,9	65,2	EXCELENTE	A
P.1.4.	270,0	111,2	78,0	90,0	99,1	68,2	EXCELENTE	A
P.1.5.	244,7	308,9	78,0	90,5	98,8	68,3	EXCELENTE	A
P.1.6.	261,8	339,1	75,0	82,5	98,7	59,8	NORMAL	C
P.1.7.	320,9	372,7	80,6	90,0	98,6	70,1	EXCELENTE	A
P.1.8.	418,1	250,3	80,0	90,5	98,6	70,0	EXCELENTE	A
P.1.9.	600,0	112,4	80,0	90,0	97,4	68,7	EXCELENTE	A
P.2.1.	319,7	107,1	58,6	91,0	97,8	51,1	NORMAL	C
P.3.1.	88,0	58,3	77,1	88,0	89,2	59,4	NORMAL	C
P.3.2.	138,0	75,4	78,0	88,0	88,2	59,3	NORMAL	C
P.3.3.	60,0	78,2	60,0	88,0	94,7	49,0	ACEPTABLE	D
P.4.1.	720,0	153,3	76,0	89,0	98,3	65,2	EXCELENTE	A
P.4.2.	725,0	151,1	76,5	89,0	98,9	66,0	EXCELENTE	A
P.4.3.	715,0	154,5	75,5	89,0	99,2	65,3	EXCELENTE	A
P.5.1.	110,0	233,5	72,0	89,0	97,5	61,3	BUENA	B
P.5.2.	240,0	215,0	77,0	89,0	97,3	65,3	EXCELENTE	A
P.5.3.	260,0	198,3	75,0	89,0	97,6	63,8	BUENA	B
P.5.4.	275,0	234,2	82,0	89,0	96,4	69,0	EXCELENTE	A
P.5.5.	284,0	158,5	80,0	89,0	97,1	67,7	EXCELENTE	A
P.5.6.	337,0	240,5	78,0	91,0	99,0	68,9	EXCELENTE	A
Promedio	319,5	199,3	75,3 %	89,2 %	96,9 %	63,8 %	BUENA	B
Máximo	725,0	372,7	82,0 %	91,0 %	99,2 %	70,1 %	EXCELENTE	A
Mínimo	60,0	58,3	58,6 %	82,5 %	88,2 %	49,0 %	ACEPTABLE	D
Varianza	199,4	90,7	6,0 %	1,8 %	2,9 %	5,7 %		

La eficiencia energética media potencial de las instalaciones analizadas podría ser del 63,8 % \pm 5,7 %, describiéndose esta como Buena y calificándose como tipo B, encontrándose más cercana al escalón superior (Calificación A, Descripción Excelente para una EEB > 65 %), que al escalón inferior, (Calificación C, Descripción Normal para 50 % \leq EEB \leq 60 %).

Agrupando las instalaciones de acuerdo con la descripción y calificación energética, se tiene que de las 22 instalaciones estudiadas la mayor frecuencia, que se contabiliza en 13 instalaciones, que representan el 59 %, es la asociada a la descripción de Excelente y calificación tipo A. Seguidamente, se halla la descripción Buena y Normal de tipo B y C respectivamente, que se da cada una de ellas en 4 de la instalaciones, representando cada una de ellas el 18 %. Por último, la descripción y calificación que menos se da es la Aceptable tipo D, que únicamente se obtiene en una de las instalaciones, representando el 5 %. Además, aunque como se vio al principio de este

apartado, algunas instalaciones están lejos de su punto de funcionamiento, con la puesta a punto de los equipos no se tendría ninguna instalación englobada dentro de las descritas como No aceptables de tipo E, cuando actualmente 6 instalaciones están englobadas en este grupo.

En la Figura 61 se presenta la frecuencia dada en cada una de las calificaciones energéticas.

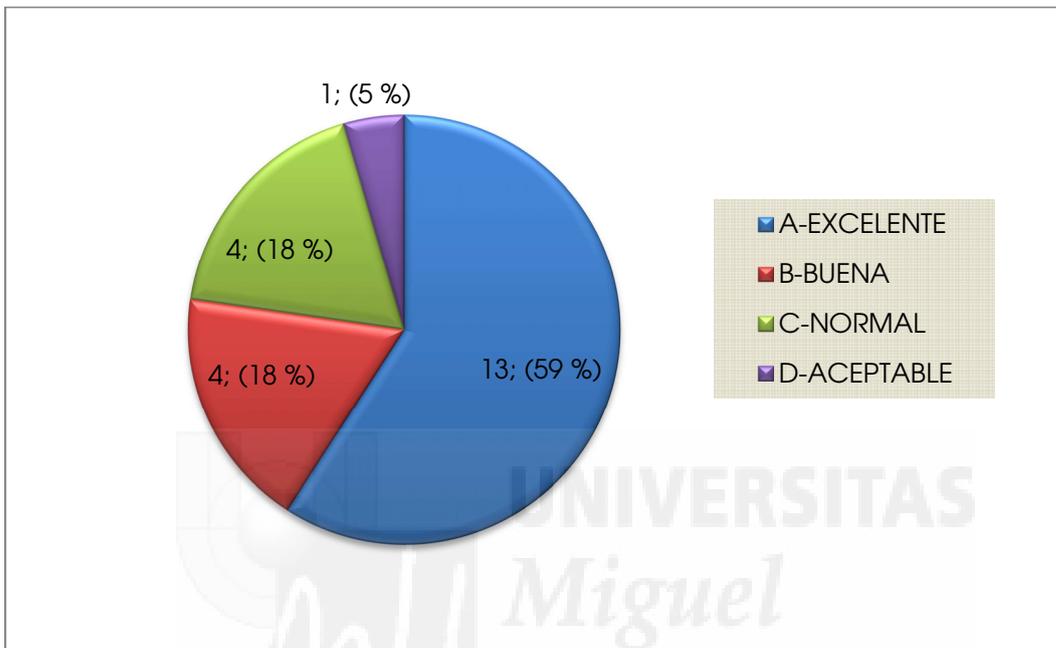


Figura 61. Frecuencia dada para cada una de las calificaciones energéticas (EEB potencial).

En definitiva, con la puesta a punto de las instalaciones se podría dar un vuelco al estado actual de los equipos consumidores de energía, incrementando su eficiencia energética y reduciendo su consumo energético. No obstante, en ciertas instalaciones sería recomendable no sólo hacer una puesta a punto, sino también hacer alguna transformación en la parte hidráulica, o bien, instalar un grupo nuevo ajustado a los requerimientos energéticos actuales. Así por ejemplo, la instalación P.2.1., pasaría de un rendimiento global del 46,6 al 51,1 % siendo este incremento importante, pero muy bajo, ya que se ha demostrado con datos de campo, que se puede alcanzar valores superiores al 60 %, con un adecuado ajuste del grupo motobomba, selección del cable y ejecución del sondeo. Por tanto en este caso, la solución sería instalar un nuevo grupo de bombeo ajustado a las exigencias energéticas actuales, pues ahora la citada instalación trabaja a la mitad de su capacidad. Otras instalaciones (P.1.2. y P.1.6.) estarían en la zona limítrofe del 60 % de rendimiento global, con un 60,3 y un 59,5 % respectivamente. Sin embargo, en estos casos la eficiencia energética potencial está limitada por la adecuación del grupo motobomba a las exigencias energéticas actuales, que han

aumentado en altura como consecuencia del descenso del nivel dinámico. Por tanto, en estas instalaciones sería necesario realizar una transformación en la bomba para ajustarse mejor a la demanda actual. Además, junto con este aspecto anterior, la instalación P.1.6. también tendría importantes pérdidas de energía en los conductores con una caída de tensión del 6,4 %. Por otro lado, las instalaciones P.3.1., P.3.2., P.3.3. incrementarían su rendimiento global del 42,2, 35,4 y 49,6 % al 59,4, 59,3 y 49,0 % respectivamente, no superando ninguna de ellas el 60 %. En estos casos, la eficiencia energética está limitada por la fuerte caída de tensión y pérdida de potencia, que se produciría en los conductores, siendo respectivamente del 10,8, 11,8 y 5,3 %. En estos casos se deberían tomar medidas para reducir estas importantes pérdidas de energía, ya que el cable limita la eficiencia energética de tales instalaciones.

- **Consumo específico y costes de elevación potenciales**

En la Tabla 54 se muestran los consumos específicos y el coste de elevación unitario potencial para las 22 instalaciones analizadas. El consumo específico medio se situaría en $0,884 \pm 0,3690$ kWh/m³ y el coste energético medio en $8,12 \pm 3,08$ c€/m³. Como se puede observar, ambos indicadores mejorarían frente a la situación actual. En el punto 5.2.5., se comparan los indicadores en ambas situaciones.

Tabla 54. Consumo energético y costes de elevación potenciales para las 22 instalaciones

Identificación pozos	$N_{a\ pot}$ (kW)	$Q_{\ pot}$ (m ³ /h)	$E_{av\ pot}$ (kWh/m ³)	* P_e (c€/kWh)	$C_{av\ pot}$ (c€/m ³)
P.1.1.	180,3	173,8	1,037	9,02	9,35
P.1.2.	210,7	174,4	1,208	9,02	10,89
P.1.3.	399,5	292,9	1,364	8,66	11,81
P.1.4.	120,0	270,0	0,445	9,65	4,29
P.1.5.	301,6	244,7	1,233	9,02	11,11
P.1.6.	404,3	261,8	1,544	8,66	13,38
P.1.7.	465,1	320,9	1,449	8,66	12,55
P.1.8.	407,6	418,1	0,975	8,34	8,13
P.1.9.	262,0	600,0	0,437	9,65	4,21
P.2.1.	182,4	319,7	0,570	13,24	7,55
P.3.1.	23,5	88,0	0,268	11,64	3,11
P.3.2.	47,8	138,0	0,347	11,64	4,03
P.3.3.	26,1	60,0	0,435	11,64	5,06
P.4.1.	461,5	720,0	0,641	8,10	5,19
P.4.2.	452,3	725,0	0,624	8,10	5,05
P.4.3.	461,1	715,0	0,645	12,46	8,04
P.5.1.	115,8	110,0	1,052	10,74	11,30
P.5.2.	213,8	240,0	0,891	9,85	8,78
P.5.3.	219,8	260,0	0,846	10,44	8,83
P.5.4.	253,9	275,0	0,923	10,74	9,92
P.5.5.	180,5	284,0	0,635	9,74	6,19
P.5.6.	336,3	337,0	0,998	9,92	9,90
Promedio	260,3	319,5	0,844	9,95	8,12
Máximo	465,1	725,0	1,544	13,24	13,38
Mínimo	23,5	60,0	0,2680	8,10	3,11
Varianza	146,5	199,4	0,3690	1,45	3,08

*No incluye el IVA.

- **Costes de mantenimiento previstos**

En la Tabla 55 se muestran los costes de grúa para cada una de las 22 instalaciones objeto de estudio. El coste medio de los trabajos con grúa se encontraría en 3.525 ± 1.009 €, pudiendo alcanzar valores de 5.643 €, y otros de apenas 1.954 €.

Tabla 55. Costes de grúa previstos para las 22 instalaciones

Instalación	Diámetro columna (mm)	Lc (m)	C _{g pot} (€)
1.1.	200	207	3.209
1.2.	200	240	3.541
1.3.	200	336	4.472
1.4.	250	137	2.805
1.5.	200	276	3.898
1.6.	250	352	5.526
1.7.	250	362	5.643
1.8.	250	220	3.903
1.9.	300	148	3.341
2.1.	200	102	2.087
3.1.	200	90	1.954
3.2.	200	95	2.010
3.3.	200	105	2.120
4.1.	300	140	3.228
4.2.	300	140	3.228
4.3.	300	140	3.228
5.1.	250	237	4.121
5.2.	250	235	4.095
5.3.	250	173	3.288
5.4.	250	252	4.311
5.5.	250	170	3.248
5.6.	250	250	4.286
Promedio		200 m	3.525 €
Varianza		83 m	1.009 €
Máximo		362 m	5.643 €
Mínimo		90 m	1.954 €

En la Tabla 56 se muestran los costes de taller para cada una de las 22 instalaciones objeto de estudio. El coste medio de taller alcanzaría 3.410 ± 1.513 €, pudiendo llegar hasta valores máximos de 5.884 € y otros de apenas 900 €.

Tabla 56. Coste de taller previsto para las 22 bombas analizadas

Instalación	Q_n (m ³ /h)	$H_{m n}$ (m.c.a.)	$N_{s n}$ (kW)	$C_{t pot}$ (€)
1.1.	238	200	129	2.641
1.2.	299	160	130	2.652
1.3.	342	298	278	4.819
1.4.	288	115	90	2.064
1.5.	299	260	212	3.848
1.6.	360	301	295	5.077
1.7.	360	357	350	5.884
1.8.	360	297	291	5.019
1.9.	630	103	176	3.326
2.1.	240	200	131	2.660
3.1.	45	90	11	900
3.2.	120	83	27	1.137
3.3.	120	62	20	1.036
4.1.	720	155	304	5.206
4.2.	720	155	304	5.206
4.3.	900	120	294	5.062
5.1.	180	180	88	2.035
5.2.	240	230	150	2.948
5.3.	240	230	150	2.948
5.4.	300	220	180	3.381
5.5.	300	150	123	2.540
5.6.	381	250	260	4.642
Promedio	349	192	182	3.410 €
Varianza	362	81	103	1.513 €
Máximo	90	357	350	5.884 €
Mínimo	83	62	11	3.410 €

En la Tabla 57 se muestran los costes totales de mantenimiento previstos para las 22 instalaciones. Como se puede observar, se obtiene que para las instalaciones analizadas el coste total medio de mantenimiento se situaría en 6.935 ± 2.331 €, pudiendo alcanzar valores de 11.527 €, y otros de apenas 2.855 €.

Tabla 57. Costes de mantenimiento preventivo previsto para los 22 pozos.

Instalación	C _{g pot} (€)	C _{t pot} (€)	C _{m pot} (€)	C _{g pot} (%)	C _{t pot} (%)
1.1.	3.209	2.641	5.850	54,9	45,1
1.2.	3.541	2.652	6.193	57,2	42,8
1.3.	4.472	4.819	9.290	48,1	51,9
1.4.	2.805	2.064	4.869	57,6	42,4
1.5.	3.898	3.848	7.746	50,3	49,7
1.6.	5.526	5.077	10.603	52,1	47,9
1.7.	5.643	5.884	11.527	49,0	51,0
1.8.	3.903	5.019	8.922	43,7	56,3
1.9.	3.341	3.326	6.667	50,1	49,9
2.1.	2.087	2.660	4.747	44,0	56,0
3.1.	1.954	900	2.855	68,5	31,5
3.2.	2.010	1.137	3.147	63,9	36,1
3.3.	2.120	1.036	3.156	67,2	32,8
4.1.	3.228	5.206	8.434	38,3	61,7
4.2.	3.228	5.206	8.434	38,3	61,7
4.3.	3.228	5.062	8.290	38,9	61,1
5.1.	4.121	2.035	6.156	66,9	33,1
5.2.	4.095	2.948	7.044	58,1	41,9
5.3.	3.288	2.948	6.236	52,7	47,3
5.4.	4.311	3.381	7.691	56,0	44,0
5.5.	3.248	2.540	5.788	56,1	43,9
5.6.	4.286	4.642	8.927	48,0	52,0
Promedio	3.525 €	3.410 €	6.935 €	52,7 %	47,3 %
Varianza	1.009 €	1.513 €	2.331 €	9,0 %	9,0 %
Máximo	5.643 €	5.884 €	11.527€	68,5 %	61,7 %
Mínimo	1.954 €	3.410 €	2.855 €	38,3 %	31,5 %

Así pues, como valor promedio de las 22 instalaciones estudiadas/analizadas, el $52,7 \pm 9,0$ % de los costes se deben a los costes de grúa y el 47,3 % restante, a costes de taller necesarios para ejecutar el mantenimiento del motor y la bomba. Con lo cual, prácticamente la mitad de los costes estaría asociada, simplemente, a situar el grupo motobomba en un posición accesible para que los operarios puedan realizar las tareas en el grupo y su posterior inserción en el sondeo; y la mitad restante estaría asociada únicamente a las labores propias del mantenimiento del equipo de impulsión.

No obstante, existen instalaciones en las cuales los costes grúa podrían alcanzar el 68,5 %, teniendo como valor mínimo esta partida un 38,5 %. Destacan por encima del resto 4 instalaciones (P.3.1., P.3.2., P.3.3. y P.5.1.), en las cuales los costes de grúa son superiores al 60 %. Esto se debe a que son instalaciones pequeñas, con potencias hidráulicas bajas, que sin embargo, tienen diámetros de 200 mm las tres primeras, y 250 mm. Es decir, pese a ser instalaciones con bajas demandas hidráulicas, tienen importantes diámetros, lo que hace que se disparen los costes de grúa.

Del mismo modo, los costes de taller podrían representar, como máximo, el 61,7 %, de los costes totales de mantenimiento, y como mínimo el 31,5 %. En el otro extremo, aparecen las instalaciones P.4.1., P.4.2. y P.4.3., en las cuales predominan los costes de taller, que superan el 60 %. En estos tres casos, las potencias hidráulicas son muy elevadas, lo que justifica los altos costes mantenimiento, a la vez que se combinan bajas longitudes de la columna de impulsión, a pesar de ser estas de 300 mm, lo que explica los bajos costes grúa. Por tanto, estas tres instalaciones tienen una elevada potencia hidráulica nominal, pero no por necesitar altas alturas de elevación, sino por necesitar altos caudales; por ello, las longitudes de la columna son bajas, y los costes grúa tienen un menor peso relativo.

Vistos los importantes costes que tendrían que afrontarse para poner a punto este tipo de instalaciones, parece necesario que las Comunidades de Regantes, Confederaciones Hidrográficas, y otros colectivos de riego sean capaces de agrupar instalaciones que acumulen similares necesidades de mantenimiento, para que en la medida de lo posible una grúa se desplace para realizar la extracción de varios grupos y a su vez, que el taller especializado realice este tipo de operaciones en varios equipos, para, de este modo, poder negociar mejores precios y ahorrar en el transporte. Esto se podría realizar, siempre y cuando la garantía de suministro lo permita. Con una buena gestión, existen momentos a lo largo de la campaña de riegos susceptibles de realizar el mantenimiento por lotes de equipos. Por ejemplo, antes comenzar la campaña de riego, al final de esta o en momentos en los cuales se tenga suficiente agua almacenada en las balsas, como por ejemplo épocas de lluvias en la cuales no existe apenas riego.

Asimismo, estos elevados costes totales de mantenimiento podrían explicar que no se realice mantenimiento en estas instalaciones, teniendo que realizar cada cierto tiempo una reparación.

En la Tabla 58 se muestran los costes totales de mantenimiento por unidad de volumen bombeado previstos para las 22 instalaciones teniendo en cuenta una vida útil el mantenimiento de 8.000 horas. El coste de mantenimiento medio por unidad de volumen bombeado se situaría en 0,3913 c€/m³.

Tabla 58. Costes de mantenimiento previstos para las 22 instalaciones.

Instalación	C _{m pot} (€)	F (h)	Q _m (m ³ /h)	C _{mv pot} (c€/m ³)
1.1.	5.850	8.000	120,6	0,6062
1.2.	6.193	8.000	126,6	0,6113
1.3.	9.290	8.000	235,8	0,4926
1.4.	4.869	8.000	250,5	0,2430
1.5.	7.746	8.000	247,4	0,3915
1.6.	10.603	8.000	255,9	0,5179
1.7.	11.527	8.000	310,9	0,4635
1.8.	8.922	8.000	406,6	0,2743
1.9.	6.667	8.000	567,4	0,1469
2.1.	4.747	8.000	213,2	0,2784
3.1.	2.855	8.000	66,3	0,5386
3.2.	3.147	8.000	90,4	0,4353
3.3.	3.156	8.000	59,9	0,6584
4.1.	8.434	8.000	643,5	0,1638
4.2.	8.434	8.000	631,9	0,1668
4.3.	8.290	8.000	591,7	0,1751
5.1.	6.156	8.000	105,8	0,7276
5.2.	7.044	8.000	211,1	0,4171
5.3.	6.236	8.000	235,3	0,3313
5.4.	7.691	8.000	248,6	0,3868
5.5.	5.788	8.000	283,9	0,2549
5.6.	8.927	8.000	337,0	0,3278
Promedio	6.935 €		283,6	0,3913
Varianza	2.331 €		643,5	0,172
Máximo	11.527€		59,9	0,728
Mínimo	2.855 €		180,2	0,147

- **Costes de operación potenciales**

En la Tabla 59 se muestran los costes de operación potenciales para cada una de las 22 instalaciones estudiadas. Como se puede observar, los costes de operación potenciales se situarían en 8,51 c€/m³. En cuanto a la estructura de costes, cabe destacar que el 95,4 % de los costes de operación estaría cubierto por los costes energéticos y que sólo el 4,6 % serían los costes de mantenimiento preventivo. Así, los costes de mantenimiento en valor absoluto podrían parecer muy elevados, sin embargo, el peso relativo que estos alcanzarían en los costes de operación es muy reducido.

Por tanto, como valor promedio y para la 22 instalaciones estudiadas, para pasar de la situación actual con unos costes de operación de 10,81 c€/m³, a unos costes de operación potenciales de 8,51 c€/m³ se tendría que realizar una inversión en labores de mantenimiento preventivo de 0,3913 c€/m³.

Tabla 59. Costes de operación potenciales para las 22 instalaciones

Instalación	$C_{av\ pot}$ (c€/m ³)	$C_{mv\ pot}$ (c€/m ³)	$C_{ov\ pot}$ (c€/m ³)
1.1.	9,35	0,6062	9,96
1.2.	10,89	0,6113	11,50
1.3.	11,81	0,4926	12,30
1.4.	4,29	0,2430	4,53
1.5.	11,11	0,3915	11,50
1.6.	13,38	0,5179	13,90
1.7.	12,55	0,4635	13,01
1.8.	8,13	0,2743	8,40
1.9.	4,21	0,1469	4,36
2.1.	7,55	0,2784	7,83
3.1.	3,11	0,5386	3,65
3.2.	4,03	0,4353	4,47
3.3.	5,06	0,6584	5,72
4.1.	5,19	0,1638	5,35
4.2.	5,05	0,1668	5,22
4.3.	8,04	0,1751	8,22
5.1.	11,30	0,7276	12,03
5.2.	8,78	0,4171	9,20
5.3.	8,83	0,3313	9,16
5.4.	9,92	0,3868	10,31
5.5.	6,19	0,2549	6,44
5.6.	9,90	0,3278	10,23
Promedio	8,12	0,3913	8,51
Máximo	13,38	0,172	13,55
Mínimo	3,11	0,728	3,84
Varianza	3,08	0,147	3,23

5.2.3. Indicadores caracterización

En el apartado 5.2.1. se han presentado los valores de eficiencia energética que obtienen las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo de gestión de pozos propuesto. Las eficiencias energéticas obtenidas reflejaban una gran discrepancia entre unas instalaciones y otras, pues se tenía en un extremo eficiencias muy bajas, del orden del 25 – 30 % (P.1.1 y P.1.2); y en el otro extremo eficiencias muy elevadas del 65 – 68 % (P.1.5, P.1.7 y P.5.5). En el presente apartado, a través de los indicadores de caracterización propuestos, se identifican las causas que justifican dichos valores de eficiencia tan dispares.

En la Tabla 60 se muestran los valores medios de los indicadores de caracterización obtenidos en los pozos empleados para aplicar el modelo.

Tabla 60. Resumen de los indicadores de caracterización de los pozos empleados para aplicar el modelo

INDICADOR	VALOR	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
Coeficiente de funcionamiento global (CFG)	0,79	E	NO ACEPTABLE
Coeficiente de diseño y manejo (CDM)	0,92	B	BUENA
Coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH)	0,78	E	NO ACEPTABLE
Coeficiente de altura suministrada (CAS)	1,04	A	EXCELENTE
Coeficiente del cable (CC)	0,97	C	NORMAL

Una vez expuesto a nivel global el resultado de los indicadores, se presentan los valores concretos de los indicadores para cada instalación (tablas 61 a 65).

Como se puede observar en la Tabla 61, las bombes en conjunto obtienen una calificación de No Aceptable (Tipo E) para el coeficiente de funcionamiento global; concretamente, 11 instalaciones, el 50 % de las estudiadas, son calificadas como No Aceptables (1.1., 1.2., 1.3., 1.9., 3.1., 3.2., 4.2., 4.3., 5.2., 5.4. Y 5.6.). La gran brecha existente entre la eficiencia energética actual y la potencial pone de manifiesto las urgentes necesidades de mantenimiento que requieren estas instalaciones. Por este motivo, las eficiencias energéticas actuales de estas instalaciones no superarán el 53 %. En el otro extremo, aparecen las instalaciones 1.5. y 3.3., que se encuentran en perfecto estado, calificadas como Excelentes. El resto de instalaciones se encuentran en zonas intermedias.

Tabla 61. Coeficientes de funcionamiento global (CFG) de los pozos empleados para aplicar el modelo.

Instalación	EEB _{act} (%)	EEB _{pot} (%)	CFG	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
1.1.	30,0	62,4	0,48	E	NO ACEPTABLE
1.2.	27,2	60,3	0,45	E	NO ACEPTABLE
1.3.	44,6	65,2	0,68	E	NO ACEPTABLE
1.4.	57,1	68,2	0,84	D	ACEPTABLE
1.5.	67,6	68,3	0,99	A	EXCELENTE
1.6.	53,4	59,8	0,89	C	NORMAL
1.7.	64,4	70,1	0,92	B	BUENA
1.8.	61,4	70,0	0,88	C	NORMAL
1.9.	52,5	68,7	0,76	E	NO ACEPTABLE
2.1.	46,6	51,1	0,91	B	BUENA
3.1.	42,2	59,4	0,71	E	NO ACEPTABLE
3.2.	35,4	59,3	0,60	E	NO ACEPTABLE
3.3.	49,6	49,0	1,0	A	EXCELENTE
4.1.	57,7	65,2	0,88	C	NORMAL
4.2.	48,5	66,0	0,73	E	NO ACEPTABLE
4.3.	39,4	65,3	0,60	E	NO ACEPTABLE
5.1.	53,2	61,3	0,87	C	NORMAL
5.2.	50,4	65,3	0,77	E	NO ACEPTABLE
5.3.	52,2	63,8	0,82	D	ACEPTABLE
5.4.	53,9	69,0	0,78	E	NO ACEPTABLE
5.5.	64,1	67,7	0,95	B	BUENA
5.6.	52,3	68,9	0,76	E	NO ACEPTABLE
Promedio	50,2	63,8	0,79	E	NO ACEPTABLE

Para determinar el estado de la parte hidráulica de los pozos, en la Tabla 62, se muestra el valor del coeficiente de funcionamiento hidráulico (CFH) de todas las instalaciones. Se observa que 10 instalaciones, el 45 % de las estudiadas, son calificadas como No Aceptables (1.1., 1.2., 1.3., 2.1., 3.1., 3.2., 4.1., 4.2., 4.3. y 5.2.). La gran brecha existente entre el caudal actual y el potencial pone de manifiesto las importantes pérdidas de las prestaciones hidráulicas de dichas instalaciones. Por tanto, es apremiante practicar un mantenimiento a estos bombeos.

Tabla 62. Coeficientes de funcionamiento hidráulico (CFH) de los pozos empleado para aplicar el modelo

Pozo	Q_{act} (m ³ /h)	Q_{pot} (m ³ /h)	CFH	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
1.1.	67,4	173,8	0,39	E	NO ACEPTABLE
1.2.	78,9	174,4	0,45	E	NO ACEPTABLE
1.3.	178,6	292,9	0,61	E	NO ACEPTABLE
1.4.	230,9	270	0,86	C	NORMAL
1.5.	250	244,7	1,0	A	EXCELENTE
1.6.	250,1	261,8	0,96	A	EXCELENTE
1.7.	300,8	320,9	0,94	B	BUENA
1.8.	395,1	418,1	0,94	B	BUENA
1.9.	534,8	600	0,89	C	NORMAL
2.1.	106,6	319,7	0,33	E	NO ACEPTABLE
3.1.	44,5	88	0,51	E	NO ACEPTABLE
3.2.	42,7	138	0,31	E	NO ACEPTABLE
3.3.	59,85	60	1,00	A	EXCELENTE
4.1.	567	720	0,79	E	NO ACEPTABLE
4.2.	538,8	725	0,74	E	NO ACEPTABLE
4.3.	468,3	715	0,65	E	NO ACEPTABLE
5.1.	101,5	110	0,92	B	BUENA
5.2.	182,2	240	0,76	E	NO ACEPTABLE
5.3.	210,6	260	0,81	D	ACEPTABLE
5.4.	221,4	275	0,81	D	ACEPTABLE
5.5.	283,7	284	1,00	A	EXCELENTE
5.6.	337	337	1,00	A	EXCELENTE
Promedio	247,8	319,5	0,78	E	NO ACEPTABLE

Los bajos valores del coeficiente de funcionamiento hidráulico alcanzados en algunas instalaciones se pueden deber a 3 causas básicas:

- Fugas en la columna de impulsión.
- Problemas de arrastre de sólidos por deficiente ejecución del sondeo.
- Falta de mantenimiento.

Seguidamente se describen los casos de cada una de estas 3 causas.

Los ejemplos más relevantes de los problemas existentes en la parte hidráulica por fugas en la columna de impulsión son las instalaciones 1.1., 1.2. y 3.2.

Las instalaciones 1.1. y 1.2. aparecen asociadas a coeficientes de funcionamiento hidráulico extremadamente bajos: 0,39 y 0,45 respectivamente. En ambos casos, estos valores tan bajos se pudieron justificar por la presencia de fugas en la columna de impulsión motivadas a su vez por la corrosión en algún tramo, o bien, por el envejecimiento de las juntas plásticas que unen cada uno de los tramos de tubería que conforman la columna. Así, si estas instalaciones

trabajasen realmente con menos de un 40 % de eficiencia, lo harían durante muy poco tiempo, pues rápidamente se dañaría el motor, de acuerdo con la regla de Montsinger. En estos casos, lo que ocurre es que la bomba impulsa un caudal determinado, pero no todo llega al brocal del pozo. Por este motivo, es recomendable realizar un seguimiento energético rutinario de modo que al observarse un repentino descenso del caudal y aumento de la potencia, se proceda a extraer el sondeo para reparar las fugas y no seguir trabajando con bajas eficiencias energéticas y altos consumos energéticos.

En la Figura 62 se muestra una fuga en la columna de impulsión motivada por problemas de corrosión en la instalación 1.7. detectada durante un mantenimiento correctivo.



Figura 62. Perforación en la columna de impulsión en la instalación P.1.7.

La instalación 3.2. (Coeficiente de funcionamiento hidráulico No aceptable (0,31) es un ejemplo con problemas en la parte hidráulica motivados por arrastre de sólidos. En este caso, la instalación presenta un severo deterioro de las prestaciones hidráulicas de la bomba. Concretamente, estas pérdidas de las prestaciones hidráulicas se deben a problemas de arrastre de sólidos como consecuencia de una mala ejecución de las rejillas de entubación del sondeo, provocando no sólo el rápido descenso de las prestaciones hidráulicas, sino también la pérdida de garantía de suministro al tener frecuentemente episodios de fallo, según indican los gestores de la entidad de riego.

En la Figura 63 se muestra el agua extraída por la instalación 3.2. en la cual se puede distinguir claramente el alto contenido en sólidos en suspensión del agua.



Figura 63. Agua extraída por la instalación P.3.2. con alto contenido el sólidos en suspensión

En este caso, sería necesario extraer el grupo y realizar una puesta a punto para acercar las prestaciones hidráulicas reales a las potenciales, así como reubicar las rejillas del sondeo y añadir campanas en la aspiración de la bomba. Adicionalmente a estas dos medidas, sería recomendable emplear materiales más resistentes a la abrasión, como puede ser el acero AISI 316, en lugar de bronce. Con la puesta en marcha de estas medidas se podrían lentificar los procesos de desgaste del conjunto giratorio y la carcasa.

Trabajar con aguas con muchos sólidos en suspensión es un aspecto común en algunas instalaciones. Un ejemplo de ello es la instalación 1.6. Esta instalación en su inicio no tenía problemas de sólidos pero debido al descenso de los niveles, se realizó una "reprofundización" del sondeo, que ocasionó la aparición de estos problemas de arrastre. Por este motivo, tras realizar una reparación, se le instaló una campana en la aspiración a la bomba para contener, en la medida de lo posible, el deterioro prematuro del conjunto giratorio y otros elementos. En la Figura 64 se muestra como los operarios acaban de quitar los espárragos que unen el último cuerpo de la bomba con la campana de aspiración, quedando a la vista la rejilla de aspiración.



Figura 64. Extracción del sondeo 1.6., vista de la campana de aspiración para reducir los efectos de arrastre de sólidos en suspensión en las aguas

El resto de instalaciones (1.3., 2.1., 3.1., 4.1., 4.2., 4.3. y 5.2.) con coeficientes de funcionamiento hidráulico No aceptables presentan un descenso de las prestaciones hidráulicas, motivado por la lógica pérdida de rendimiento asociada a la acumulación, por parte del grupo, de horas de trabajo sin que se realice mantenimiento preventivo alguno. En estos casos sería necesario extraer el bombeo y realizar una puesta a punto del grupo motobomba, para acercar su eficiencia energética a sus valores potenciales.

En el lado opuesto, aparecen 5 instalaciones (1.5., 1.6., 3.3., 5.5. y 5.6.), el 23 % de las estudiadas, que se encuentran en perfecto estado hidráulico, calificadas como Excelentes.

El coeficiente promedio de diseño y manejo (CDM) mostrado en la Tabla 63 es calificado de Bueno (Tipo B), lo que denota que la mayor parte de las instalaciones han sido diseñadas y están siendo manejadas de forma correcta. Sin embargo, destacan 2 instalaciones (2.1. y 3.3), que obtienen resultados de No aceptable (Tipo D). En ambas instalaciones se observan eficiencias energéticas potenciales extremadamente bajas, del 51,1 % y 49,0 % respectivamente, lo que revela que estas instalaciones están limitadas fundamentalmente por un incorrecto diseño y manejo. Ambas eficiencias energéticas potenciales están muy alejadas de la eficiencia energética de referencia del 60 %. En este caso, el resto de indicadores empleados para la caracterización de las instalaciones permitirán identificar dónde está el error.

En caso opuesto se encuentran 8 instalaciones, el 36 % de las estudiadas, 1.4., 1.7., 1.8., 1.9., 4.2., 5.2., 5.3. y 5.4., las cuales, obtienen una calificación de Excelente (Tipo A). Por tanto, todas estas instalaciones están preparadas para operar con altas eficiencias energéticas con un adecuado mantenimiento.

Tabla 63. Coeficientes de diseño y manejo (CDM) de los pozos empleado para aplicar el modelo.

Instalación	EEB _{pot} (%)	EEB _{nom} (%)	CDM	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
1.1.	62,4	71,5	0,87	C	NORMAL
1.2.	60,3	71,5	0,84	D	ACEPTABLE
1.3.	65,2	69,8	0,93	B	BUENA
1.4.	68,2	69,8	0,98	A	EXCELENTE
1.5.	68,3	74,1	0,92	B	BUENA
1.6.	59,8	64,4	0,93	B	BUENA
1.7.	70,1	69,8	1,00	A	EXCELENTE
1.8.	70,0	73,3	0,96	A	EXCELENTE
1.9.	68,7	70,6	0,97	A	EXCELENTE
2.1.	51,1	68,9	0,74	E	NO ACEPTABLE
3.1.	59,4	66,6	0,89	C	NORMAL
3.2.	59,3	68,3	0,87	C	NORMAL
3.3.	49,0	68,3	0,72	E	NO ACEPTABLE
4.1.	65,2	69,1	0,94	B	BUENA
4.2.	66,0	69,1	0,96	A	EXCELENTE
4.3.	65,3	69,1	0,95	B	BUENA
5.1.	61,3	68,2	0,90	B	BUENA
5.2.	65,3	66,5	0,98	A	EXCELENTE
5.3.	63,8	66,5	0,96	A	EXCELENTE
5.4.	69,0	71,7	0,96	A	EXCELENTE
5.5.	67,7	72,5	0,93	B	BUENA
5.6.	68,9	73,3	0,94	B	BUENA
Promedio	63,8	69,7	0,92	B	BUENA

El coeficiente altura suministrada para las 22 instalaciones mostrado en la Tabla 64 es, como valor promedio, Excelente (Tipo A), lo que denota que trabajan cerca de su punto de funcionamiento nominal para el cual ha sido diseñada la bomba. No obstante, destacan 6 instalaciones (1.2., 2.1., 3.1., 3.3., 4.3. y 5.1.), el 27 % de las estudiadas, que obtienen un grado de ajuste de las exigencias energéticas de No Aceptable (Tipo D), aspecto que pone de relieve que el factor limitante de estas instalaciones es el inadecuado diseño y manejo de las mismas.

Dentro de las instalaciones calificadas como Tipo D, existen 2 instalaciones (2.1. y 3.1.), que obtienen coeficientes de ajuste a las exigencias energéticas del 0,54 y 0,65 respectivamente, lo que indica que están trabajando por debajo de su altura manométrica nominal; es

decir, están sobredimensionadas. Por ser el ejemplo más llamativo, a continuación, se describirá el caso concreto de la instalación 2.1. Esta instalación se proyectó con el objetivo de abastecer simultáneamente a dos módulos de desalación (Figura 65), pero una vez puesta en marcha la desalobrador, sólo se puso en marcha un módulo y se alterna el trabajo de ambos, con lo cual trabaja a la mitad de su capacidad nominal.



Figura 65. Vista de un módulo de desalación abastecido por la instalación 2.1.

Asimismo, dentro de las instalaciones calificadas como Tipo D, existen 4 instalaciones (1.2., 3.3., 4.3. y 5.1), que obtienen coeficientes de altura suministrada superiores al 1,20, lo que es síntoma de que están operando muy por encima de su altura nominal; es decir, están infradimensionadas. En estos casos el problema se debe a un descenso irreversible continuado del nivel de los pozos. Esto hace que aunque las prestaciones hidráulicas sigan prácticamente intactas, es decir, el punto de funcionamiento real esté muy próximo al punto de funcionamiento teórico extraído de la curva del catálogo, el grupo trabaje a un bajo rendimiento. Sin embargo, en este caso esto sucede porque esta bomba no fue construida por el fabricante para actuar en estas condiciones hidráulicas. Por ello, es necesario conocer cómo evolucionan las exigencias energéticas o alturas de elevación necesarias mediante la lectura periódica de los niveles dinámicos de los sondeos. Con esta información de los niveles, en caso de detectar que las alturas aumentan con el paso de las campañas de riego irreversiblemente (sin recuperarse), se debe considerar, al finalizar la campaña de riego, la extracción del sondeo para añadir una nueva

fase a la bomba o hacer una transformación de la parte hidráulica para corregir esta deficiencia y trasladar el punto de funcionamiento a la zona de alto rendimiento. Trabajar a la izquierda del punto nominal de la máquina conlleva, además de bajos rendimientos globales y altos consumos de energía, altas probabilidades de fallo como consecuencia de calentamientos excesivos, cavitación, rápida erosión de sellos mecánicos, rodamientos, etc.

Tabla 64. Coeficientes de altura suministrada (CAS) de los pozos empleados para aplicar el modelo

Instalación	H _{m act} (mca)	H _{m nom} (mca)	CAS	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
1.1.	237,5	200	1,19	D	ACEPTABLE
1.2.	267,2	160	1,67	E	NO ACEPTABLE
1.3.	326,5	298	1,10	B	BUENA
1.4.	111,2	115	0,97	A	EXCELENTE
1.5.	308,9	260	1,19	D	ACEPTABLE
1.6.	339,1	301	1,13	C	NORMAL
1.7.	372,7	357	1,04	A	EXCELENTE
1.8.	250,3	297	0,84	C	NORMAL
1.9.	112,4	103	1,10	B	BUENA
2.1.	107,1	200	0,54	E	NO ACEPTABLE
3.1.	58,3	90	0,65	E	NO ACEPTABLE
3.2.	75,4	83	0,91	B	BUENA
3.3.	78,2	62	1,26	E	NO ACEPTABLE
4.1.	153,3	155	0,99	A	EXCELENTE
4.2.	151,1	155	0,97	A	EXCELENTE
4.3.	154,5	120	1,29	E	NO ACEPTABLE
5.1.	233,5	180	1,30	E	NO ACEPTABLE
5.2.	215	230	0,93	B	BUENA
5.3.	198,3	230	0,86	C	NORMAL
5.4.	234,2	220	1,06	B	BUENA
5.5.	158,5	150	1,06	B	BUENA
5.6.	240,5	250	0,96	A	EXCELENTE
Promedio	199,3	191,6	1,04	A	EXCELENTE

Finalmente, a continuación se analiza el último indicador de caracterización de la instalación del pozo: el coeficiente del cable. Este elemento puede limitar la eficiencia energética de la instalación a lo largo de la vida útil de la misma si no es diseñado adecuadamente.

Una posible causa de la baja eficiencia son las pérdidas inevitables que se producen en los cables que transportan la energía, desde el transformador hasta el motor que acciona la bomba. El cable es un elemento diferenciador con respecto a las instalaciones en superficie o en sondeos, pues aumenta la eficiencia energética potencial de las instalaciones en superficie frente a las subterráneas. Esto es debido a que los transformadores están cercanos a los bombeos

en superficie, con lo cual las pérdidas energéticas producidas en el transporte son prácticamente despreciables. Sin embargo, en las instalaciones de pozo, el transformador no siempre está cerca del brocal del sondeo, y aunque lo esté, desde el brocal hasta el motor pueden existir longitudes más que considerables. Concretamente, en las 22 instalaciones objeto de análisis la longitud media ha sido de 232 m y la mínima de 102, llegando a tener una longitud de cable de 362 m la instalación P.1.7. Por ello, en este tipo de instalaciones es necesario estudiar con detenimiento la sección a instalar, el número de cables por fase y la tensión de alimentación en aras de no limitar la eficiencia energética potencial de la instalación a lo largo de toda la vida útil de esta.

El valor medio de las 22 instalaciones para el coeficiente del cable mostrado en la Tabla 65, es de Normal (Tipo C), lo que denota unas pérdidas energéticas moderadas en este elemento de la instalación.

Sin embargo, analizando los datos individuales de cada pozo mostrados en la Tabla 65, un total de 4 instalaciones, el 18 % de las estudiadas, 1.6., 3.1., 3.2. y 3.3. presentan coeficientes del cable inaceptables (Tipo D). Por tanto, estas instalaciones tendrán mermada su eficiencia energética a lo largo de toda su vida útil. Además, estas importantes pérdidas energéticas podrían ser las responsables de los constantes fallos eléctricos producidos en las instalaciones 1.6., 3.1. y 3.2. Estos valores ponen de manifiesto la necesidad de estudiar detenidamente este elemento, que *a priori* puede parecer secundario, pero que si no se realiza un diseño ajustado del mismo puede tener graves consecuencias energéticas y operativas. En la Figura 66 se muestra la instalación P.1.6., en la cual, debido al calentamiento excesivo en los cables, el conductor se ha quedado a la intemperie de modo que fue necesario extraer toda la instalación para detectar y reparar dicha avería.



Figura 66. Instalación P.1.6. con conductor a la intemperie por excesivo calentamiento

Posibles soluciones para reducir estas pérdidas energéticas en el cable serían:

- Aumentar el número de cables por fase.
- Aumentar la sección de los cables.
- Aumentar la tensión de alimentación.

La primera solución (aumentar el número de cables por fase) sería en la mayoría de los casos la más económica, pues permitiría aprovechar el cable ya existente. Sin embargo, por el contrario, a efectos prácticos dificultaría los trabajos de extracción e inserción con grúa que tuvieran que realizarse en las instalaciones, debido al reducido espacio que suele quedar entre la entubación y la columna de impulsión, a la vez que aumentaría el riesgo de cizallamiento de los conductores existentes entre la columna de impulsión y los bordes que separan cada tramo de la entubación.

La segunda opción (aumentar la sección de los cables), también suele tener el inconveniente del espacio, a la vez que requeriría desechar el cable existente.

La tercera alternativa (aumentar la tensión de alimentación) es muy interesante, porque permite aprovechar todo el cable existente y además no dificulta las labores de extracción e inserción que tuvieran que realizarse. Por el contrario, para aumentar la tensión de alimentación sería necesario cambiar el transformador y el bobinado del motor y estos elementos tienen un elevado coste. Además, según en qué casos, para la nueva tensión de alimentación podría ser necesario

realizar adecuaciones en los sistemas de protección y seguridad, encareciendo esta medida aún más. En cualquier caso, las alternativas planteadas se deberían estudiar para cada instalación, teniendo en cuenta sus peculiaridades.

En el lado opuesto a estas 4 instalaciones con calificaciones del cable asociadas de No Aceptable, encontramos 7 instalaciones, el 32 % de las analizadas, con una calificación del cable de Excelente (Tipo A).

Tabla 65. Coeficientes del cable (CC) de los pozos empleados para validar el modelo.

Instalación	$N_{m \text{ act}}$ (kW)	$N_{a \text{ act}}$ (kW)	CC	CALIFICACIÓN	ESPECIFICACIÓN
1.1.	142,7	145,3	0,98	B	BUENA
1.2.	204,6	210,9	0,97	C	NORMAL
1.3.	342,1	356,4	0,96	D	ACEPTABLE
1.4.	121,0	122,6	0,99	A	EXCELENTE
1.5.	307,0	311,4	0,99	A	EXCELENTE
1.6.	405,2	432,9	0,94	E	NO ACEPTABLE
1.7.	466,4	474	0,98	B	BUENA
1.8.	432,3	438,9	0,99	A	EXCELENTE
1.9.	302,4	311,8	0,97	C	NORMAL
2.1.	65,1	66,7	0,98	B	BUENA
3.1.	15,4	16,7	0,92	E	NO ACEPTABLE
3.2.	23,3	24,8	0,94	E	NO ACEPTABLE
3.3.	24,3	25,7	0,95	E	NO ACEPTABLE
4.1.	450,2	457,1	0,99	A	EXCELENTE
4.2.	452,1	457,1	0,99	A	EXCELENTE
4.3.	496,0	500,5	0,99	A	EXCELENTE
5.1.	117,4	120,5	0,97	C	NORMAL
5.2.	206,1	211,8	0,97	C	NORMAL
5.3.	212,8	218	0,98	B	BUENA
5.4.	252,3	262	0,96	D	ACEPTABLE
5.5.	185,3	191,2	0,97	C	NORMAL
5.6.	416,5	422,0	0,99	A	EXCELENTE
Promedio	142,7	145,3	0,97	C	NORMAL

Para resumir todo lo visto a través de la eficiencia energética y los indicadores de caracterización propuestos, en la Figura 67, se representa la eficiencia energética actual, potencial y nominal. Como se puede observar, la eficiencia energética nominal es la mayor y la actual es la menor. Un equipo bien diseñado y manejado y con un correcto mantenimiento tendrá las tres eficiencias similares, como sucede en las instalaciones, 1.5. y 3.3., que muestran una eficiencia energética actual muy próxima a la potencial, aspecto que pone de manifiesto el buen estado del conjunto. No obstante, el caso de la instalaciones 1.5. y 3.3. es muy diferente, ya que la instalación 1.5. funciona cerca de su eficiencia energética nominal, es decir, está bien

diseñada; y la instalación 3.3. opera muy alejada de su eficiencia nominal, es decir, está inadecuadamente diseñada o manejada.

Por otro lado, se puede apreciar cómo sobresalen las instalaciones 1.1., 1.2., 1.3., 1.9., 3.1., 3.2., 4.2., 4.3., 5.2., 5.4. y 5.6. calificadas con un coeficiente de funcionamiento global de No Aceptable, donde la brecha entre la eficiencia energética actual y la potencial es muy elevada. Por tanto, son las instalaciones que muestran mayores necesidades de mantenimiento.

También se observa que las instalaciones 2.1. y 3.3. obtienen coeficientes de diseño y manejo, calificados como No aceptables, por ello, existe una gran brecha entre la eficiencia energética potencial y la nominal. Como se vio anteriormente, la instalación 2.1. presentaba un pobre coeficiente de diseño y manejo por trabajar muy alejada de sus exigencias energéticas (coeficiente de altura suministrada es de 0,45); así, esta instalación concretamente operaba en la zona de sobredimensionado. En el caso de la instalación 3.3., esta presentaba un pobre coeficiente de diseño y manejo por trabajar muy alejada de sus exigencias energéticas (coeficiente de altura suministrada de 1,26), operando concretamente en la zona de infradimensionado; y por presentar un incorrecto diseño del cable al obtener un coeficiente del cable del 0,92 (No aceptable).

Por el contrario, las instalaciones 1.4., 1.7., 1.8., 1.9., 4.2., 5.2., 5.3. y 5.4. obtienen coeficientes de diseño y manejo Excelentes, estando la eficiencia energética potencial muy próxima a la nominal debido a un correcto diseño del conjunto del bombeo (bomba, motor y cable).

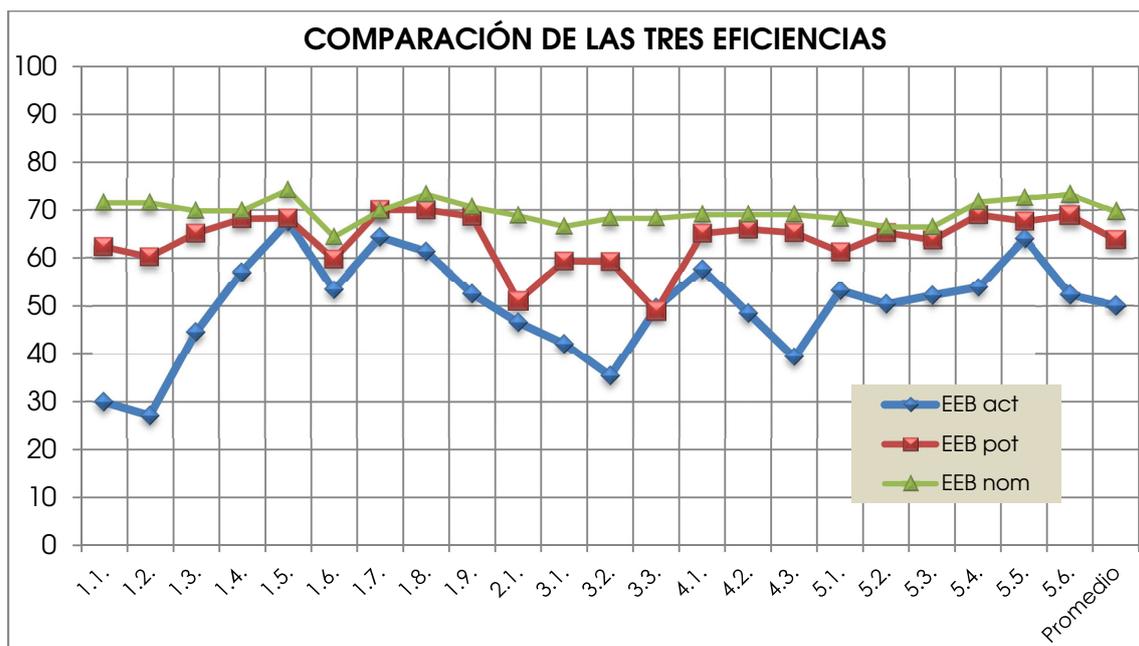


Figura 67. Comparación de las eficiencias (actual, potencial y nominal) para las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo propuesto

Por último, es importante destacar que los indicadores de caracterización propuestos, así como sus calificaciones parecen ajustarse a las distintas situaciones reales que se puedan dar, puesto que en la muestra disponible en el presente trabajo, todas las calificaciones han estado representadas por al menos un pozo.

5.2.4. Resumen de las causas de las bajas eficiencias energéticas

En definitiva, las causas de la baja eficiencia energética de las instalaciones analizadas han sido (Tabla 66):

Tabla 66. Causas de la baja eficiencia energética en alguno de los 22 pozos.

CAUSA
Ajuste inadecuado de las electrobombas para sus exigencias energética de funcionamiento habitual: -Mal manejo - Descenso irreversible de niveles
Diseño inadecuado de los conductores, lo que produce una elevada pérdida de energía en el transporte desde el transformador hasta el motor
Inexistencia de labores de mantenimiento lo que provoca una pérdida importante de las prestaciones originales
Problemas en la columna de impulsión por fugas originadas por la corrosión
Mala ejecución de los sondeos, con el consiguiente arrastre de sólidos que deteriora prematuramente el grupo motobomba

Por tanto, es necesario realizar un seguimiento energético a fin de conocer el estado de los equipos para:

- Comprobar que las alturas de elevación se ajustan a las de diseño.
- Controlar cómo se van perdiendo las prestaciones hidráulicas a medida que se acumulan horas de funcionamiento.
- Detectar anomalías en fase temprana como: fugas en la columna, roturas en válvulas, obstrucción de contadores, etc. De esta manera se podrá recabar información para anticiparse a las roturas, eliminando prácticamente el gasto en reparaciones y sustituyéndolo por gastos de mantenimiento, del mismo modo que se podrían optimizar los costes bombeo y aumentar la garantía de suministro.

Asimismo se ha observado que en todas las instalaciones analizadas se realizan labores de reparación y no mantenimiento preventivo, con las consiguientes consecuencias negativas descritas.

5.2.5. Comparación entre la situación actual, potencial y ahorro potencial

- **Eficiencia energética actual y la potencial**

En la Tabla 67 se presenta conjuntamente la eficiencia energética actual y la potencial, junto con la diferencia entre ambas y el ahorro potencial porcentual que se podría alcanzar.

Tabla 67. Comparación entre la eficiencia energética actual y la potencial para los 22 pozos

POZO	EEB _{act} (%)	EEB _{pot} (%)	Diferencia (%)	Ahorro (%)
P.1.1.	30,0	62,4	32,4	51,9
P.1.2.	27,2	60,3	33,0	54,8
P.1.3.	44,6	65,2	20,6	31,6
P.1.4.	57,1	68,2	11,1	16,3
P.1.5.	67,6	68,3	0,7	1,0
P.1.6.	53,4	59,8	6,4	10,8
P.1.7.	64,4	70,1	5,6	8,0
P.1.8.	61,41	70,0	8,6	12,2
P.1.9.	52,5	68,7	16,2	23,6
P.2.1.	46,6	51,1	4,5	8,8
P.3.1.	42,2	59,4	17,1	28,8
P.3.2.	35,4	59,3	23,9	40,3
P.3.3.	49,6	49,0	-0,6	-1,2
P.4.1.	57,7	65,2	7,5	11,5
P.4.2.	48,5	66,0	17,5	26,5
P.4.3.	39,4	65,3	25,9	39,7
P.5.1.	53,2	61,3	7,6	12,5
P.5.2.	50,4	65,3	14,9	22,9
P.5.3.	52,2	63,8	11,6	18,2
P.5.4.	53,9	69,0	15,0	21,8
P.5.5.	64,1	67,7	3,7	5,4
P.5.6.	52,3	68,9	16,5	24,0
Promedio	50,2 %	63,8 %	13,6 %	21,3 %
Máximo	67,6 %	70,1 %	33,0 %	54,8 %
Mínimo	27,2 %	49,0 %	-0,6 %	-1,2 %
Varianza	10,6 %	5,7 %	9,4 %	15,2 %

En la Figura 68 se representa la eficiencia energética actual frente a la potencial.

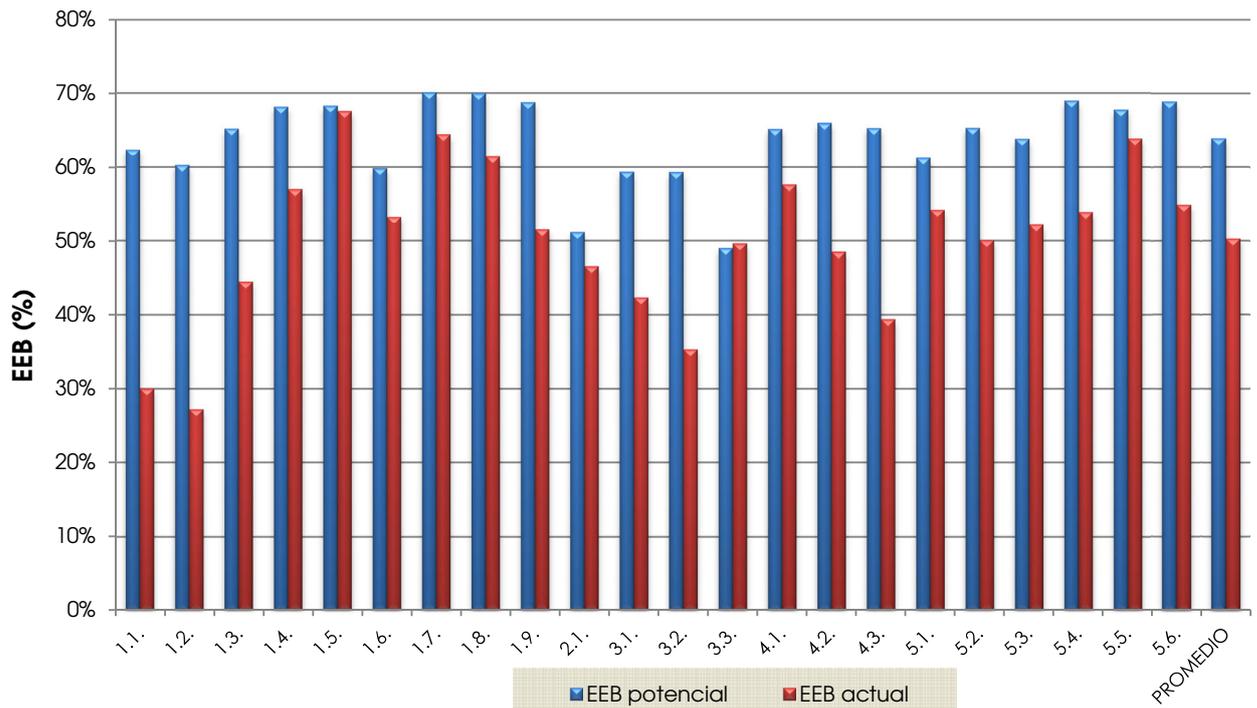


Figura 68. Eficiencia energética actual y potencial de los 22 pozos.

A la vista de los resultados, la mejora media de la eficiencia energética podría ser del 21,3 %, pudiendo llegar a alcanzar el 54,8 %, en la instalación P.1.2. y el 51,9 % en la instalación P.1.1. Por el contrario, aquellas instalaciones bien ajustadas a las exigencias energéticas, con bajas pérdidas energéticas en los conductores y con unas adecuadas prestaciones hidráulicas y mecánicas prácticamente no tendrían ahorro, como es el caso de la instalación P.1.5., que se mejoraría apenas un 1,0 %. Obviamente, en este caso no tendría sentido realizar una puesta a punto de la instalación dadas sus elevadas cotas de eficiencia. Sin embargo, sí se debería realizar un seguimiento energético y en caso de no detectar anomalías llevar al taller al alcanzar las 8.000 horas de trabajo recomendadas para realizar el mantenimiento preventivo.

- **Ahorro energético potencial unitario y absoluto**

En la Tabla 68 se representa el consumo específico actual, potencial junto con la diferencia y el ahorro relativo unitario y absoluto para 8.000 horas de funcionamiento.

Tabla 68. Consumo específico actual, potencial y ahorro potencial

POZO	$E_{av\ act}$ (kWh/m ³)	$E_{av\ pot}$ (kWh/m ³)	Diferencia (kWh/m ³)	Ahorro (%)	Q_{pot} (m ³ /h)	$AE_{a\ pot}$ (kWh)
P.1.1.	2,156	1,037	1,118	51,9	173,8	1.555.369
P.1.2.	2,673	1,208	1,465	54,8	174,4	2.043.561
P.1.3.	1,996	1,364	0,631	31,6	292,9	1.479.734
P.1.4.	0,531	0,445	0,086	16,3	270,0	186.689
P.1.5.	1,246	1,233	0,013	1,0	244,7	25.421
P.1.6.	1,731	1,544	0,187	10,8	261,8	390.551
P.1.7.	1,576	1,449	0,126	8,0	320,9	324.567
P.1.8.	1,111	0,975	0,136	12,2	418,1	454.986
P.1.9.	0,583	0,437	0,146	25,1	600,0	702.691
P.2.1.	0,626	0,570	0,055	8,8	319,7	141.270
P.3.1.	0,375	0,268	0,108	28,7	88,0	75.808
P.3.2.	0,581	0,347	0,234	40,3	138,0	258.631
P.3.3.	0,429	0,435	-0,005	-1,2	60,0	-2.555
P.4.1.	0,724	0,641	0,083	11,5	720,0	480.408
P.4.2.	0,848	0,624	0,224	26,5	725,0	1.301.854
P.4.3.	1,069	0,645	0,424	39,7	715,0	2.424.416
P.5.1.	1,187	1,052	0,135	11,3	110,0	118.408
P.5.2.	1,162	0,891	0,272	23,4	240,0	521.655
P.5.3.	1,035	0,846	0,190	18,3	260,0	394.361
P.5.4.	1,179	0,923	0,255	21,7	275,0	561.616
P.5.5.	0,674	0,635	0,038	5,7	284,0	87.081
P.5.6.	1,252	0,998	0,254	20,3	337,0	685.235
Promedio	1,125	0,844	0,281	21,2	319,5	645.989
Máximo	2,673	1,544	1,465	54,8	725,0	2.424.416
Mínimo	0,375	0,268	-0,005	-1,2	60,0	-2.555
Varianza	0,598	0,369	0,360	15,2	199,4	680.639

En la Figura 69 se representan los valores de consumo específico actual y potencial.

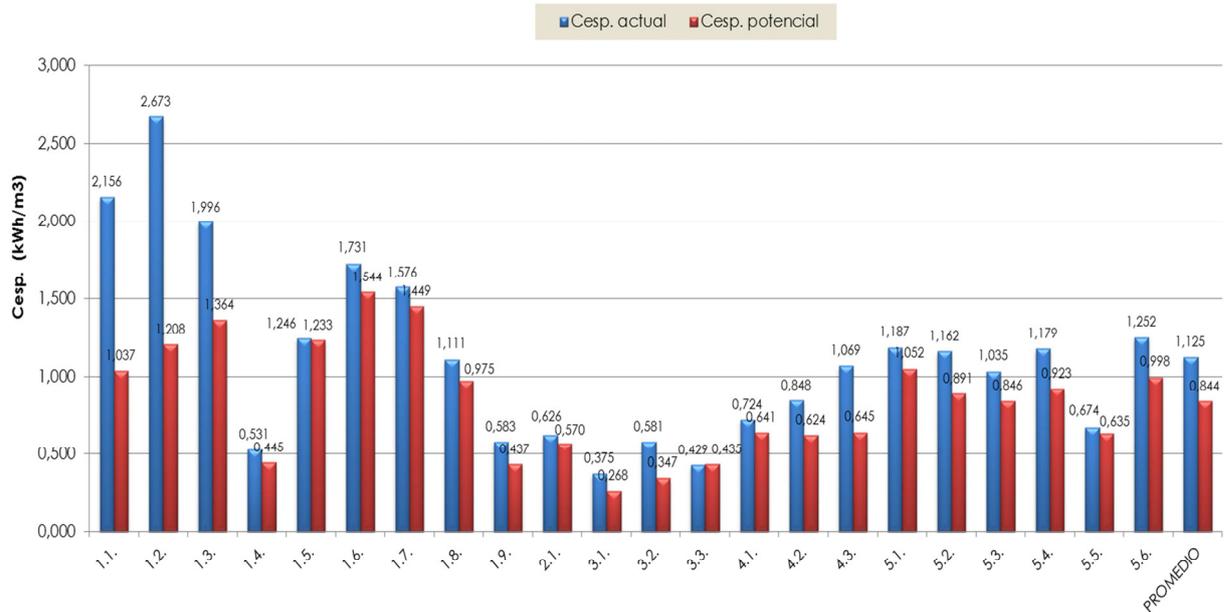


Figura 69. Consumo específico actual y potencial para los 22 pozos.

De acuerdo con los valores de eficiencia energética actuales y con las exigencias energéticas propias de cada una de las instalaciones estudiadas, se obtienen diferentes valores de consumo específico, siendo el valor medio actual de $1,125 \pm 0,598$ kWh/m³, y el potencial de $0,844 \pm 0,369$ kWh/m³, lo que significa un ahorro medio de $0,281$ kWh/m³ y representa un ahorro potencial del 21,2 %. Lógicamente, tras la puesta a punto de los equipos, el consumo energético por unidad de volumen bombeado sería menor en 21 de las instalaciones, destacando las estaciones P.1.1., P.1.2., P.1.3. y P.3.3., en las cuales los ahorros unitarios son muy elevados, pues estarían comprendidos entre un 31,7 % y un 71,9 %.

- **Comparación de los costes de operación actuales, potenciales y ahorro económico potencial**

En la Tabla 69 se muestran los costes de operación actuales, potenciales así como los ahorros económicos potenciales para una vida útil del mantenimiento de 8.000 horas.

Tabla 69. Costes de operación actuales, potenciales y ahorro económico potencial

Instalación	Cov act (c€/m ³)	Cov pot (c€/m ³)	Diferencia (c€/m ³)	Ahorro (%)	Q _{pot} (m ³ /h)	Ahorro (€)	Mantenimiento recomendado
1.1.	19,44	9,96	9,48	48,8	173,8	131.810	Sí
1.2.	24,10	11,50	12,6	52,3	174,4	175.795	Sí
1.3.	17,28	12,30	4,98	28,8	292,9	116.691	Sí
1.4.	5,12	4,53	0,59	11,5	270,0	12.744	Sí
1.5.	11,23	11,50	-0,27	-2,4	244,7	-5.286	No
1.6.	14,99	13,90	1,09	7,3	261,8	22.829	Sí
1.7.	13,65	13,01	0,64	4,7	320,9	16.430	Sí
1.8.	9,27	8,40	0,87	9,4	418,1	29.100	Sí
1.9.	5,62	4,36	1,26	22,4	600,0	60.480	Sí
2.1.	8,29	7,83	0,46	5,5	319,7	11.765	Sí
3.1.	4,37	3,65	0,72	16,5	88,0	5.069	Sí
3.2.	6,76	4,47	2,29	33,9	138,0	25.282	Sí
3.3.	5,00	5,72	-0,72	-14,4	60,0	-3.456	No
4.1.	5,87	5,35	0,52	8,9	720,0	29.952	Sí
4.2.	6,87	5,22	1,65	24,0	725,0	95.700	Sí
4.3.	13,32	8,22	5,1	38,3	715,0	291.720	Sí
5.1.	12,75	12,03	0,72	5,6	110,0	6.336	Sí
5.2.	11,46	9,20	2,26	19,7	240,0	43.392	Sí
5.3.	10,81	9,16	1,65	15,3	260,0	34.320	Sí
5.4.	12,66	10,31	2,35	18,6	275,0	51.700	Sí
5.5.	6,57	6,44	0,13	2,0	284,0	2.954	Sí
5.6.	12,43	10,23	2,2	17,7	337,0	59.312	Sí
Promedio	10,81	8,51	2,30	17,0	319,5	55.211	
Máximo	24,10	13,90	12,60	52,3	725,0	291.720	
Mínimo	4,37	3,65	-0,72	-14,4	60,0	-5.286	
Varianza	5,13	3,16	3,21	16,1	199,4	70.910	

El criterio para implementar el programa de mantenimiento propuesto en la presente tesis se basa en que los costes de operación potenciales sean inferiores a los costes de operación en la situación actual. Esta premisa se cumple para el promedio de los 22 pozos, ya que los costes de operación en la situación potencial (10,81 c€/m³) serían inferiores a los costes de operación actuales (8,51 c€/m³), lo que supondría una reducción potencial en los costes de operación de 2,30 c€/m³ correspondiente a un 17,0 %. El ahorro máximo en los costes de operación potenciales alcanzaría el 52,3 % para el pozo 1.2. y el mínimo encontraría el pozo 3.3., donde los costes de operación se incrementarían en un 14,4 %.

En términos individuales, atendiendo al criterio propuesto para implementar el programa de mantenimiento preventivo de los 22 pozos, se recomendaría la ejecución del mismo en 20 pozos (91 %). Únicamente no se recomendaría en 2 pozos (9 % de los pozos), concretamente, en el pozo 1.5. y el 3.3., que obtendrían un incremento en los costes de operación del 2,4 y 14,4 % respectivamente.

En el caso del pozo 1.5., los costes de operación no se reducirían porque el pozo presenta una buena eficiencia energética actual, no presentando necesidades de mantenimiento; asimismo presenta un correcto diseño y manejo, se ajusta bien la presión demandada a la nominal y el cable está correctamente diseñado. Por tanto, aunque se realice un mantenimiento, el pozo experimentaría un ligero repunte de la eficiencia energética que no compensaría el incremento de costes de mantenimiento. Todos estos aspectos se han analizado anteriormente a través de los indicadores de caracterización y estructura de los costes de operación.

En el caso del pozo 3.3., los costes operación potenciales serían superiores a los actuales porque el equipo presenta, *in situ*, una inaceptable eficiencia energética, pero no muestra síntomas de deterioro o falta de mantenimiento. Sí se observa que es inaceptable su diseño-manejo, así como su grado de ajuste a las exigencias energéticas en altura de presión y sus pérdidas energéticas en los cables. Por tanto, al presentar estas deficiencias un mantenimiento preventivo no provocaría un repunte en la eficiencia energética, pero sí incrementaría los costes de mantenimiento y finalmente los costes de operación. En este pozo la solución sería instalar un nuevo equipo ajustado a las exigencias energéticas actuales y diseñar los cables acorde a las demandas para que las pérdidas en energéticas estén en valores admisibles.

Los ahorros unitarios son un indicador a tener en cuenta, aunque también hay que considerar el ahorro económico total potencial, ya que se dan casos donde el ahorro unitario en los costes de operación no es el más elevado y sin embargo el ahorro absoluto puede ser muy importante para la Comunidad de Regantes. El ejemplo más claro de esta situación es el pozo 4.3., que no obtiene el máximo ahorro unitario potencial (38,3 %), pero alcanzaría un ahorro potencial absoluto de 291.720 €.

En definitiva, se ha puesto de manifiesto que invertir en mantenimiento preventivo en los pozos (antes de que se averíen) podría ser rentable desde el punto de vista económico en la mayoría de los casos (91 % de los pozos estudiados), ya que la inversión en costes de mantenimiento sería compensada sobradamente con la reducción de los costes energéticos originada por un repunte en la eficiencia energética. Los dos casos en los que no sería rentable el mantenimiento responden, respectivamente, a un correcto funcionamiento del pozo y un buen manejo y diseño del mismo en todos sus elementos (pozo 1.5); y un inadecuado diseño del (bomba, motor y cable), al no ajustarse este a sus exigencias energéticas actuales de altura (pozo 3.3.). En este último caso, la mejora energética no sería realizar un mantenimiento

preventivo sino sustituir el bombeo actual por otro ajustado a las exigencias energéticas actuales.



6. CONCLUSIONES

Los bombes de pozo concentran el 80 % del consumo energético del regadío por lo que es necesario disponer de herramientas que permitan optimizar su gestión. Por este motivo, se ha propuesto un modelo de gestión del mantenimiento de bombes de pozo, que se ha validado en un pozo y aplicado a otros 22.

Se ha expuesto una metodología que permite estimar los costes de mantenimiento preventivo (costes de grúa y costes de taller) de instalaciones de pozo. La estructura de costes de mantenimiento preventivo en el pozo de validación del modelo fue un 36 % los costes de grúa y un 64 % los gastos de taller. En las 22 instalaciones empleadas para aplicar el modelo se obtuvo que el 52,7 % serían costes de grúa y el 47,3 % restante costes de taller. Esto pone de manifiesto que realizar el mantenimiento de un equipo de pozo es significativamente más costoso que el de un equipo en superficie, al tener que hacer frente al importante peso de los costes de grúa.

El modelo propuesto para la gestión de las labores de mantenimiento preventivo en pozos ha demostrado ser útil para reducir el consumo energético y los costes de operación. Concretamente, en el caso del pozo empleado para validar el modelo se ha verificado una reducción en el consumo energético del 7,7 % y del 8,1 %. En los costes de operación. En cuanto a los 22 pozos de aplicación, el consumo energético unitario se podría reducir en un 21,2 % y los costes de operación en un 17,0 %, siendo recomendable la implementación del programa de mantenimiento preventivo en 20 pozos (91 %).

Para alcanzar esta reducción en los costes de operación sería necesario llevar a cabo el mantenimiento preventivo recomendado. Dicho mantenimiento preventivo recomendado supuso el 3,6 % de los costes de operación del pozo empleado para validar el modelo, y supondría el 4,6 % de los costes de operación para las 22 instalaciones a las que se aplicó el modelo.

El ahorro potencial diverge del ahorro real, por ello, se recomienda ser cautos a la hora de informar a las Comunidades de Regantes del impacto económico que ocasionaría la puesta en marcha de un mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo de pozos es imprescindible, pero debe ir acompañado de un seguimiento energético periódico que permita detectar anomalías entre mantenimiento y mantenimiento para de este modo evitar que los equipos trabajen con bajas eficiencias energéticas largo tiempo.

La eficiencia energética actual media de las 22 instalaciones analizadas es del 50,2 % (Normal, tipo C) y la potencial del 63,8 % (Buena, tipo B). Las causas de la baja eficiencia energética se deben, fundamentalmente, al desajuste de las exigencias energéticas actuales con respecto a los valores nominales de los grupos, fugas en la columna de impulsión, inadecuada ejecución de los sondeos que provocan arrastre de sólidos y el prematuro deterioro del conjunto giratorio, selección inadecuada de los cables de alimentación, junto con las inexistentes labores de mantenimiento.

Se han propuesto unos indicadores de caracterización para complementar el indicador de eficiencia energética con el objetivo de conocer si la instalación se encuentra en buen estado global e hidráulico con el fin de determinar las necesidades de mantenimiento así como si está bien diseñada y manejada. Se ha contrastado la utilidad de los mismos.

Los pozos analizados, a pesar de presentar importantes consumos y gastos energéticos, no seguían plan de mantenimiento preventivo alguno. A la vista de los positivos resultados obtenidos es prioritario sustituir la actual "cultura de la reparación" por la "cultura del mantenimiento preventivo".

7. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Para continuar avanzando en la mejora de la gestión de bombeos de pozo profundo es necesario desarrollar nuevas líneas de investigación particularizadas en:

- **Identificar las variables que afectan a la pérdida de rendimiento** (calidad del agua, materiales de los equipos de bombeo, tipos de arranque, etc.).
- **Modelizar la pérdida de rendimiento** en función de las horas de trabajo, para poder predecir el momento óptimo para acometer las labores de mantenimiento preventivo.
- **Desarrollar una herramienta informática** que integre las ya existentes y permita realizar un análisis integral de un equipo de pozo y dar las mejores recomendaciones económico-técnicas a los agentes encargados de gestionar aguas subterráneas, fundamentalmente: Comunidades de Regantes y Confederaciones Hidrográficas.



8. REFERENCIAS

- Abadía R., Martínez-Gabarrón A., Rocamora M.C., Ortíz-Gomez M. (2014). Se incrementa la presión financiera a los regantes: análisis de la subida de los peajes de acceso de energía eléctrica de agosto de 2013. *Tierras de Castilla y León: Agricultura*, 215: 60-69.
- Abadía R., Rocamora M.C., Ruiz A. (2008b). Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes. Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Serie Divulgación Ahorro y Eficiencia Energética en Agricultura, nº 10. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Madrid.
- Abadía R., Rocamora M.C., Ruiz A., Puerto H. (2008a). Energy efficiency in irrigation distribution networks I: theory. *Biosystems Engineering*, 101: 21–27.
- Abadía R., Rocamora M.C., Vera J. (2012). Energy efficiency in irrigation distribution networks II: applications. *Biosystems Engineering*, 111: 398–411.
- Álvarez N. (2006). Análisis de diferentes procedimientos y ensayos para la determinación del rendimiento en motores de inducción trifásicos. Proyecto final de carrera de la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova i la Geltrú. Universidad Politécnica de Cataluña.
- Arviza J., Balbastre I., González P. (2002). *Ingeniería Rural: Hidráulica*. Ed.: Universidad Politécnica de Valencia. Valencia.
- Atkinson E., Elango K., Mohan S., Fadda G., Cinus S. (2003). A rational approach to scheduling main-system maintenance. *Irrigation and Drainage Systems*, 17: 239–261.
- Bos M.G. (1997). Performance indicators for irrigation and drainage. *Irrigation and Drainage Systems*, 11: 119–137.
- Cai X., Rosegrant M.W. (2003). World water productivity: current situation and future options. En: Kijne J.W., Barker R., Molden D. (Eds.), *Water productivity in agriculture: limits and opportunities for*

- Improvement. CABI Publishing, UK, (in association with IWMI, Colombo, Sri Lanka), pp.: 163–178.
- CAWMA (2007). Water for Food Water for Life: Comprehensive Assessment of Water Management in Agriculture. London. Earthscan and Colombo: International Water Management Institute.
- Comisión Europea (2001). Study on improving the energy efficiency of pumps. Disponible en: http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/motorchallenge/pdf/SAVE_PUMPS_Final_Report_June_2003.pdf. Último acceso: diciembre 2014.
- Corominas J. (2010). Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad. *Ingeniería del Agua*, 17(3): 219–233.
- Directindustry (2014). www.directindustry.es. Último acceso: diciembre 2014.
- FAO (2003). World agriculture: towards 2015/2030. Food and agriculture organization of the United Nations. Ed.: Earthscan Publications Ltd., London.
- FAO (2014). FAOSTAT: Datos estadísticos evolución población mundial real y prevista serie 1961 a 2050. Disponible en: <http://faostat3.fao.org/faostat-gateway/go/to/download/O/OA/S>. Último acceso: diciembre 2014.
- Fleming J. (1989). Identification and implementation of effective pumping system energy cost savings. Pumping Cost Savings in the Water Supply Industry Seminar. Institution of Mechanical Engineers, London, pp 1–8.
- Fraille J. (2008). Máquinas eléctricas. Ed.: McGraw-Hill / Interamericana de España, pp 809.
- Gutiérrez J.L., García E., Adrados C. (1991). Electrotecnia y Electrificación Rural. Volumen 2. Ed.: Universidad Politécnica de Valencia. Valencia.

- Helweg O.J. (1982). Economics of improving well and pump efficiency. *Ground Water*, 20(5): 556–562.
- Hidalgo M., Simó M.A., Loizu J., Serrano J. (2008). Valoración del coste de extracción de aguas subterráneas empleadas en regadío en la Demarcación Hidrográfica del Duero. *Tierras de Castilla y León*, 147: 46 -55.
- Huppert W., Svendsen M., Vermillion D.L. (2003). Maintenance in irrigation: multiple actors, multiple contexts, multiple strategies. *Irrigation and Drainage Systems*, 17: 5–22.
- IDAE (2011). 2º Plan de Acción Nacional de Eficiencia Energética en España 2011-2020. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. Madrid.
- INE (2011). Encuesta sobre el uso del agua en el sector agrario. Año 2011. Instituto Nacional de Estadística.
- Ingeteam (2014). www.ingeteam.com. Último acceso: diciembre 2014.
- Kosow, I.L. (1998). Máquinas eléctricas y transformadores. Staten Island Community College. City University of New York. Ed. Reverté, S.A.
- Jackson T.M., Hanjra M.A., Khan S., Hafeez M.M. (2011). Building a climate resilient farm: a risk based approach for understanding water, energy and emissions in irrigated agriculture. *Agricultural Systems*, 104 (9): 729–745.
- Jefatura del Estado (2009). Ley 26/2009, de 23 de diciembre de Presupuestos Generales del Estado para el año 2010.
- Jefatura del Estado (2012). Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de Medidas para Garantizar la Estabilidad Presupuestaria y de Fomento de la Competitividad.
- Lecina S., Isidoro D., Playán E., Aragüés, R. (2010). Irrigation modernization and water conservation in Spain: the case of Riegos del Alto Aragón. *Agricultural Water Management*, 97 (10): 1663–1675.
- López J.D. (2007). Guía práctica. Electrobombas sumergibles. Talleres Juan Azcue, S.A. Murcia – Albacete – Almería.

- Luna L., García J.L., Adrados C., García E., Gutiérrez R.P., Guitiérrez J.L., De la Plaza S. (2008). Instalaciones eléctricas de baja tensión en el sector agrario y agroalimentario. Ed.: Mundi – Prensa. Madrid.
- Malano H.M., Chien N.V., Turrall H.N. (1999). Asset management for irrigation and drainage infrastructure. Principles and case study. *Irrigation and Drainage Systems*, 13: 109–129.
- MAPA (1996). Plan Nacional de Regadíos horizonte 2005. Orden de 14 de marzo de 1996. Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación.
- MAPA (2002). Plan Nacional de Regadíos horizonte 2008. Real Decreto 329/2002 de 5 de abril. Ministerio de Agricultura Pesca y Alimentación. Madrid.
- MARM (2002). Plan Nacional de Regadíos horizonte 2008. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. Madrid.
- MARM (2006a). Hechos y cifras de la agricultura, la pesca y la alimentación en España (8ª Ed.). Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. Madrid.
- MARM (2006b). Plan de Choque de Modernización de Regadíos. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. Madrid. Disponible en: <http://www.plandechoque-ahorrodeagua.es>. Último acceso: diciembre 2014.
- MARM (2010). Estrategia Nacional para la Modernización Sostenible de los Regadíos Horizonte 2015. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. Madrid.
- Martínez D. (2007). Comunicación sobre la Puesta en Marcha y Mantenimiento de Estaciones de Bombeo. Instituto Tecnológico Agrario de Castilla y León. Jornadas técnicas sobre estaciones de bombeo para riego impartidas en el Centro Nacional de Tecnología de Regadíos (CENTER). Madrid.
- MICYT (2002). Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Ministerio de Ciencia y Tecnología. Madrid.

- MICYT (2003). Guía Técnica de Aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Anexo 2. Cálculo de caídas de tensión. Ministerio de Ciencia y Tecnología. Madrid.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2007). Real Decreto 871/2007, de 29 de junio de 2007 por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007.
- MMA (2000). Libro Blanco del Agua en España. Ministerio de Medio Ambiente. Madrid.
- Mora M., Vera J., Rocamora C., Abadía R. (2013). Energy Efficiency and Maintenance Costs of Pumping Systems for Groundwater Extraction. *Water Resources Management*, 27: 4395–4408.
- Moreno M.A., Carrión P., Planells P., Ortega J.F., Tarjuelo J.M. (2007). Measurement and improvement of the energy efficiency at pumping stations. *Biosystems Engineering*, 98: 479–486.
- Moreno M.A., Corcóles J.I., Moraleda D.A., Martínez A., Tarjuelo J.M. (2010a). Optimization of underground water pumping. *Journal of Irrigation and Drainage Engineering*, 136: 414–420.
- Moreno M.A., Ortega J.F., Corcóles J.I., Martínez A., Tarjuelo J.M. (2010b). Energy analysis of irrigation delivery systems: monitoring and evaluation of proposed measures for improving energy efficiency. *Irrigation Science*, 28 (5): 445–460.
- Murray-Rust H., Svendsen M., Burton M., Molden D.J. (2003). Irrigation and drainage systems maintenance: needs for research and action. *Irrigation and Drainage Systems*, 17: 129–140.
- Ortiz M., Palomo A. (2012). Maintaining deep well submersibles. *World pumps magazine*. Digital issue. Disponible en: <http://www.worldpumps.com/download/778>. Último acceso: diciembre 2014.
- Playán E., Mateos L. (2006). Modernization and optimization of irrigation systems to increase water productivity. *Agricultural Water Management*, 80: 100–116.

- Reeves D.T. (1960). Deterioration of a centrifugal pump in service. *Allen engineering review*.
- Rocamora C., Vera J., Abadía R. (2013). Strategy for Efficient Energy Management to solve energy problems in modernized irrigation: analysis of the Spanish case. *Irrigation Science*, 31: 1139-1158.
- Rodríguez J.A., Camacho E., López R., Pérez L. (2008). Benchmarking and multivariate data analysis techniques for improving the efficiency of irrigation districts: an application in Spain. *Agricultural Systems*, 96: 250–259.
- Rodríguez-Díaz J.A., Pérez-Urrestarazu L., Camacho-Poyato E., Montesinos P. (2011). The paradox of irrigation scheme modernization: more efficient water use linked to higher energy demand. *Spanish Journal of Agricultural Research*, 9(4): 1000-1008.
- Saidur R. (2010). A review on electrical motors energy use and energy savings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 877–898.
- Siebert S., Burke J., Faures J.M., Frenken K., Hoogeveen J., Döll P., Portmann F.T. (2010). Groundwater use for irrigation - a global inventory. *Hydrology and Earth Systems Science*, 14: 1863–1880.
- Soto-García M., Martín-Gorrioz B., García-Bastida P.A., Alcon F., Martínez-Álvarez V. (2013). Energy consumption for crop irrigation in a semiarid climate (south-eastern Spain). *Energy*, 55: 1084-1093.
- Talleres Juan Azcue, S.A. (2013a). Tarifas costes grúa. Murcia.
- Talleres Juan Azcue, S.A. (2013b). Tarifas costes taller. Murcia.
- Tarjuelo J.M., De Juan J.A., Moreno M.A., Ortega J.F. (2010). Review: water resources deficit and water engineering. *Spanish Journal of Agricultural Research*, 8(S2): 102–121.
- UN Water (2007). Coping with water scarcity. Challenge of the twentyfirst century. World Water Day 2007. Disponible en: <http://www.fao.org/nr/water/docs/escarcity.pdf>. Último acceso: diciembre 2014.
- Zektser I.S., Everett L.G. (2004). Groundwater resources of the world and their use. UNESCO IHP-VI. Series on Groundwater N° 6, UNESCO,



Paris, France. Disponible en:

<http://unesdoc.unesco.org/images/0013/001344/134433e.pdf>.

Último acceso: diciembre 2014.



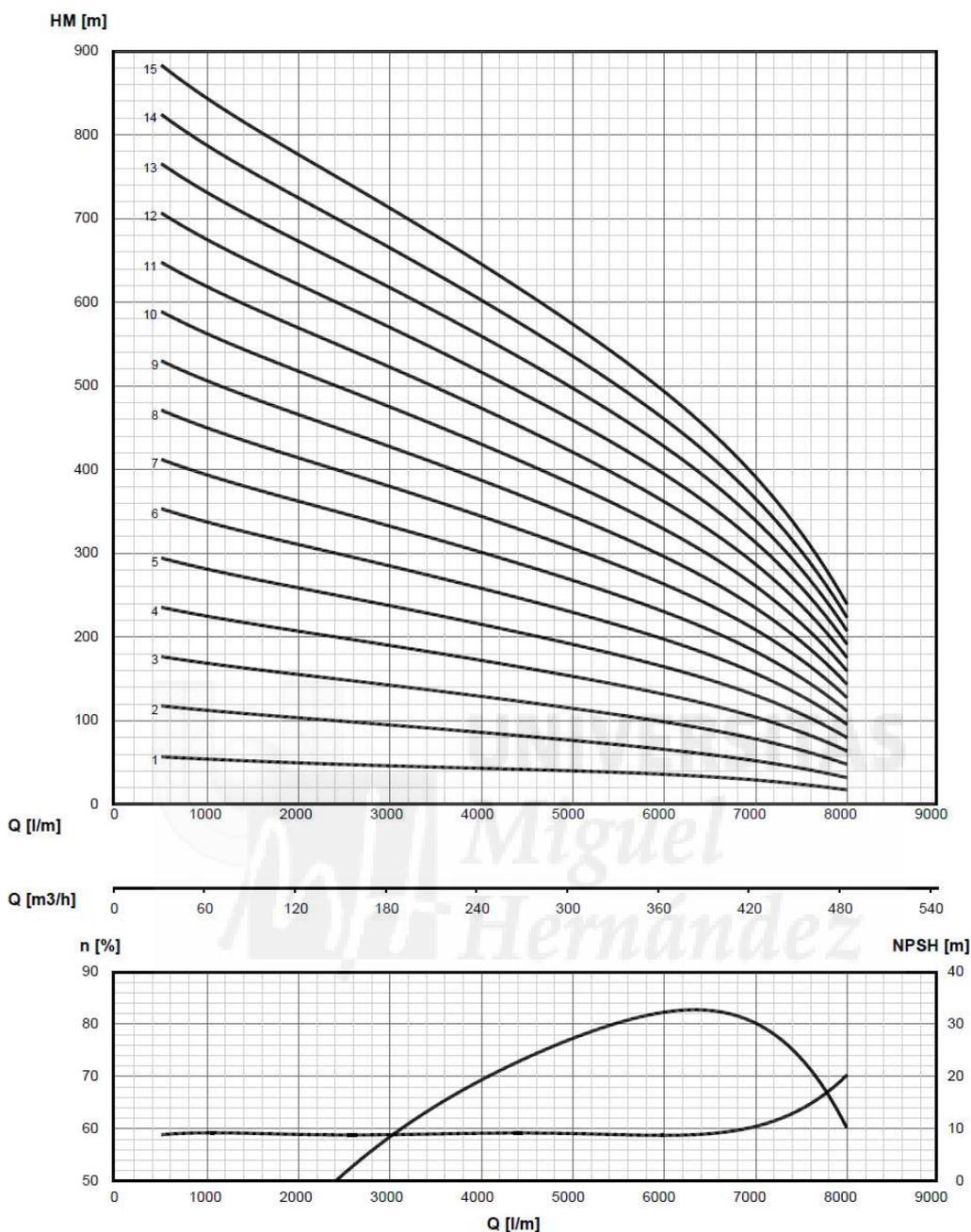
ANEJO I. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES ANALIZADAS



ID. Bombeo	0.0		Provincia:	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	UGP 1210-13	Modelo motor:	ML-37-3/1460	Sección (mm²):	185
Nº rodetes (ud.):	13	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	590	Longitud cable (m):	424
Caudal nominal (m³/h)	360	cos φ :	0.87	Diámetro columna (mm):	300
Altura nominal (m.c.a.)	429	Años:	4	Funcionamiento anual (h):	5.641



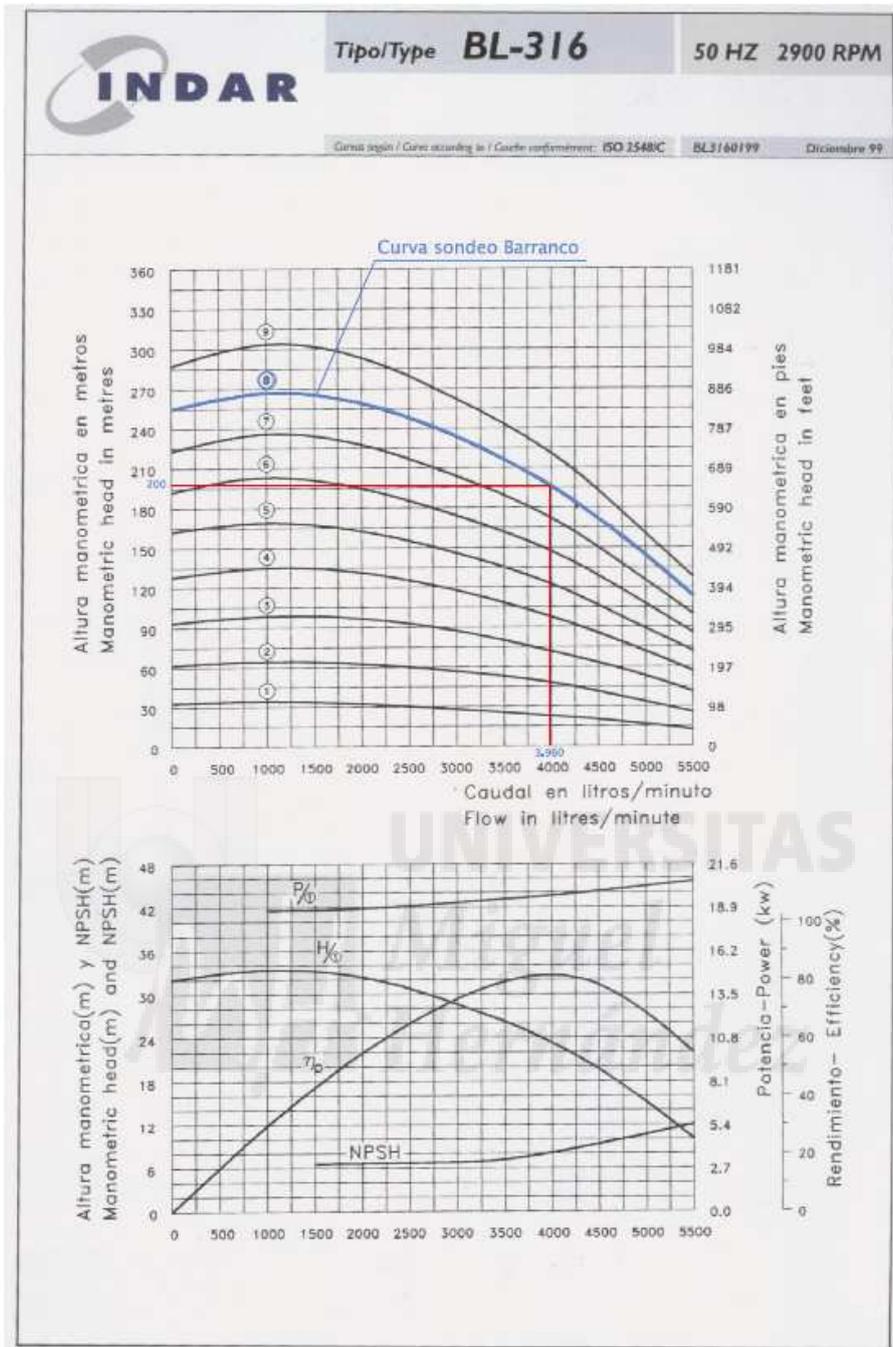
Instalación P 0.0 registrando parámetros hidráulicos



ID. Bombeo:	1.1		Provincia:	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	316	Modelo motor:	25 - 3/125	Sección (mm²):	185
Nº rodetes (ud.):	8	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.):	1
Velocidad giro (r.p.m.):	2.900	Potencia máxima eje (kW):	219	Longitud cable (m):	207,3
Caudal nominal (m³/h):	238	cos φ:	0,81	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.):	200	Años:	4	Funcionamiento anual (h):	3.676



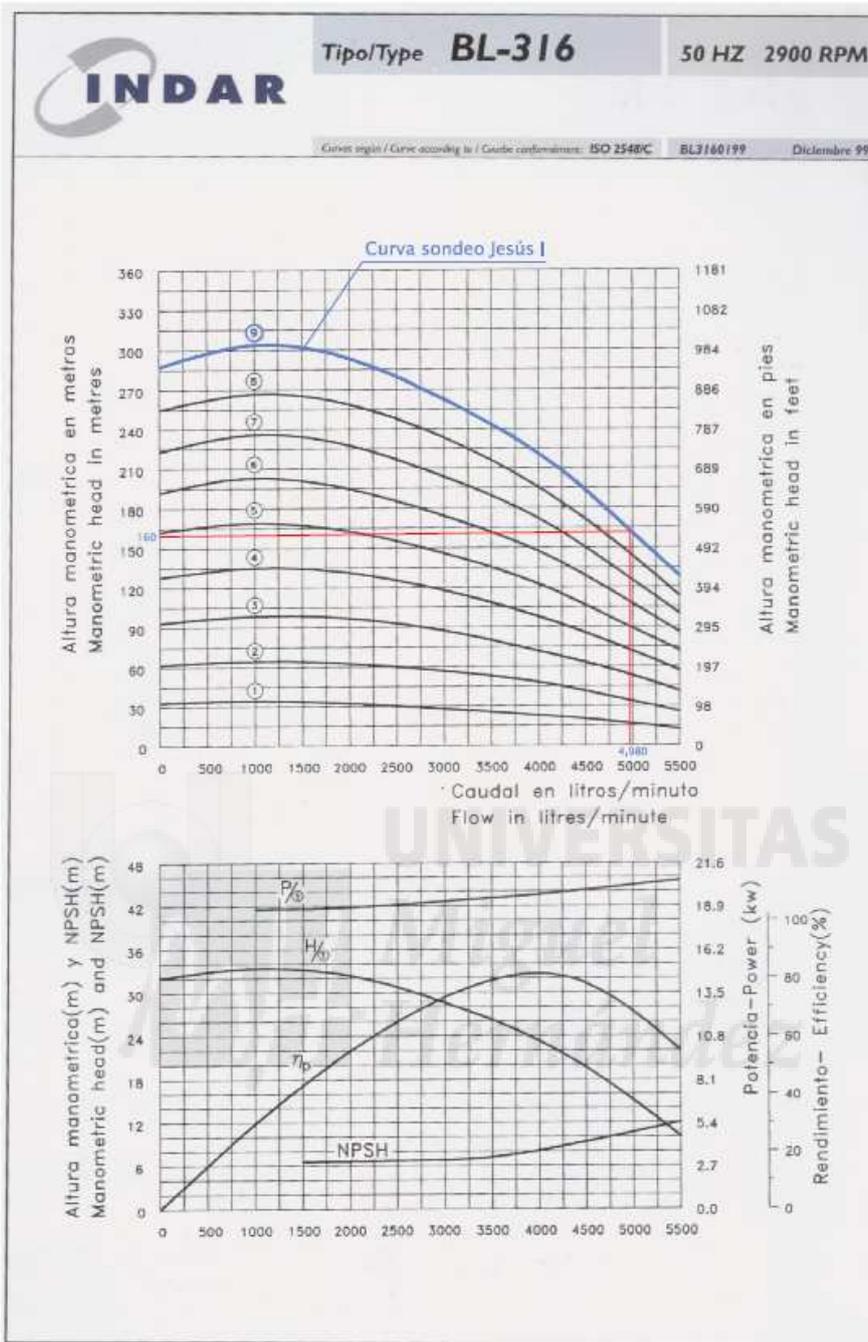
Instalación P.1.1. (Barranco), registrando parámetros eléctricos mediante el analizador de redes eléctricas



ID. Bombeo	1.2		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	316	Modelo motor:	33 – 1/100	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	9	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	191	Longitud cable (m):	240
Caudal nominal (m ³ /h)	299	cos ϕ :	0,86	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	160	Años:	5	Funcionamiento anual (h):	3676



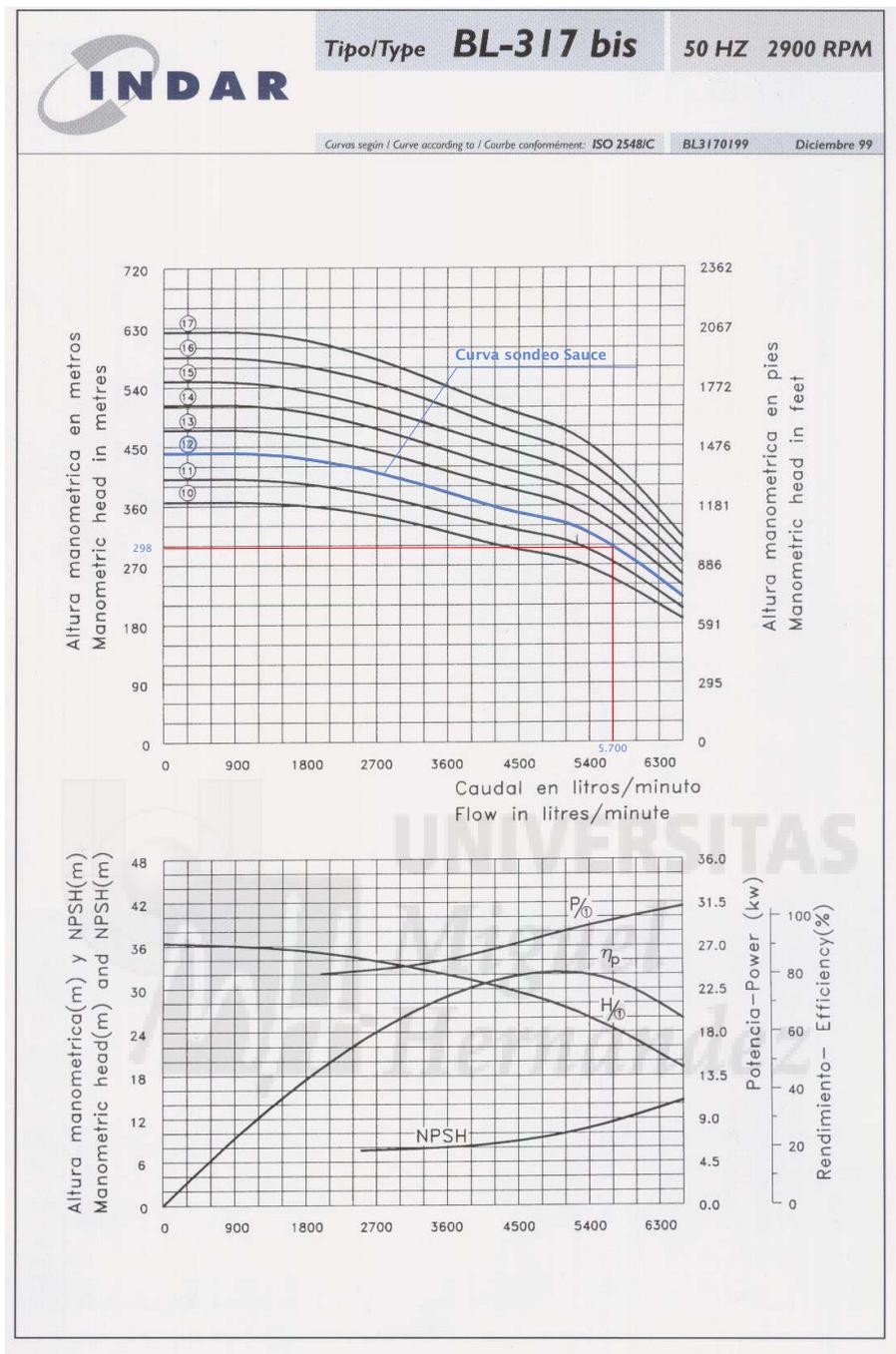
Instalación P.1.2. (Jesús I)



ID. Bombeo	1.3		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	317	Modelo motor:	35 – 1/100	Sección (mm ²):	150
Nº rodeses (ud.):	12	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	370	Longitud cable (m):	336.0
Caudal nominal (m ³ /h)	342	cos φ :	0,86	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	298	Años:	7	Funcionamiento anual (h):	6.942



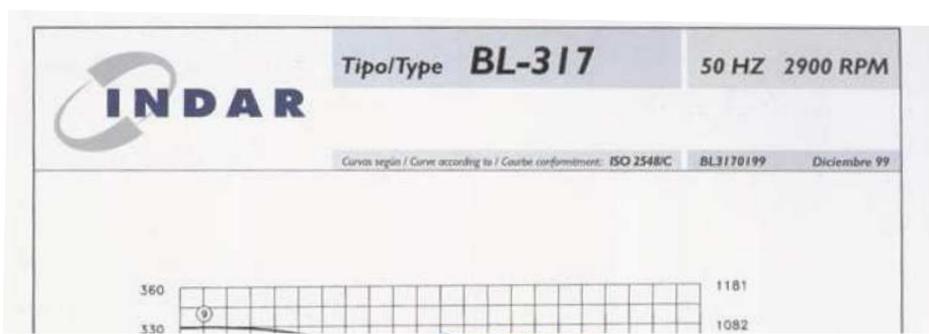
Instalación P.1.3. (Sauce)



ID. Bombeo	1.4		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	317	Modelo motor:	28 – 1/100	Sección (mm ²):	70
Nº rodeses (ud.):	4	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	138	Longitud cable (m):	187,1
Caudal nominal (m ³ /h)	288	cos φ :	NO HAY DATO	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	115	Años:	17	Funcionamiento anual (h):	3563



Instalación P.1.4. (La Hoya I), tomando datos de caudal mediante el caudalímetro ultrasónico



ID. Bombeo	1.5		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	UGP - 1030	Modelo motor:	35 - 1/80	Sección (mm²):	150
Nº rodefes (ud.):	12	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	295	Longitud cable (m):	300,0
Caudal nominal (m³/h)	299	cos φ :	0,86	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	260	Años:	1	Funcionamiento anual (h):	3676



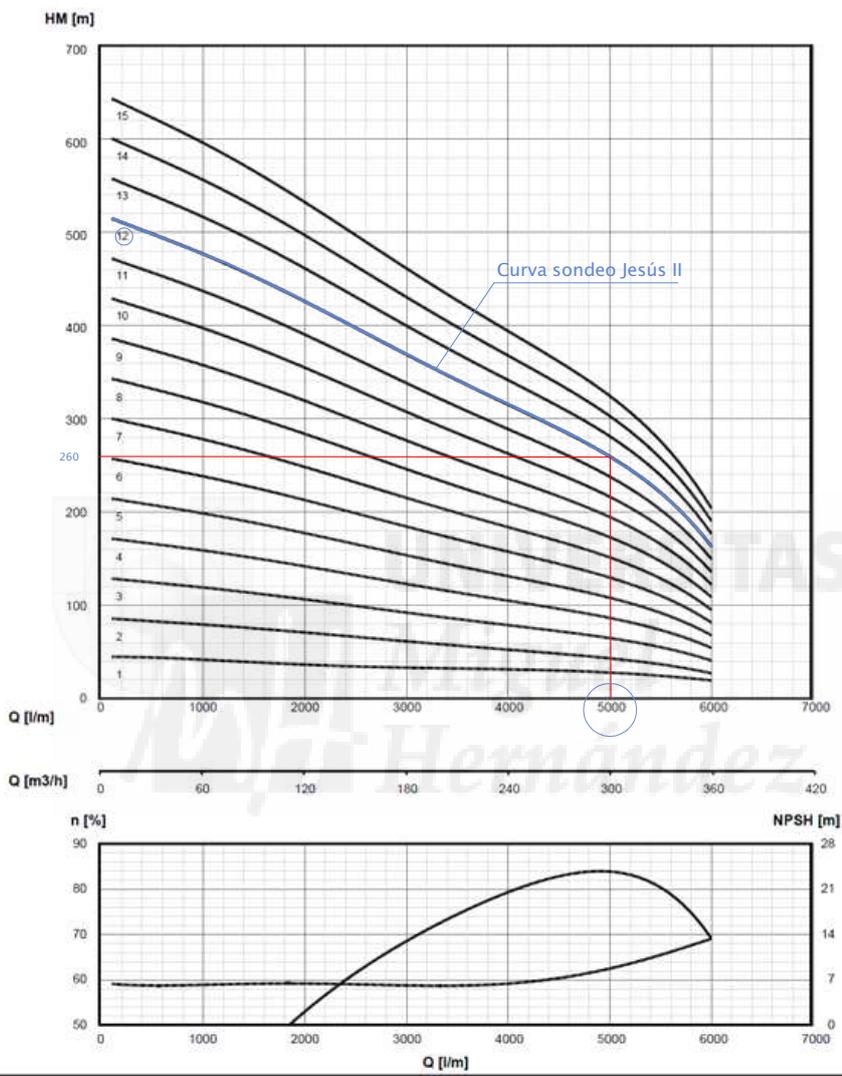
Instalación P.1.5. (Jesús II), durante la toma de datos hidráulicos mediante el caudalímetro ultrasónico y sonda de presión

Indar

UGP-1030

Curvas para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

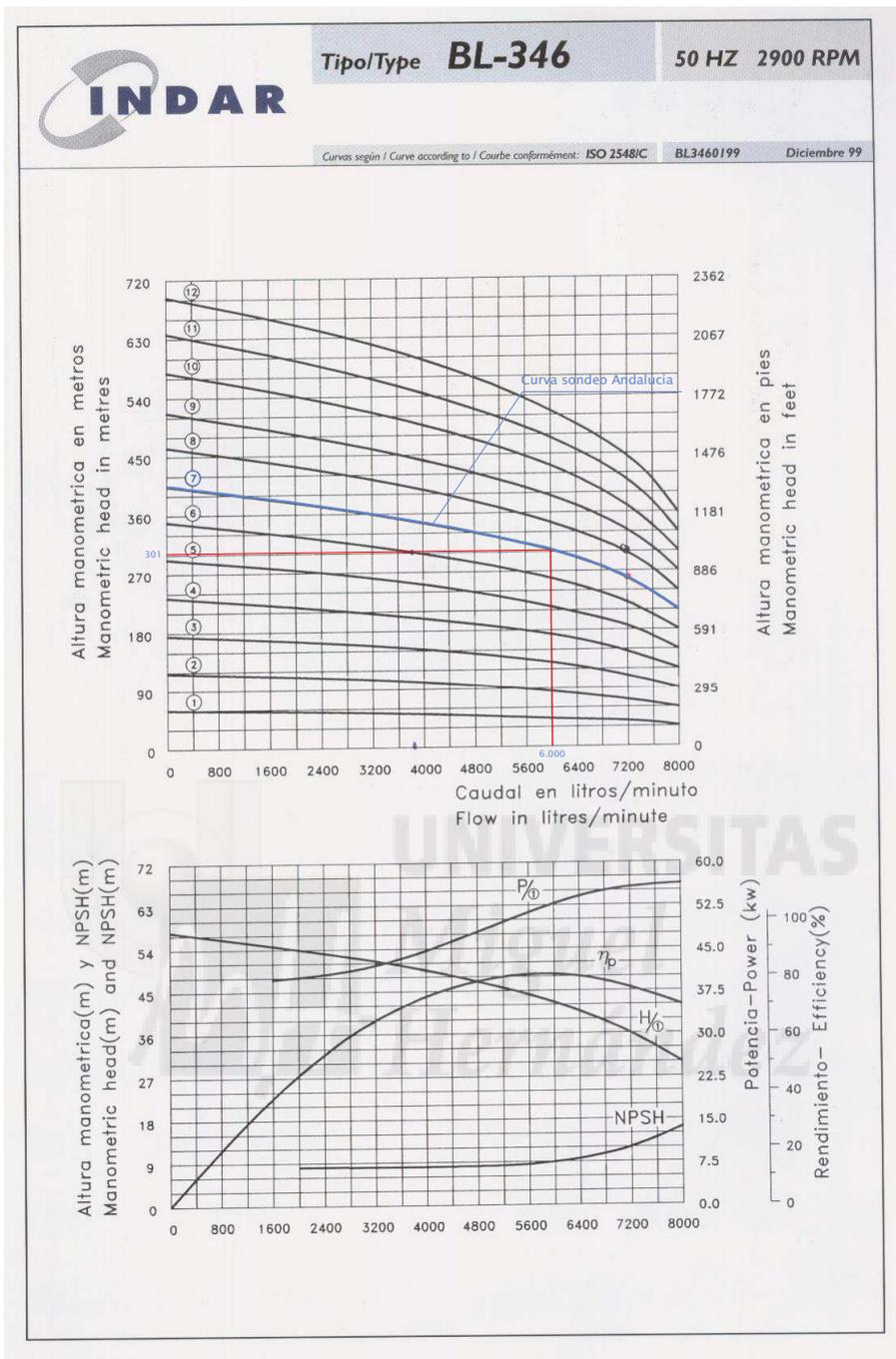
10" r.p.m.: 2900
 Hz: 50



ID. Bombeo	1.6		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	346	Modelo motor:	37 – 3/125	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	7	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	520	Longitud cable (m):	442,0
Caudal nominal (m ³ /h)	360	cos φ :	0,87	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	301	Años:	21	Funcionamiento anual (h):	2072



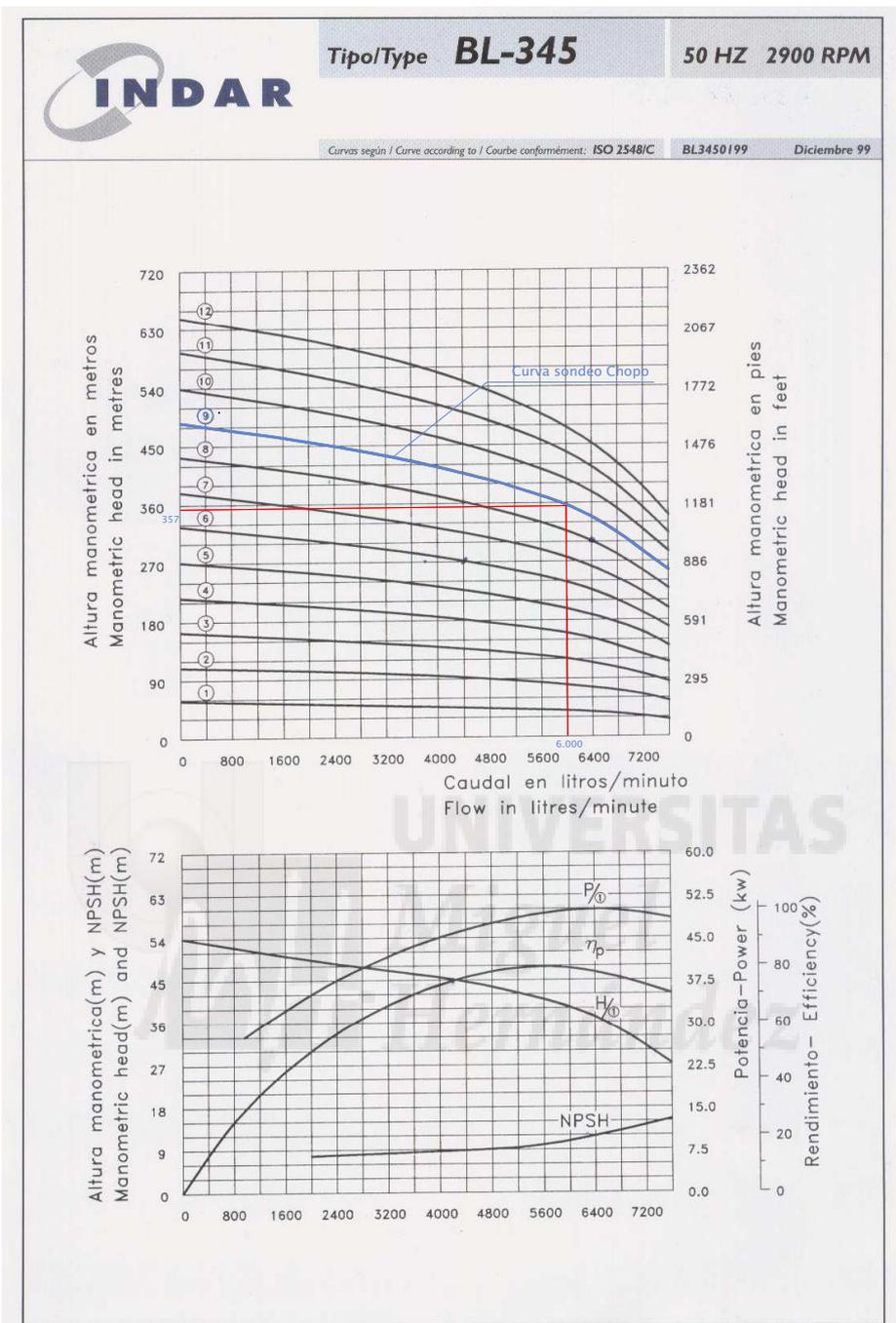
Instalación P.1.6. (Andalucía)



ID. Bombeo	1.7		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	345	Modelo motor:	37 – 3/125	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	9	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	520	Longitud cable (m):	362.0
Caudal nominal (m ³ /h)	360	cos φ :	0,87	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	357	Años:	21	Funcionamiento anual (h):	8727



Instalación P.1.7. (Chopo), durante la toma de datos hidráulicos mediante el caudalímetro ultrasónico y sonda de presión



ID. Bombeo	1.8		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	UGP-1210-10	Modelo motor:	35-1/120	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	10	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	440	Longitud cable (m):	220,0
Caudal nominal (m ³ /h)	360	cos ϕ :	0,86	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	297	Años:	0,5	Funcionamiento anual (h):	5954



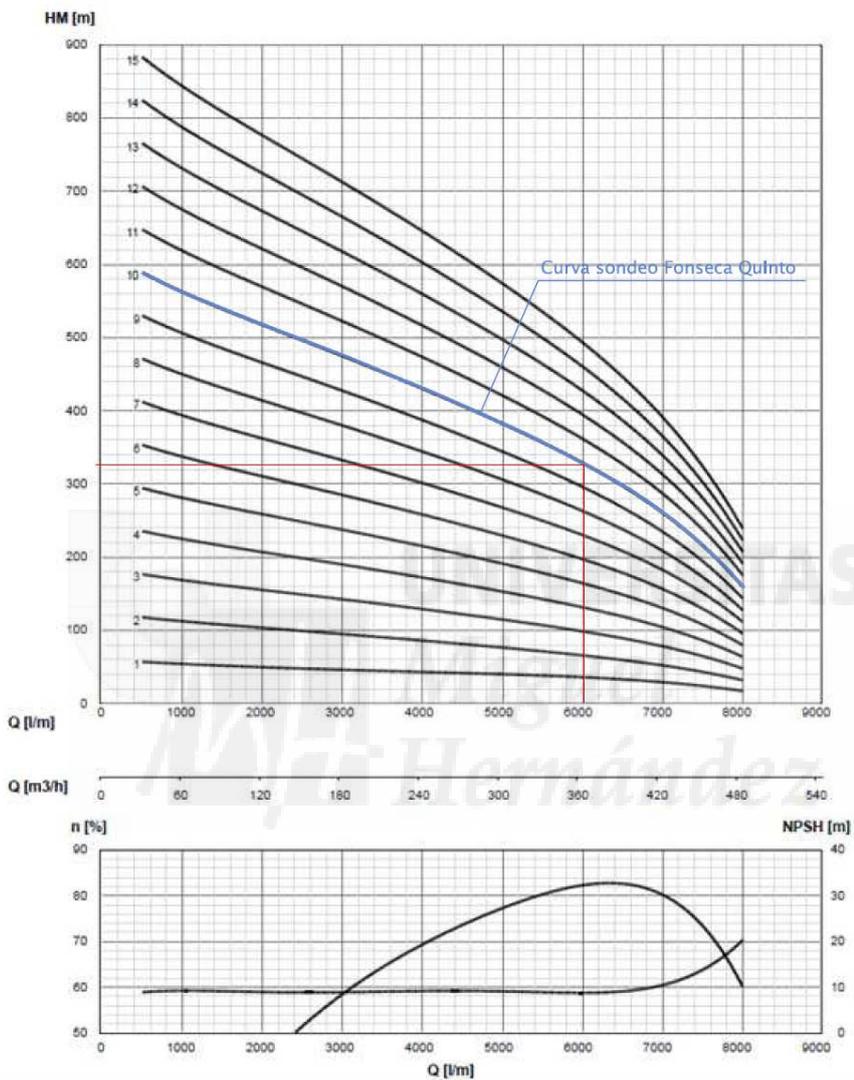
Instalación P.1.8. (Fonseca o Quinto)

Indar

UGP-1210

Curvas para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

12" r.p.m.: 2900
 Hz: 50



ID. Bombeo	1.9		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	422 - A	Modelo motor:	37 3/125	Sección (mm ²):	90
Nº rodefes (ud.):	3	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	2
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	520	Longitud cable (m):	192,5
Caudal nominal (m ³ /h)	630	cos φ :	0,87	Diámetro columna (mm):	300
Altura nominal (m.c.a.)	103	Años:	17	Funcionamiento anual (h):	3563

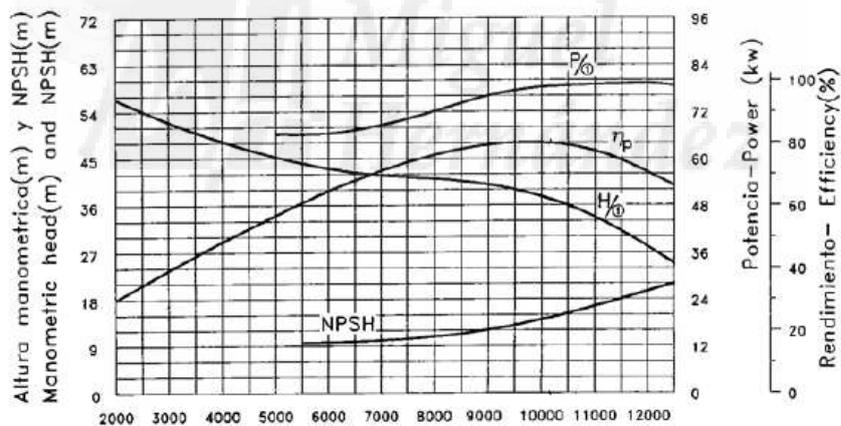
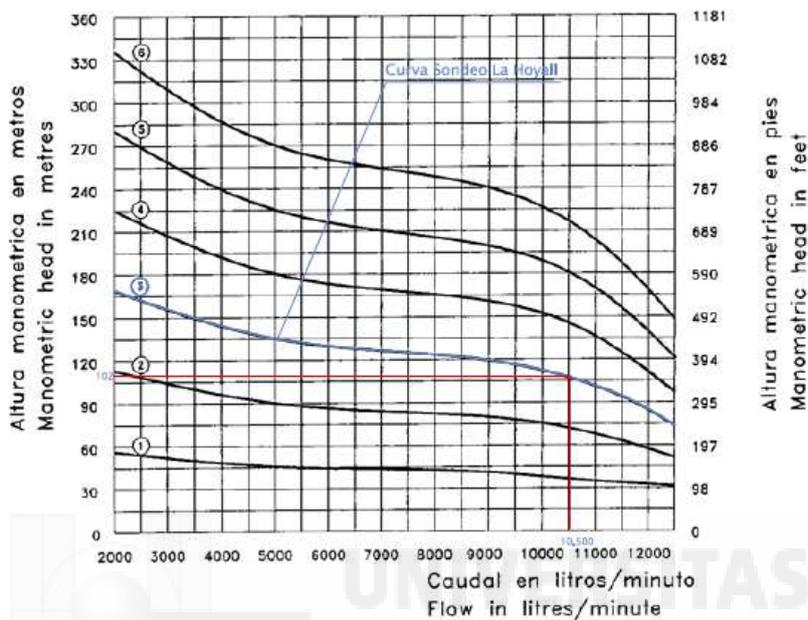


Instalación P.1.9. (La Hoya II), tomando datos de caudal mediante el caudalímetro de ultrasonidos



Tipo/Type **BL-422-B** 50 HZ 2900 RP.

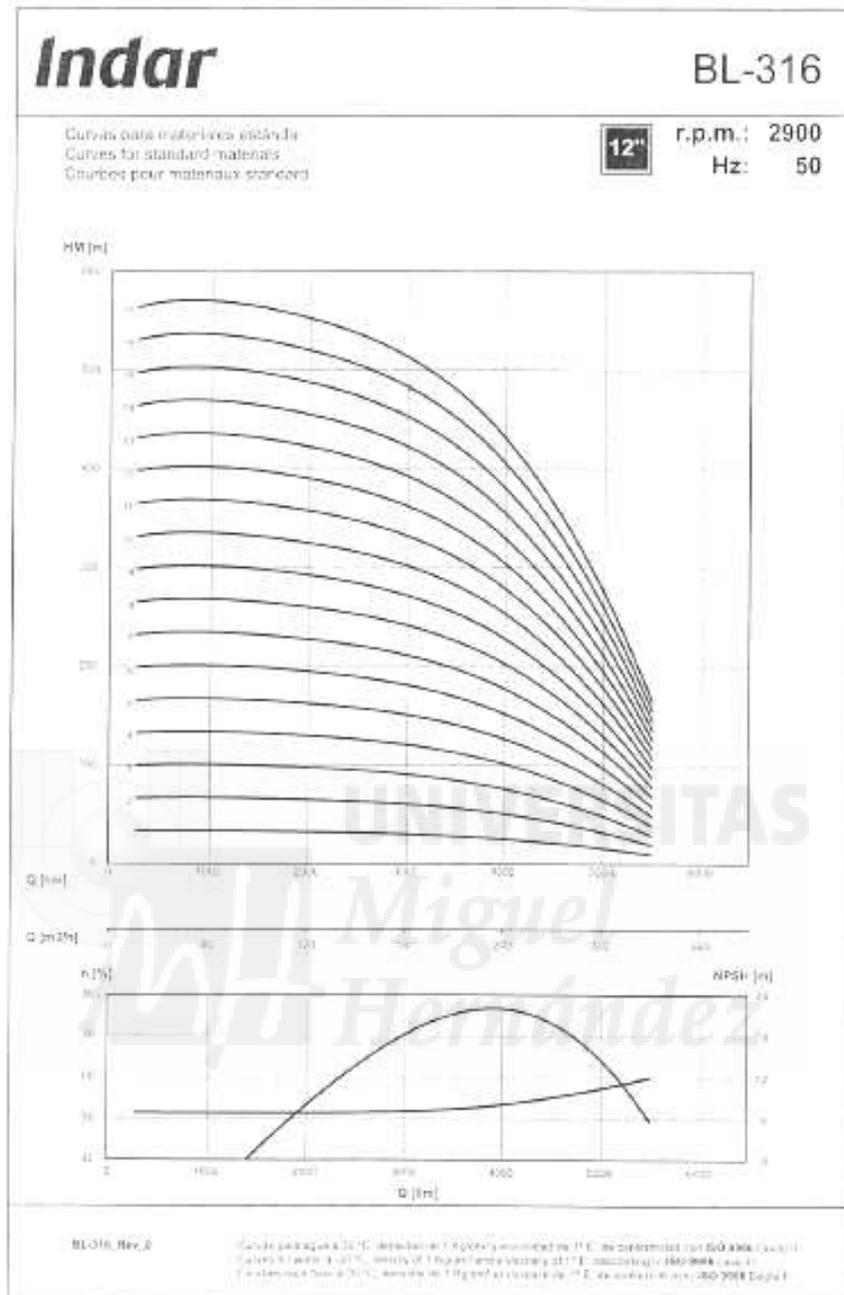
Curves según / Curves according to / Courbe conformément: ISO 2548/C BL422B0199 Diciembre



ID. Bombeo	2.1.		Provincia	Alicante	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	BL - 316	Modelo motor:	dd	Sección (mm ²):	150
Nº rodeses (ud.):	8	Tensión (V):	380	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	177	Longitud cable (m):	102,0
Caudal nominal (m ³ /h)	240	cos φ :	0,81	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	200	Años:	12	Funcionamiento anual (h):	8.066



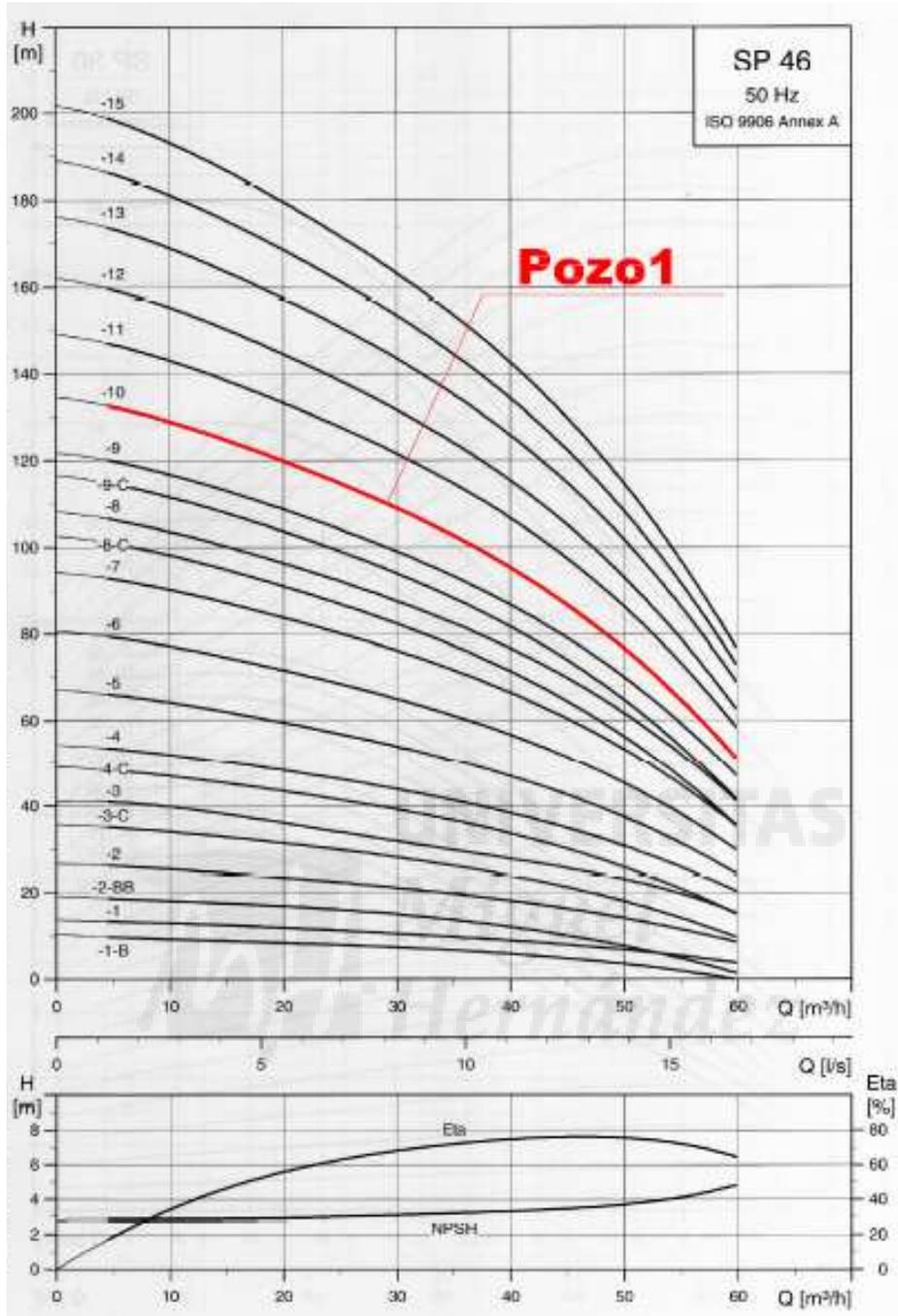
Instalación P.2.1.



ID. Bombeo	3.1		Provincia	Alicante	
Marca bomba:	GRUNDFOS	Marca motor:	GRUNDFOS	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	MS – 6.000	Modelo motor:	--	Sección (mm ²):	10
Nº rodefes (ud.):	9	Tensión (V):	400	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.870	Potencia máxima eje (kW)	15	Longitud cable (m):	353,3
Caudal nominal (m ³ /h)	45	cos ϕ :	0,82	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	90	Años:	2	Funcionamiento anual (h):	3159



Instalación P.3.1. (Pozo 1)



ID. Bombeo	3.2		Provincia	Alicante	
Marca bomba:	GRUNDFOS	Marca motor:	GRUNDFOS	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	SP 125 - 4	Modelo motor:	--	Sección (mm ²):	10
Nº rodeses (ud.):	3	Tensión (V):	400	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	37	Longitud cable (m):	162,0
Caudal nominal (m ³ /h)	120	cos φ :	0,85	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	83	Años:	2	Funcionamiento anual (h):	3.191

La curva de este grupo se presenta junto a la curva de la bomba de la instalación P.3.3.

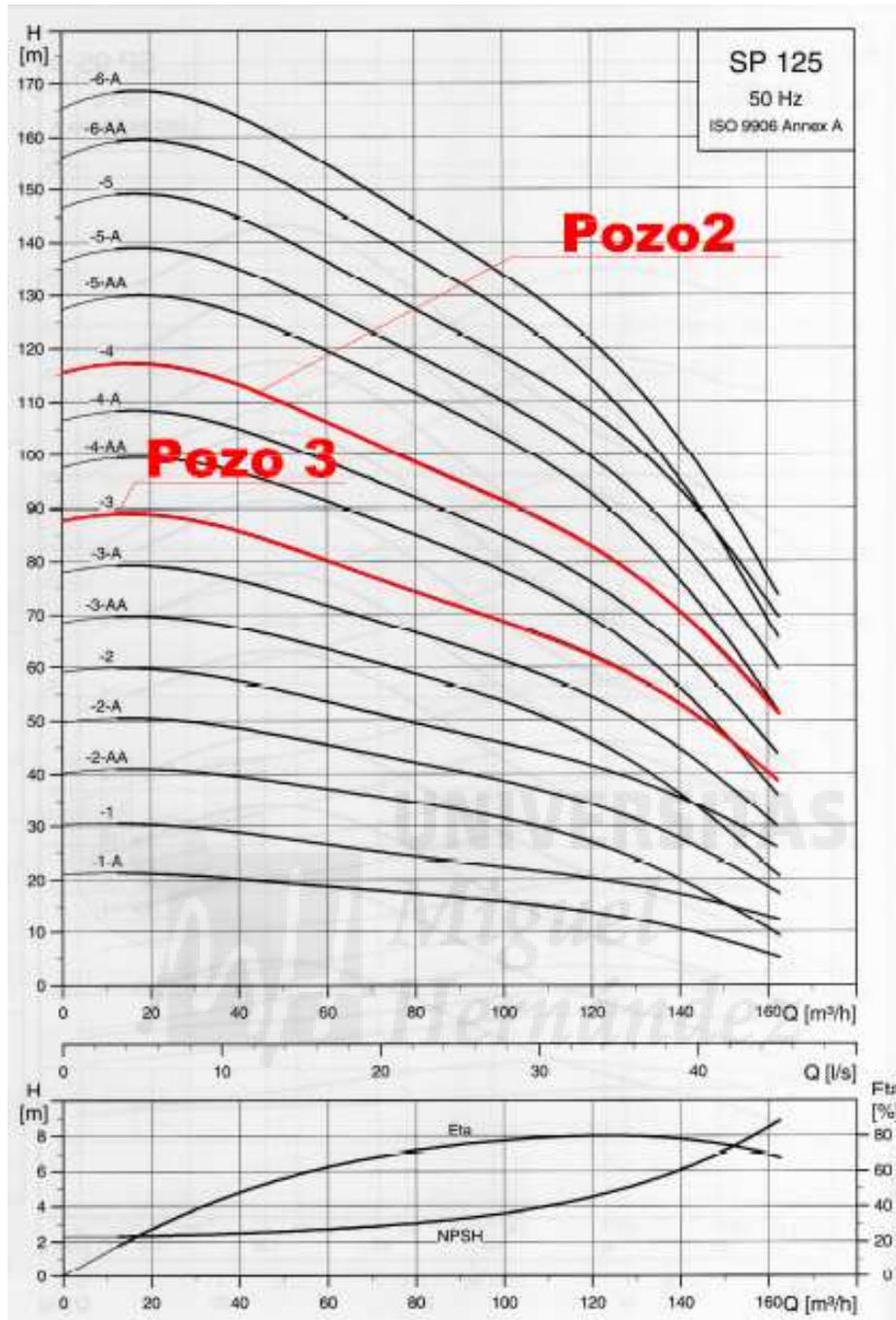


Instalación P.3.2. (Pozo 2)

ID. Bombeo	3.3		Provincia	Alicante	
Marca bomba:	GRUNDFOS	Marca motor:		Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	SP - 125 - 3	Modelo motor:		Sección (mm ²):	16
Nº rodeses (ud.):	3	Tensión (V):	400	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.870	Potencia máxima eje (kW)	30	Longitud cable (m):	238,0
Caudal nominal (m ³ /h)	120	cos ϕ :	0,83	Diámetro columna (mm):	200
Altura nominal (m.c.a.)	62	Años:	2	Funcionamiento anual (h):	3160



Instalación P.3.3. (Pozo 3)



ID. Bombeo	4.1		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	426 - 3AR	Modelo motor:	35- 1/120	Sección (mm ²):	150
Nº rodeses (ud.):	3	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	423	Longitud cable (m):	240,5
Caudal nominal (m ³ /h)	720	cos ϕ :	0,86	Diámetro columna (mm):	300
Altura nominal (m.c.a.)	155	Años:	14	Funcionamiento anual (h):	7225



Instalación P.4.1. (Pozo 1)

ID. Bombeo	4.2		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	426A - 3R	Modelo motor:	35 - 120	Sección (mm ²):	150
Nº rodeses (ud.):	3	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	423	Longitud cable (m):	140,0
Caudal nominal (m ³ /h)	720	cos φ :	0,86	Diámetro columna (mm):	300
Altura nominal (m.c.a.)	155	Años:	14	Funcionamiento anual (h):	7162



Instalación P.4.2. (Pozo 2)

ID. Bombeo	4.3		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	426 – 34 R	Modelo motor:	35 – 1/120	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	3	Tensión (V):	1.000	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	423	Longitud cable (m):	145,0
Caudal nominal (m ³ /h)	900	cos ϕ :	0,86	Diámetro columna (mm):	300
Altura nominal (m.c.a.)	120	Años:	14	Funcionamiento anual (h):	7050

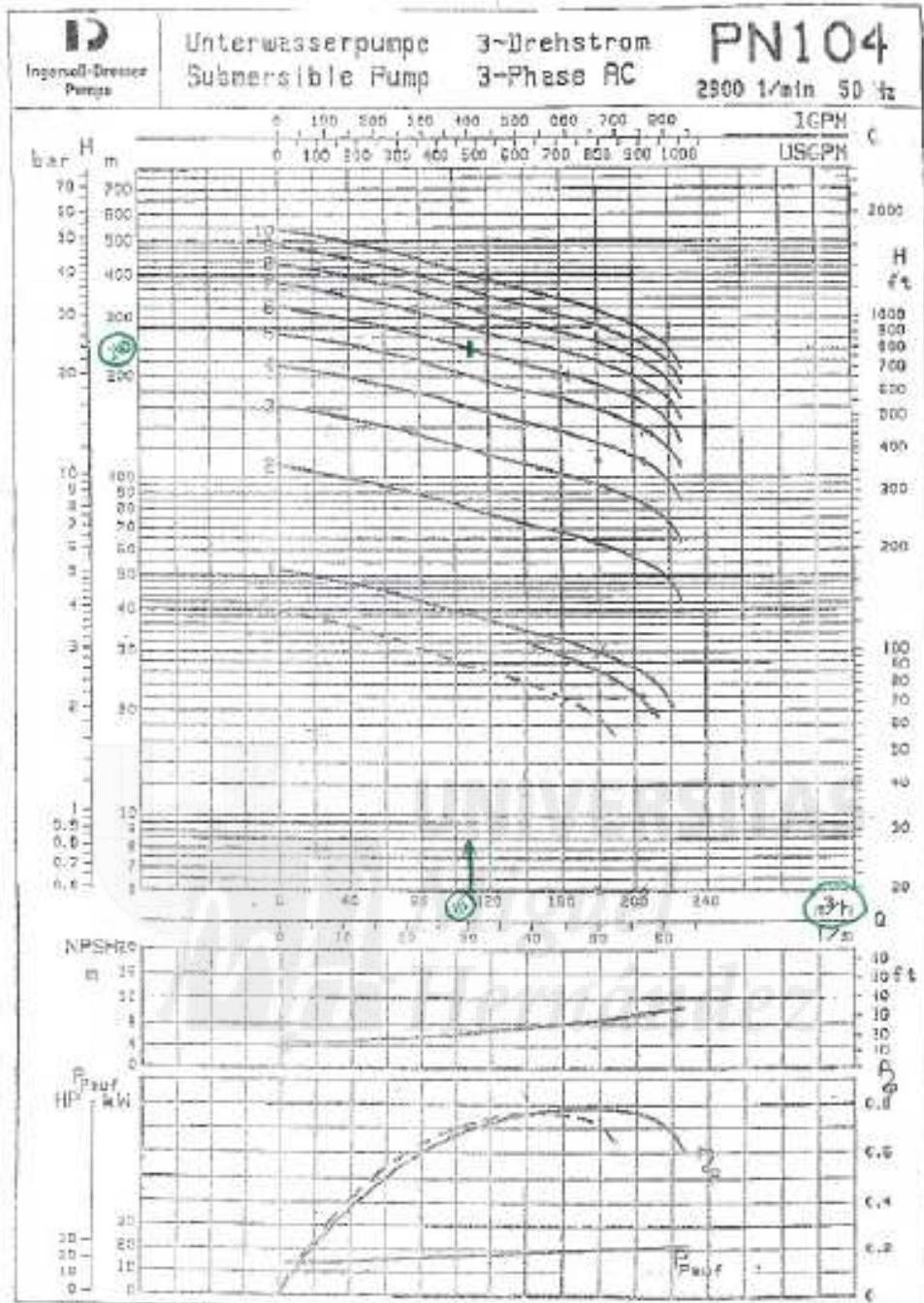


Instalación P.4.3. (Pozo 3), registrando parámetros eléctricos mediante el analizador de redes eléctricas.

ID. Bombeo	5.1		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	PLEUGER	Marca motor:	PLEUGER	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	PN 104 - 6	Modelo motor:	V11 - 100	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	6	Tensión (V):	380	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	130	Longitud cable (m):	257,0
Caudal nominal (m ³ /h)	180	cos φ :	-	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	180	Años:	1	Funcionamiento anual (h):	904



Instalación P.5.1.



ID. Bombeo	5.2		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	BL - 316 - 9	Modelo motor:	35 - 1/060	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	9	Tensión (V):	500	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	220	Longitud cable (m):	250,0
Caudal nominal (m ³ /h)	240	cos ϕ :	0,87	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	230	Años:	8	Funcionamiento anual (h):	3039



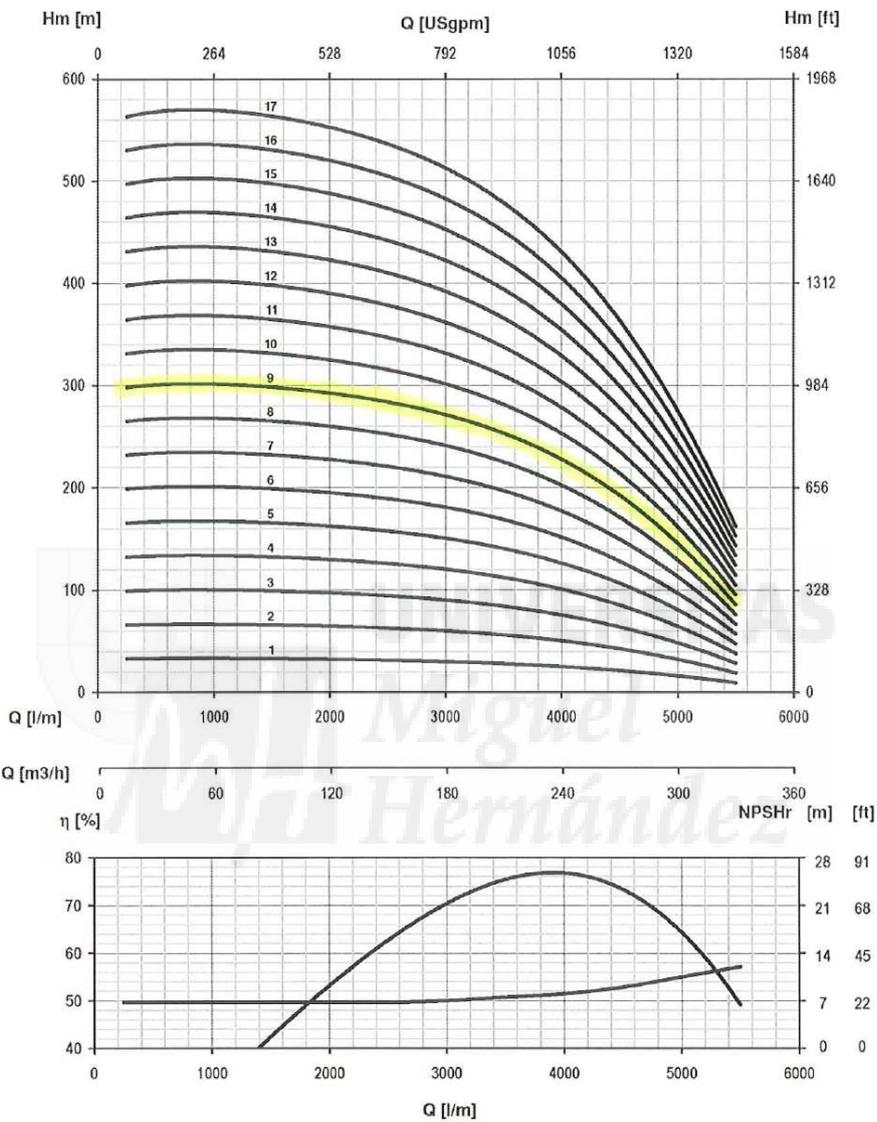
Instalación P.5.2.



BL-316

Curvas para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

12" r.p.m.: **2900**
 Hz: **50**



ID. Bombeo	5.3		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	BL - 316 - 9	Modelo motor:	35 - 1/060	Sección (mm ²):	185,0
Nº rodefes (ud.):	9	Tensión (V):	380	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	220	Longitud cable (m):	188,0
Caudal nominal (m ³ /h)	240	cos ϕ :	0,86	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	230	Años:	5	Funcionamiento anual (h):	1635



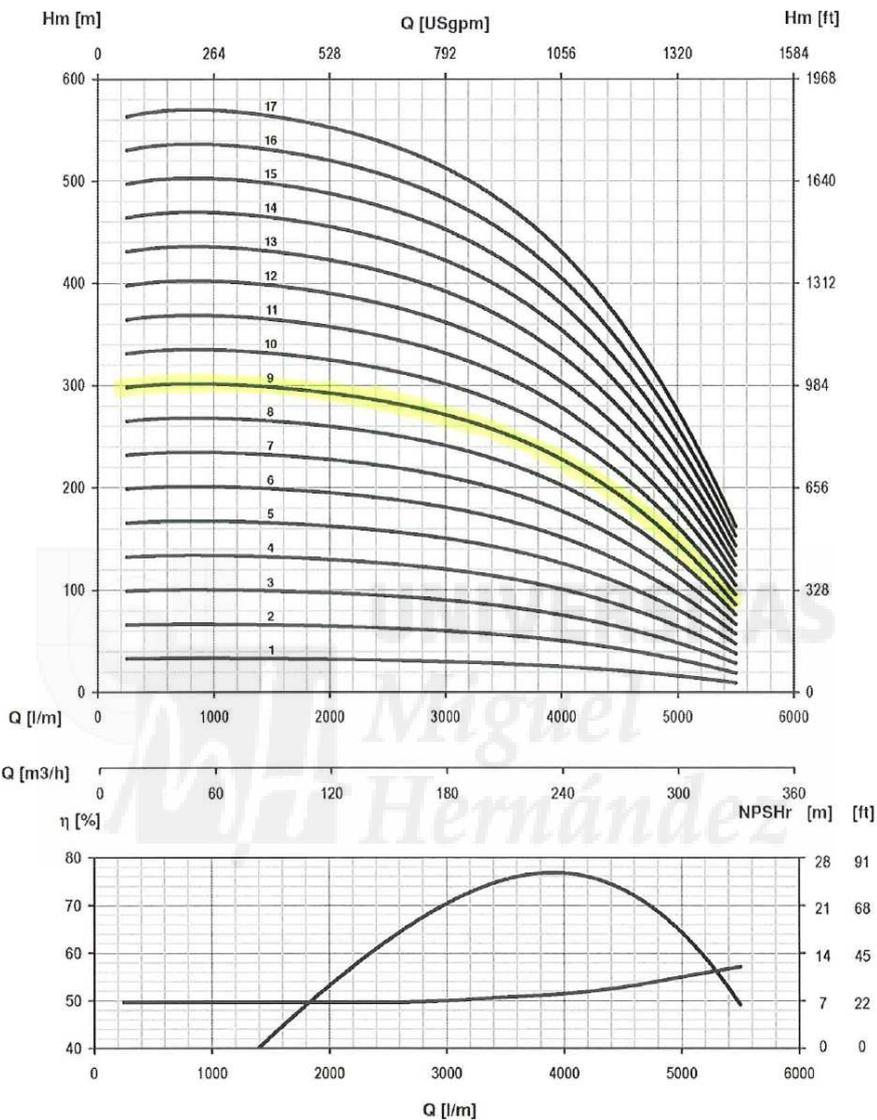
Instalación P.5.3.



BL-316

Curvas para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

12" r.p.m.: **2900**
 Hz: **50**



ID. Bombeo	5.4		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	1030 - 10	Modelo motor:	35 - 1/60	Sección (mm ²):	150
Nº rodeses (ud.):	10	Tensión (V):	380	Nº cables/fase (ud.)	6
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	220	Longitud cable (m):	262,0
Caudal nominal (m ³ /h)	300	cos φ :	0,85	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	220	Años:	1	Funcionamiento anual (h):	951



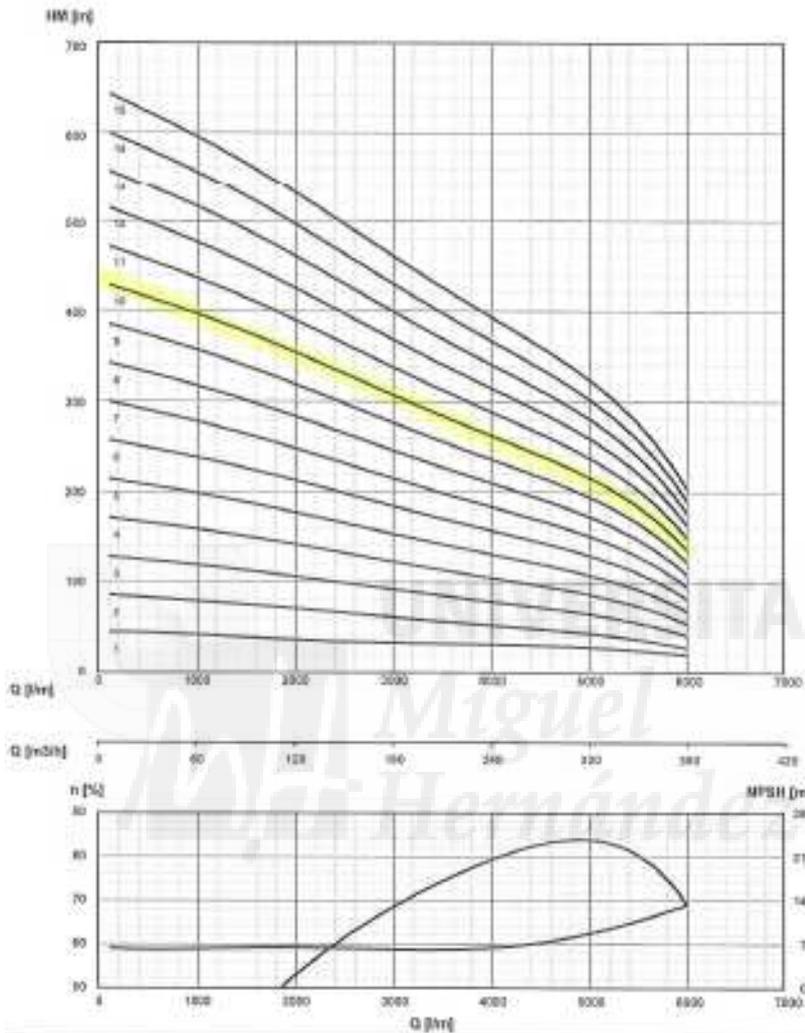
Instalación P.5.4.

Indar

UGP-1030

Curvas para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

10" r.p.m.: 2900
 Hz: 50



UGP-1030_Rev_0

Curvas para agua a 20 °C, densidad de 1 kg/lm³ y viscosidad de 1^o E, de conformidad con ISO 9906 Grado II
 Curves for water at 20 °C, density of 1 kg/lm³ and a viscosity of 1^o E, according to ISO 9906 Level II
 Courbes pour l'eau à 20 °C, densité de 1 kg/lm³ et viscosité de 1^o E, de conformité avec ISO 9906 Catégorie II

ID. Bombeo	5.5		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	UGP 1030 - 7	Modelo motor:	25 - 3/125	Sección (mm ²):	120
Nº rodefes (ud.):	7	Tensión (V):	380	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	220	Longitud cable (m):	180,0
Caudal nominal (m ³ /h)	300	cos ϕ :	0,81	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	150	Años:	6	Funcionamiento anual (h):	4.655



Instalación P.5.1., toma de parámetros eléctricos

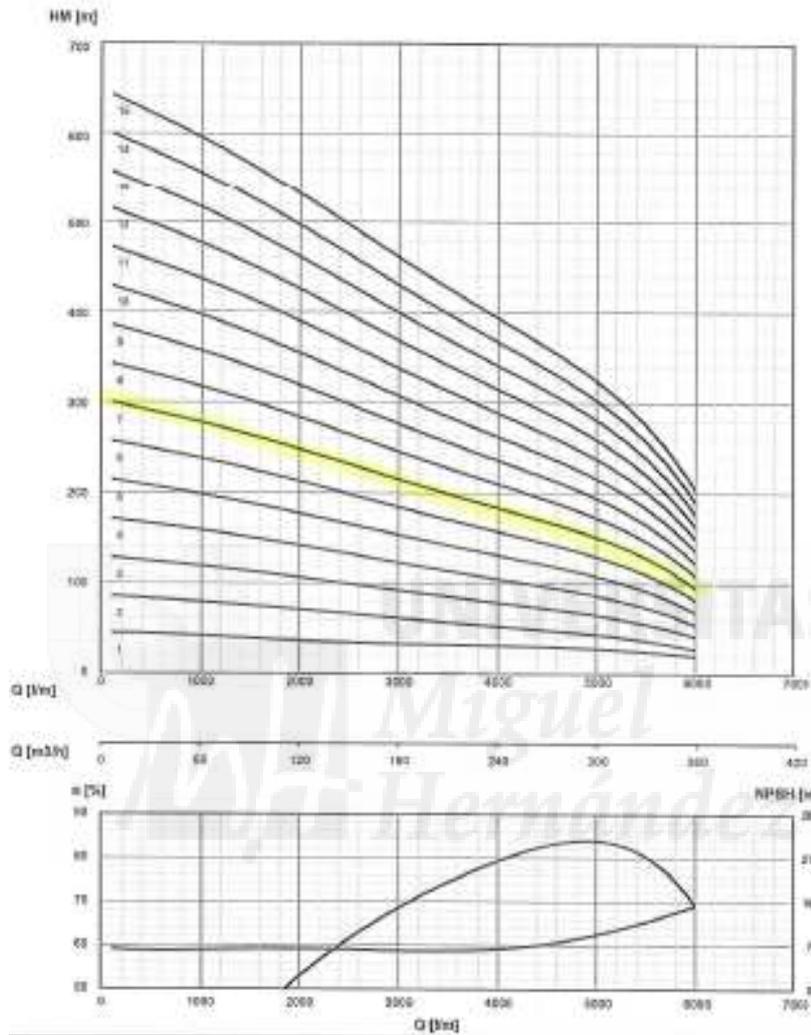
Indar

UGP-1030

Curves para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard



r.p.m.: 2900
 Hz: 50



UGP-1030_Nov_0

Curves para agua a 35 °C, densidad de 1 Kg/m³ y viscosidad de 1^o E, de conformidad con ISO 9906 Serie II
 Curves for water at 35 °C, density of 1 Kg/m³ and a viscosity of 1^o E, according to ISO 9906 Level II
 Courbes pour l'eau à 35 °C, densité de 1 Kg/m³ et viscosité de 1^o E, de conformité avec ISO 9906 (Série II)

ID. Bombeo	5.6		Provincia	Murcia	
Marca bomba:	INDAR	Marca motor:	INDAR	Material conductor:	Cobre
Modelo bomba:	UGP 1210 - 07	Modelo motor:	35 - 1/120	Sección (mm ²):	150
Nº rodefes (ud.):	7	Tensión (V):	440	Nº cables/fase (ud.)	1
Velocidad giro (r.p.m.)	2.900	Potencia máxima eje (kW)	220	Longitud cable (m):	270,0
Caudal nominal (m ³ /h)	390	cos φ :	0,86	Diámetro columna (mm):	250
Altura nominal (m.c.a.)	250	Años:	3	Funcionamiento anual (h):	3151



Instalación P.5.6.

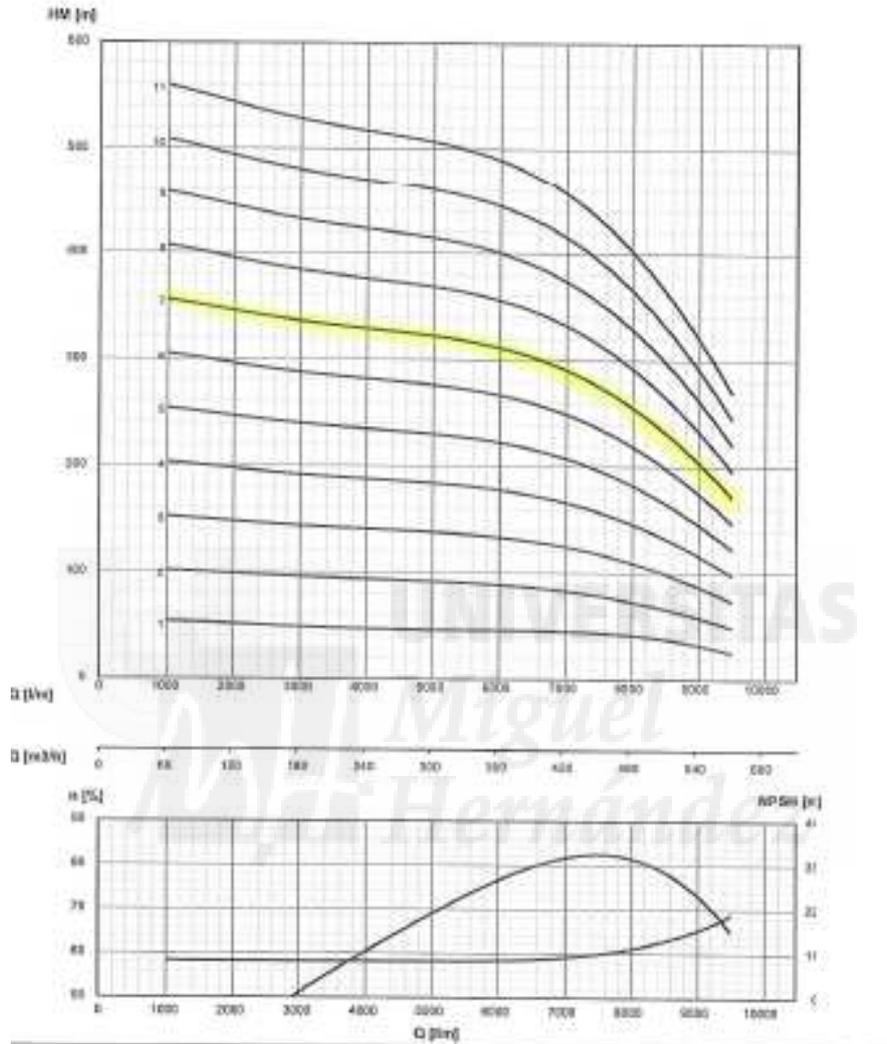
Indar

UGP-1220

Curves para materiales estándar
 Curves for standard materials
 Courbes pour matériaux standard

12"

r.p.m.: 2900
 Hz: 50



UGP-1220_Rec_E

Curves para agua a 20 °C, densidad de 1 Kg/m³ y viscosidad de 1*E, de conformidad con ISO 9906 (tabla I)
 Curves for water at 20 °C, density of 1 Kg/m³ and viscosity of 1*E, according to ISO 9906 Level I
 Courbes pour l'eau à 20 °C, densité de 1 Kg/m³ et viscosité de 1*E, de conformité avec ISO 9906 Catégorie I

ANEJO II. PUBLICACIONES



Energy Efficiency and Maintenance Costs of Pumping Systems for Groundwater Extraction

M. Mora · J. Vera · C. Rocamora · R. Abadia

Received: 25 March 2013 / Accepted: 14 August 2013 /

Published online: 25 August 2013

© Springer Science+Business Media Dordrecht 2013

Abstract Sustainability and profitability of irrigation depends to a great extent on the energy efficiency of the pumping system, as water extraction from wells accounts for most of the energy consumption in irrigation activities all over the world. In this paper a methodology is presented intended to calculate and generalize total maintenance costs in well pumping systems. Likewise, the study has been conducted over 22 well pumping stations with the aim of analyzing the energy efficiency. The results show the essential role played by preventive maintenance works in the improvement of energy and economic efficiency.

Keywords Pump energy efficiency · Well pumping · Pumping maintenance

1 Introduction

Worldwide irrigated agriculture is the largest water user, pressuring irrigators to improve water use efficiency as other sectors compete for water. Climate change is adding more pressure to this process increasing competition for scarce water resources, even more in arid and semi-arid regions. For irrigators, the situation is particularly dire in many regions due to wide uncertainty about the availability of water, without which their livelihoods can be severely compromised (Jackson et al. 2011).

Modernization and optimization of irrigation systems have often been promoted in both public and private agendas as tools to improve irrigation efficiency, producing more agricultural goods with less water input (Playán and Mateos 2006). A FAO analysis performed by Alexandratos and Bruinsma (2012), forecasts that 2.5 % of existing irrigation in the world must be rehabilitated or substituted by new irrigation each year, which represents about 155 million ha over the period to 2050. In many countries, like Spain, the modernisation process has consisted of changing from traditional open-channel gravity-based systems to pressurized on-demand systems, which entails great water saving but increases energy expenditure, since pumping stations are necessary to supply the pressure demanded by the on-farm irrigation systems (Abadía et al. 2012; Rodríguez et al. 2012). This process has also modified the

M. Mora · J. Vera · C. Rocamora · R. Abadia (✉)

Department of Engineering, University Miguel Hernandez, Ctra. de Beniel km 3.2, 03312 Orihuela, Alicante, Spain

e-mail: abadia@umh.es

URL: <http://aeas.umh.es/>

management requirements of irrigation areas, with greater technical needs to be managed properly.

The consequence of this increase in energy demand of the new irrigation systems is that more attention has been paid to the energy efficiency of the sector. Different studies and energy audits conducted in Water Users Associations (WUAs) in some regions of Spain have proved that the most significant energy saving is achieved through an improvement of design, operation and maintenance of the energy consuming equipment (Moreno et al. 2009; Abadía et al. 2010).

Under the context of the modernized irrigation systems, well pumping of groundwater plays a strategic role as a source of water and a drain of energy and economic resources.

As a source of water, groundwater has become one of the most important water resources in many countries of the world since submerged pumping technology was developed in the last third of the twentieth century. In Denmark, Malta, Saudi Arabia, among other countries, it is the only source of water supply. In other countries, it is the most important part of the entire water resources, like in Tunisia, where it is 95 % of total water resources, in Belgium it is 83 %, in the Netherlands, Germany and Morocco it is 75 %, and in most European countries (Austria, Belgium, Denmark, Hungary, Romania and Switzerland) groundwater use exceeds 70 % of the total water consumption (Zektser and Everett 2004). The world average groundwater provides 42.7 % of the consumptive use for irrigation, and 37.5 % of the irrigated area is equipped for irrigation with groundwater (Siebert et al. 2010). In Spain, groundwater provides 20 % of the total irrigation water, and 28 % of the irrigation area, which gives rise to 38 % of the total agronomic production (MARM 2002).

As a drain of energy resources, well pumping accounts for the highest energy consumption in irrigation, involving 80 % of the total of the energy consumed in the sector (MARM 2002). Consequently, tools and advanced methodologies aimed at achieving the best strategies in energy management of well pumping systems are necessary to maintain the pumping energy efficiency at their optimal values.

Well pumping systems introduce a series of technical peculiarities regarding other kinds of pumping systems that affect both the working order and the performance, such as:

- The sizing of the pumping station and the pumping pipe diameter is arranged for certain dynamic water levels. If the variations in these levels are higher than those foreseen in the design, the optimal working conditions change and, thus, the energy efficiency decreases (Moreno et al. 2010a).
- In well pumping stations, cables over 300–400 meters long may be used. Therefore, special attention must be paid when sizing this element to avoid voltage falls under the maximum 5 % as specified by some electricity standards, like in the Spanish standard (MICYT 2002). These falls may limit the energy efficiency of the station in its lifetime (Abadía et al. 2012).
- The fact that locating the pumping station in the depths increases the price and makes the maintenance more difficult to perform, while it disguises characteristic signs of a malfunction, such as vibrations and sounds. Hence it is necessary to provide specific elements to control the recommended operating parameters, such as flow, static and dynamic level, consumption, voltage, turbidity, operating hours, starts, and motor and water temperature (Ortiz and Palomo 2012).
- The location of the pump inside the well at an incorrect depth can result in an insufficient water level above the pump, leading to a decrease in the available NPSH, with the possibility of cavitation or dry running at a decreased level in the well. Installing the pump in front of the water inlet screens of the well casing can cause turbidity and sand drag (Ortiz and Palomo 2012) as well.

- The installation depth also makes the crane cost for assembly and disassembly quite high in most cases, which is the main reason for believing that preventive maintenance may be uneconomical.

As a consequence, all the pumping equipment is progressively damaged along its lifetime. This causes a decrease in performance capacity, which can rise levels from 5 to 20 % in the early years of operation (Reeves 1960; Fleming 1989), and increases both energy consumption and expenses. Such damage is basically produced by mechanical wear, oxidation processes and incrustations (European Commission 2001).

The only way to mitigate this inevitable decrease in performance capacity associated with the use, is by undertaking maintenance work in the pumping station in order to achieve a recovery in its energy efficiency. A recent study on well pumps whose efficiency had declined due to wear and tear showed that, after maintenance works, values of energy efficiency were recovered close to the initial ones (Rocamora et al. 2012).

Currently, in most WUAs there is no awareness of the importance of preventive maintenance and only corrective maintenance is performed. Therefore, actions on the pumps are only taken after they have been already damaged and a subsequent breakdown in water supply has already occurred. However, according to Mora (2010), preventive maintenance in pumping entails a series of advantages compared to corrective maintenance, such as:

- Greater guarantee of supply to the customer, as stops are programmed for the most suitable moment, unlike breakdowns, which usually happen in the middle of the irrigation season.
- Decrease in extraordinary charges incurred, since preventive maintenance basically avoids any breakdown. Consequently, repairing costs are replaced by maintenance costs; the latter being lower. Repairing works are usually more expensive to perform as the breaking of some components usually entails consequent damages to other components.
- Reduction in the pumping energy costs, as an appropriate maintenance makes it possible to work with efficiency values close to potential values throughout the lifetime of the system (European Commission 2001).
- Possibility of obtaining better prices in specialized workshops as several pumps submerged in nearby areas can be joined and the displacement and crane costs can be optimized.

Different studies have also been carried out so as to optimize the extraction costs of groundwater. Moreno et al. (2010a) proposed a new methodology to obtain the minimum total cost (investment + operation costs) by optimizing the characteristic and efficiency curves, together with the pumping pipe diameter. Also Moreno et al. (2010b) propose a model called AS (“Analysis of pumps of wells”) that permits the analysis of energy efficiency of wells by comparing the theoretical characteristic and efficiency curves (supplied by the manufacturer) with the measured working point of the well, quantifying the annual energy costs of both, the current and the attainable working condition. Helweg (1982) analysed the optimal timing of repair or replacing well pumping systems generalizing the energy costs as a function of the characteristics curve of the pumps but assuming fixed maintenance and repair costs. Nevertheless, in the current scientific literature, there are no references related to a methodology aimed at generalizing the calculation of the preventive maintenance expenses of well pumping systems which arise as the starting point to determine the optimal moment to perform maintenance works.

In this study, a methodology to assess and generalize pumping preventive maintenance costs for the extraction of ground water has been developed. This methodology has been applied to 22 wells located in South Eastern Spain, where their current energy efficiency is compared to the attainable efficiency after the performance of maintenance works, obtaining both, the maintenance costs and the savings expected for each well pumping station.

2 Material and Methods

2.1 Case Study

The analysis has been conducted over a total of 22 pumping systems for ground water extraction belonging to five WUAs situated in the South East of Spain. Table 1 shows the main characteristics of the pumping systems analyzed, which have been identified with two numbers: the first one refers to the WUA and the second one to the pumping system within the WUA. WUAs 1, 4 and 5 are located in the Region of Murcia and 2 and 3 in the province of Alicante (Region of Valencia). The flow and head shown in Table 1 correspond to the theoretical maximum efficiency operating point of each pump, and they have been obtained from their technical datasheet, along with the nominal power of the engine. The other variables displayed in Table 1 are attained from each installation. All in all they shape a potential irrigation area of 11,213 ha allocated as follows: 3,933 ha in WUA 1; 778 ha in WUA 2; 2,213 ha in WUA 3; 2,960 ha in WUA 4; and 1,329 ha in WUA 5. The average flow and head supplied by the 22 pumping systems are 320 m³/h and 199 m respectively. There are ten pumping systems where the supplied head is greater than the pumping

Table 1 Features of the pumping systems analyzed

ID. Pumping System	Flow (m ³ /h)	Head (m)	Nominal Power Engine (kW)	Hours (h/year)	Age (years)	Pumping Pipe Diameter (mm)	Pumping Pipe Length (m)	Wire Section (mm ²)
P.1.1	238	200	219	3,676	4	200	207	185
P.1.3	299	160	191	3,676	5	200	240	150
P.1.3	342	298	370	6,942	7	200	336	150
P.1.4	288	115	138	3,563	17	250	137	70
P.1.5	299	260	295	3,676	1	200	276	150
P.1.6	360	301	520	2,072	21	250	352	150
P.1.7	360	357	520	8,727	21	250	362	150
P.1.8	360	297	440	5,954	0,5	250	220	150
P.1.9	630	103	520	3,563	17	300	148	90
P.2.1	240	200	177	8,067	12	200	102	150
P.3.1	45	90	15	3,159	2	200	90	10
P.3.2	120	83	37	3,191	2	200	95	10
P.3.3	120	62	30	3,160	2	200	105	16
P.4.1	720	155	423	7,225	14	300	140	150
P.4.2	720	155	423	7,162	14	300	140	150
P.4.3	900	120	423	7,050	14	300	140	150
P.5.1	180	180	130	904	1	250	237	150
P.5.2	240	230	220	3,039	8	250	235	150
P.5.3	240	230	220	1,635	5	250	173	185
P.5.4	300	220	220	951	1	250	252	150
P.5.5	300	150	220	4,655	6	250	170	150
P.5.6	381	250	220	3,151	3	250	250	150
Average	349	192	271	3910	8	241	200	128
Maximum	900	357	520	8,727	21	300	362	185
Minimum	45	62	15	904	1	200	90	10

pipe length; this happens because the discharge point is found far from the well, and at a greater elevation. In the remaining twelve, the pumping head is smaller than the pumping pipe length, since, in these cases, the discharge point is located at the top of the well and the water table level is several meters over the pump.

2.2 Calculation of Preventive Maintenance Costs

Preventive maintenance costs in well pumping systems can be divided into two cost-groups: costs of crane works (C_{cr}), for the extraction and reinsertion of the pumping pipe and the pumping equipment and costs of maintenance works performed in the workshop (C_{ws}), for checking and replacement of the worn or damaged components of the engine and the pump.

Total maintenance costs (C_M) are, thus, obtained as represented in Eq. 1:

$$C_M(\text{€}) = C_{cr} + C_{ws} \quad (1)$$

In order to model both kinds of costs according to the features of each system, market prices provided by specialized companies have been taken as a reference. Crane costs have been modeled according to variables of diameter (\emptyset) and length (L) of the pumping pipe, adjusted to a second order polynomial as depicted in Eq. 2:

$$C_{cr}(L) = AL^2 + BL + C \quad (2)$$

being A, B, and C the adjustment coefficients of the curves for each one of the possible pumping pipe diameters. Figure 1 shows the expressions obtained to determine the C_{cr} for the pumping pipe diameters of 100, 125, 150, 200, 250 and 300 mm.

For workshop costs, the considered variable is the nominal hydraulic power supplied by the pump (P_{hn}), attained for each pump according to its nominal flow and head, using Eq. 3. Figure 2 shows the lineal adjustment for this variable.

$$P_{hn} = g \cdot H_n \cdot Q_n \quad (3)$$

where P_{hn} is the nominal hydraulic power supplied by the pump expressed in kW; g is the gravitational acceleration, 9.81 m/s^2 ; H_n is the nominal pumping head supplied measured in m; and Q_n is the nominal flow supplied in m^3/s .

Hence, the expression representing the estimation of the well pumping maintenance costs is the following:

$$C_M(\text{€}) = C_{cr} + C_{ws} = AL^2 + BL + C + 14.693P_{hn} + 737.98 \quad (4)$$

The adjustment coefficient of Eq. 4 can be obtained for each specific irrigation area as a function of the local prices of the maintenance enterprises of well pumping systems.

2.3 Calculation of the Current and Potential Energy Efficiency of the Pumping System

In order to establish the current energy efficiency of pumping systems, the methodology proposed by Abadía et al. (2008) has been applied. According to this methodology, the current Pumping Energy Efficiency (PEE_c) is obtained through the relation of the current hydraulic power supplied by the pump (P_{hc}) (obtained from the current flow and head supplied) and the current active power absorbed in the electric panelboard (P_{ac}):

$$PEE_c(\%) = \frac{P_{hc}}{P_{ac}} 100 \quad (5)$$

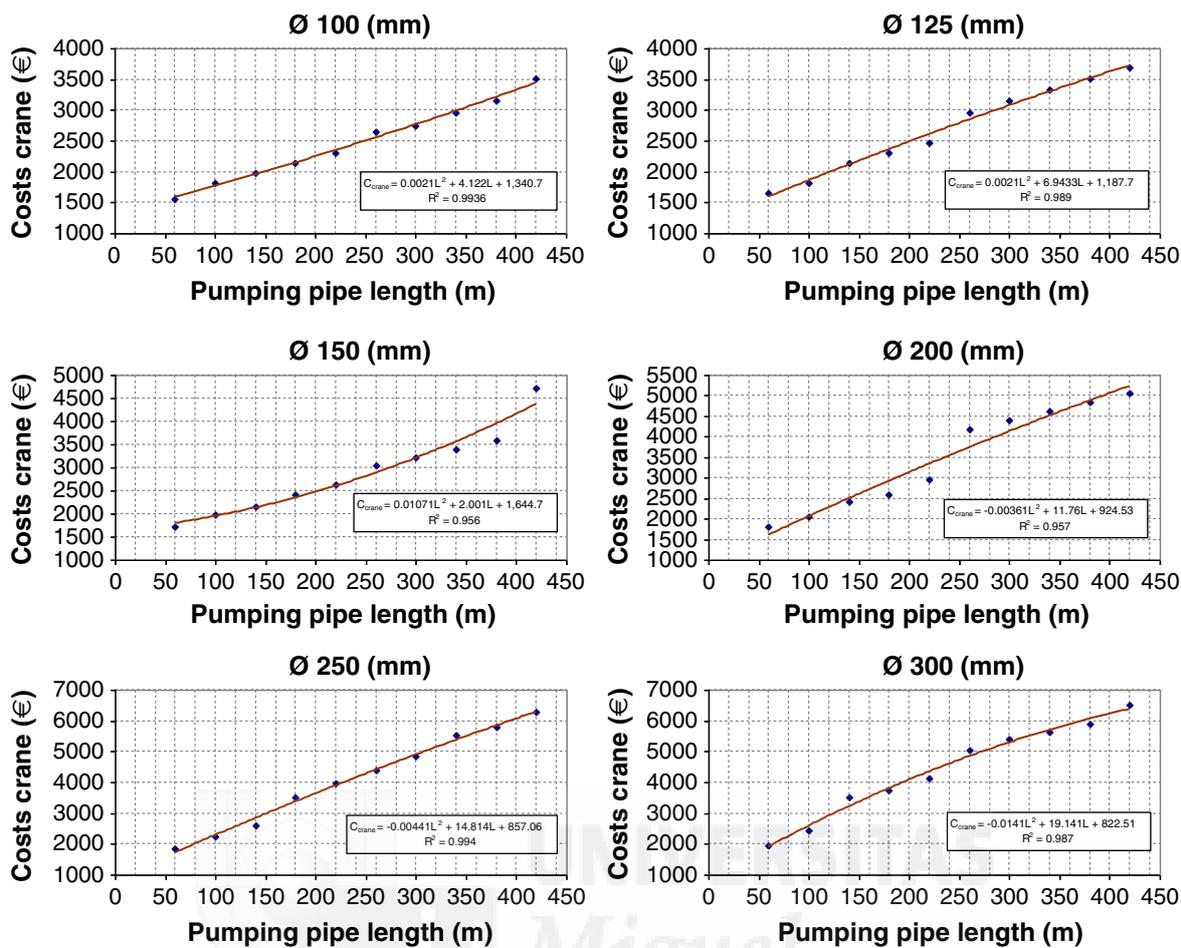


Fig. 1 Crane costs according to the length of the pipe column for different pipe diameters

P_{hc} is obtained applying Eq. 3, using current flow and head (Q_c and H_c) values measured in the pumping station. P_{ac} is obtained by measuring the current absorbed power in the low voltage zone of the electric panelboard. Therefore, the efficiency of all the elements of the pumping station, except the electric transformer, are jointly considered in PEE_c .

Potential Pumping Energy Efficiency (PEE_p) is the PEE that can be achieved after maintenance operations have been carried out.

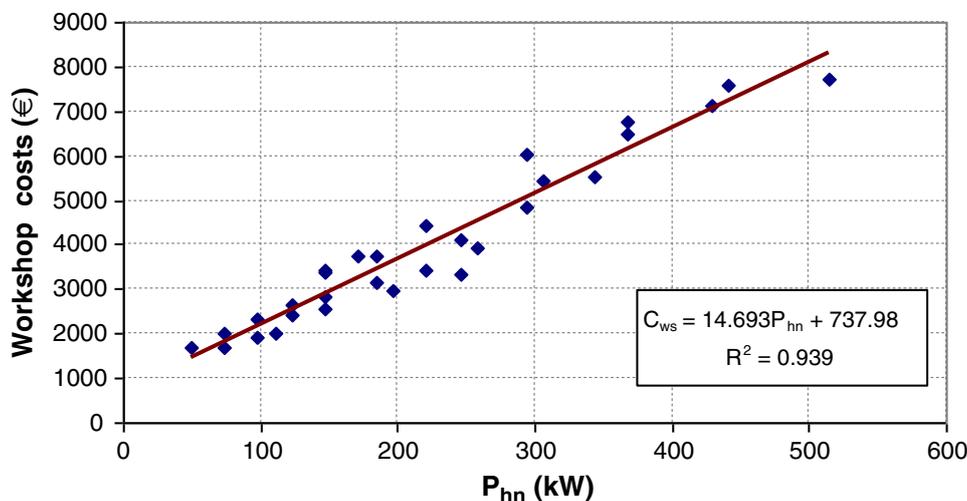


Fig. 2 Workshop costs vs. the hydraulic power supplied by the pump

To determine the potential PEE (PEE_p), the characteristics (H,Q) and efficiency curve supplied by the manufacturer have been used. PEE_p of each analyzed pumping system has been obtained using the following equation:

$$PEE_p(\%) = \eta_{pump} \cdot \eta_{engine} \cdot \eta_{system} \cdot \eta_{wire} \quad (6)$$

where η_{pump} is the potential efficiency of the pump; η_{engine} is the efficiency of the engine; η_{system} is the system efficiency; and η_{wire} is the cable efficiency.

The potential efficiency of the pump has been attained for the current head supplied (H_c) at the potential flow (Q_p) obtained from the characteristic curve of the pump. The efficiency of the engine has also been obtained from the datasheet for the current head supplied.

The system efficiency is a reduction coefficient of the potential efficiency that includes the efficiency of other elements of the installation, such as power panelboard efficiency, efficiency losses due to encrustations in the pipe and faults in the wiring (Moreno et al. 2007; Abadía et al. 2012). In addition, we must consider that after maintenance works in a pumping system, it does not reach its original efficiency. This efficiency decrease has also been included in the system efficiency, to which a value of 98 % has been finally assigned.

To determine the losses in the wiring, the coefficients from the Low Voltage Technical Guide (MICYT 2003) have been used. Then, the cable efficiency has been obtained using the following equation:

$$\eta_{wire}(\%) = \frac{P_{aeng}}{P_{ap}} 100 \quad (7)$$

where P_{aeng} is the power absorbed by the engine in kW; and P_{ap} is the potential active power absorbed in the panelboard in kW, both for the potential flow and current head supplied. P_{aeng} is calculated applying the following equation:

$$P_{aeng} = \frac{P_{hp}}{\eta_{pump} \cdot \eta_{engine}} \quad (8)$$

where P_{hp} is the potential hydraulic power supplied by the pump in kW and is obtained applying Eq. 3, but with the current head and potential flow supplied (H_c and Q_p); η_{pump} and η_{engine} are the efficiencies of the pump and engine respectively, also for the current head and potential flow supplied.

Finally, P_{ap} is calculated adding to the P_{aeng} the power losses in the wiring, applying the following equations:

$$P_{ap} = P_{aeng} + PL_w \quad (9)$$

$$PL_w = \frac{3 \cdot R \cdot I^2}{1000} \quad (10)$$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad (11)$$

$$I = \frac{P_{aeng}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} \quad (12)$$

Where PL_w are the power losses in the cable in kW, calculated according to Joule's first law; R is the electrical resistance of the wires in Ω (ohms); I is the electric current in A (amperes); ρ is the electrical resistivity of the conductor material in $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (0,021 for copper at 70 °C); L is the wire length in m; A is the copper cross-section of the cable in mm^2 ; V is the electric potential difference in V (volts); $\cos \varphi$ is the power factor.

2.4 Calculation of the Energy Costs

To establish the decrease of energy costs arising from maintenance works, the specific energy consumption of the current situation (E_{avc}) and the specific energy consumption of the potential situation after the maintenance (E_{avp}) have been calculated. The specific energy consumption represents the active energy consumption per unit of pumped volume, measured in kWh/m^3 . With both values of specific energy, the energy costs have been calculated for both the current situation (C_{evc}) and the potential situation (C_{evp}), obtained in $\text{€}/\text{m}^3$, applying Eqs. 13 and 14 respectively. The energy price (EP) has been calculated applying the actual weighted price of energy, measured in $\text{€}/\text{kWh}$, for each of the analyzed pumping systems. EP has been obtained considering the agreed electric rates and the percentage of use in each period of time for each pumping system.

$$C_{evc} \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) = E_{avc} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right) \cdot EP \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \left[\frac{P_{ac} (\text{kW})}{Q_c \left(\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right)} \right] \cdot EP \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (13)$$

$$C_{evp} \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) = E_{avp} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right) \cdot EP \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \left[\frac{P_{hp} (\text{kW}) \cdot 100}{Q_p \left(\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right) \cdot PEE_p (\%)} \right] \cdot EP \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (14)$$

where Q_c and Q_p are the current and potential flow supplied by the pump.

The percentage of cost savings have been calculated with the following equation:

$$Saving (\%) = \frac{C_{evc} - C_{evp}}{C_{evc}} \cdot 100 \quad (15)$$

Maintenance costs (C_M) must be compared to C_{evc} and C_{avp} to establish the moment when maintenance labors must be done. Thus, maintenance costs per unit of pumped volume (C_{Mv}) are determined by the following equation:

$$C_{Mv} \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) = \frac{C_M (\text{€})}{Q_m \left(\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right) \cdot T (\text{h})} \quad (16)$$

being C_M the total maintenance costs, calculated by Eq. 4; Q_m the average flow between the potential flow being raised after maintenance (Q_p) and the current flow (Q_c); and T the working hours between maintenance works. The value of T is not registered in the twenty two systems analyzed, and so, a lifetime of 8,000 working hours has been estimated for the periods between maintenance works. This is a conservative figure based on the experience of specialized companies.

Therefore, the implementation of a preventive maintenance plan will be profitable when:

$$C_{evc} > C_{evp} + C_{Mv} \quad (17)$$

3 Results and Discussion

The measured values of Q_c , H_c and P_{ac} , and the calculated values of P_{hc} and PEE_c , are shown in Table 2.

The average energy efficiency of the analyzed well pumping systems is 50.2 %, being under the recommended value of 60 % (Abadía et al. 2008). Very diverse energy efficiency values have been reached, from a maximum of 67.7 % to 30 % or lower. The high efficiency observed in some of the well pumps proves that it is possible to reach a high performance by correctly selecting the engine, pump and wiring and by keeping the features of the pumping station.

Comparing current flow and head data shown in Table 2 with potential values displayed in Table 1, in all the systems there is a huge difference between the current and potential values of both, being one of the reasons for a low PEE_c in some of them, as in P.1.1, P.1.2, P.3.2 and P.4.3. Nevertheless, in other pumping systems like P.1.5, P.1.7, P.1.8 and P.5.5 there is high PEE_c but still with a big difference between current and potential supplied flow and head.

So as to identify the cause of low PEE_c , those values are compared to PEE_p values obtained by Eq. 6. Both are shown in Table 3 with the values of pump, engine and cable

Table 2 Pumping values of performance in the pumping systems analyzed

ID. Pumping System	Q_c (m ³ /h)	H_c (m)	P_{ac} (kW)	P_{hc} (kW)	PEE_c (%)
P.1.1	67.40	237.53	145.30	43.63	30.02
P.1.3	78.90	267.20	210.90	57.45	27.24
P.1.3	178.60	326.48	356.40	158.89	44.58
P.1.4	230.90	111.19	122.60	69.96	57.06
P.1.5	250.00	308.88	311.40	210.42	67.57
P.1.6	250.10	339.05	432.90	231.07	53.38
P.1.7	300.80	372.74	474.00	305.53	64.46
P.1.8	395.10	250.35	438.90	269.54	61.41
P.1.9	534.80	110.20	311.80	160.60	51.51
P.2.1	106.60	107.08	66.70	31.11	46.63
P.3.1	44.50	58.29	16.70	7.07	42.33
P.3.2	42.70	75.43	24.80	8.78	35.39
P.3.3	59.85	78.20	25.70	12.75	49.63
P.4.1	567.00	153.30	410.70	236.86	57.67
P.4.2	538.80	151.10	457.10	221.85	48.53
P.4.3	468.30	154.55	500.50	197.22	39.41
P.5.1	101.52	236.51	120.50	65.43	54.30
P.5.2	182.20	213.60	211.80	106.05	50.07
P.5.3	210.60	198.11	218.00	113.69	52.15
P.5.4	222.12	233.66	261.80	141.43	54.02
P.5.5	283.70	158.00	191.15	122.15	63.90
P.5.6	337.00	252.12	422.00	231.53	54.86
Average	247.80	199.71	260.53	134.85	50.28

efficiency. It can be observed that PEE_p values are possible to achieve in practice as they are close to the PEE_c values measured in some systems (P.1.5, P.1.7, P.1.8 and P.5.5), indicating that the systems are working close to the optimal conditions specified on the datasheet.

Nevertheless, in pumping systems P.1.6, P.2.1 and P.3.3, despite the fact that pumps are working close to the potential value, these values are under 60 %. This indicates that the pump is working far from its optimal working point for the current conditions of the well. In these cases, it would be necessary to consider a pump replacement or the inclusion of a new impeller to achieve the appropriate efficiency. It would also be necessary to move the working point to the high efficiency zone. This also happens in pumping systems P.3.1 and P.3.2 where PEE_p values are very low.

In the remaining pumping systems, where PEE_c values are under 60 % while PEE_p is over 60 % (P.1.1, P.1.2, P.1.3, P.1.4, P.1.6, P.1.9, P.4.1, P.4.2, P.4.3, P.5.1, P.5.2, P.5.3, P.5.4 and P.5.6), the possible causes explaining the low energy efficiency could be the following:

- Loss in hydraulic performance due to wear of their elements like impeller, pump casing, pump bearing, seal rings, etc.
- Inappropriate section of wires which causes a high energy loss in the energy transfer from the electric panelboard to the engine terminal.
- Leaks in the pipe column generally due to corrosion.

Table 3 Current and potential values of PEE

ID. Pumping System	PEEc (%)	Potential values (%)				PEE _p
		η_{pump}	η_{engine}	η_{wire}	$\eta_{system.}$	
P.1.1	30.02	72.0	90.5	97.6	98	62.3
P.1.3	27.24	70.0	90.5	97.0	98	60.2
P.1.3	44.58	78.0	90.0	94.1	98	64.7
P.1.4	57.06	78.0	90.0	99.0	98	68.1
P.1.5	67.57	78.0	90.5	98.7	98	68.3
P.1.6	53.38	75.0	82.5	98.6	98	59.8
P.1.7	64.46	80.6	90.0	98.5	98	70.0
P.1.8	61.41	80.0	90.5	98.6	98	70.0
P.1.9	51.51	80.0	90.0	96.8	98	68.3
P.2.1	46.63	58.6	91.0	97.6	98	51.0
P.3.1	42.33	77.1	88.0	83.6	98	55.6
P.3.2	35.39	78.0	88.0	79.3	98	53.3
P.3.3	49.63	60.0	88.0	91.9	98	47.5
P.4.1	57.67	76.0	89.0	98.2	98	65.1
P.4.2	48.53	76.5	89.0	98.8	98	65.9
P.4.3	39.41	75.5	89.0	99.2	98	65.3
P.5.1	54.30	72.0	89.0	97.3	98	61.1
P.5.2	50.07	77.0	89.0	97.1	98	65.2
P.5.3	52.15	75.0	89.0	97.3	98	63.7
P.5.4	54.02	82.0	89.0	94.7	98	67.7
P.5.5	63.90	80.0	89.0	97.4	98	68.0
P.5.6	54.86	78.0	91.0	98.9	98	68.8
Average	50.28	75.3	89.2	95.9	98	63.2

- Inadequate drilling of the wells causing problems in the process of sweeping solid materials and an early erosion of impellers.

Wire efficiency is a basic parameter to maximize pumping costs and prevent breakdowns due to over-warming of the conducting materials, especially in the pumping systems that collect water from big depths. In several systems (P.1.3, P.3.1, P.3.2 and P.3.3), wiring efficiency is under 95 % and its voltage drop is over the maximum of 5 % established by the standard MICYT (2002). It is highly recommended that voltage fall does not exceed these values, either by supplying pumping systems at 1,000 V instead of at 500 or 380 V, in the case of those wells being at big depths, or by increasing the cross-section of conducting wires or the number of wires if the well permits.

Results regarding the cost estimations can be seen in Table 4, where the costs of crane works (C_{cr}), costs of maintenance works performed in the workshop (C_{ws}), the total maintenance costs (C_M and C_{Mv}), the cost of the current and potential specific energy consumed (C_{evp} and C_{evc}), and the sum of C_{Mv} and C_{evp} are shown. In Fig. 3 the saving percentage after maintenance works compared to the current situation (Eq. 15) is displayed.

In Table 4 we can observe the costs' fall subsequent to the performance of the maintenance works in pumping systems where their PEE_p is greater than their PEE_c (see Table 3). The implementation of a maintenance plan has been proved to be profitable according to Eq. 17, except in systems P.1.5 and P.3.3, where the potential energy costs are greater than

Table 4 Comparison between current energy costs and total costs including maintenance

ID. Pumping System	C_{cr} (€)	C_{ws} (€)	C_M (€)	C_{Mv} (c€/m ³)	C_{evp} (c€/m ³)	$C_{evp}+C_{Mv}$ (c€/m ³)	C_{evc} (c€/m ³)
P.1.1	3,209	2,641	5,850	0.6062	9.35	9.96	19.44
P.1.2	3,541	2,652	6,193	0.6113	10.89	11.50	24.10
P.1.3	4,472	4,819	9,290	0.4926	11.81	12.31	17.28
P.1.4	2,805	2,064	4,869	0.2430	4.29	4.53	5.12
P.1.5	3,898	3,848	7,746	0.3915	11.11	11.50	11.23
P.1.6	5,526	5,077	10,603	0.5179	13.38	13.89	14.99
P.1.7	5,643	5,884	11,527	0.4635	12.55	13.02	13.65
P.1.8	3,903	5,019	8,922	0.2743	8.13	8.41	9.27
P.1.9	3,341	3,326	6,667	0.1469	4.21	4.36	5.62
P.2.1	2,087	2,660	4,747	0.2784	7.55	7.83	8.29
P.3.1	1,954	900	2,855	0.5386	3.11	3.65	4.37
P.3.2	2,010	1,137	3,147	0.4353	4.03	4.47	6.76
P.3.3	2,120	1,036	3,156	0.6584	5.06	5.72	5.00
P.4.1	3,228	5,206	8,434	0.1638	5.19	5.35	5.87
P.4.2	3,228	5,206	8,434	0.1668	5.05	5.22	6.87
P.4.3	3,228	5,062	8,290	0.1751	8.04	8.21	13.32
P.5.1	4,121	2,035	6,156	0.7276	11.30	12.03	12.75
P.5.2	4,095	2,948	7,044	0.4171	8.78	9.20	11.46
P.5.3	3,288	2,948	6,236	0.3313	8.83	9.16	10.81
P.5.4	4,311	3,381	7,691	0.3868	9.92	10.30	12.66
P.5.5	3,248	2,540	5,788	0.2549	6.19	6.45	6.57
P.5.6	4,286	4,552	8,837	0.3278	9.90	10.23	12.43
Average	3,525	3,406	6,931	0.3913	8.12	8.51	10.81

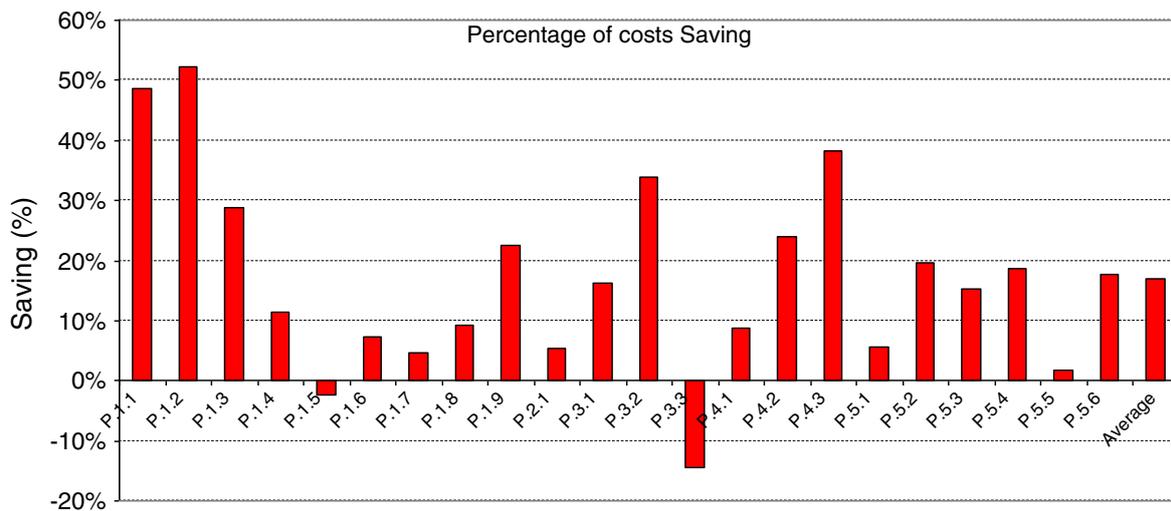


Fig. 3 Percentage of costs saving for each pumping system

the actual ones, but for different reasons. In P.1.5 PEE_c is greater than 60 % and very close to PEE_p and therefore, the maintenance costs are greater than the reduction of energy cost, hence, maintenance labors are not profitable. In P.3.3 PEE_c and PEE_p are both too low, and even PEE_p is lesser than PEE_c , and thus the energy costs after maintenance works should be greater. This fact implies that it would be necessary to consider a pump replacement to improve its PEE.

In Fig. 3 can be observed that the percentage of costs saving can rise values close to 50 % of the current costs in system P.1.1 and P.1.2. In the remaining pumping systems where the PEE_p is below 60 % (P.1.6, P.2.1, P.3.1 and P.3.2), in spite of the costs saving after performing the maintenance works, it would be necessary to make a cost analysis to assess whether the replacement of the pump should be considered or not.

In pumping systems P.1.1, P.1.2, P.1.3, P.3.2 and P.4.3, with low PEE_c values, the cost saving is higher than 25 % of current costs, and therefore the maintenance works are very advisable.

On average, the economic saving achieved is 17 %. It can be deduced that the adjustment of pumping stations through maintenance works should mean a drastic decrease in exploitation energy costs in most of the pumping systems studied. The average decrease for the 22 systems studied ranges from a C_{evc} of 10.81 c€/m³ to a C_{evp} of 8.12 c€/m³. The average C_{Mv} is 0.392 c€/m³ and it should be added to water extraction costs, representing an increase of 4.8 % over the C_{evp} .

4 Conclusions

The modernization of irrigation must be accompanied by adjustments in its management. This management becomes essential in the preventive maintenance of pumping stations for ground water extraction.

Preventive and periodic maintenance of submersible pumping stations for ground water extraction provides advantages compared to the present repairing culture put into practice in water users associations, allowing not only important energy and economic savings but also improving the guarantee of supply.

A methodology based on some basic system parameters has been proposed. Such a methodology makes it possible to estimate maintenance costs of pumping stations for ground water extraction which consume most of the energy used in irrigation.

The results of the analysis of efficiency and energy costs in 22 wells, comparing the actual performance and the potential improvements derived from maintenance works, show an increase in efficiency from 50.28 % to 63.2 % and an average saving of 17 % in energy costs.

The proposed methodology has been proved as a useful decision tool to the performance of preventive maintenance works in order to both, recover the pump energy efficiency to acceptable values and reduce energy costs.

The current inadequate energy efficiency obtained in some cases, as well as the low relative costs associated to maintenance works justify the execution of preventive maintenance programs for the extraction of ground water, replacing the present “repairing culture” and implementing a “maintenance culture” in water users associations.

References

- Abadía R, Rocamora MC, Ruiz A, Puerto H (2008) Energy efficiency in irrigation distribution networks I: theory. *Biosyst Eng* 110:21–27
- Abadía R, Rocamora MC, Córcoles JI, Ruiz-Canales A, Martínez-Romero A, Moreno MA (2010) Comparative analysis of energy efficiency in water users associations. *Span J Agric Res* 8:134–142, Special issue (S2): Solutions to the water deficit in agriculture
- Abadía R, Rocamora MC, Vera J (2012) Energy efficiency in irrigation distribution networks II: applications. *Biosyst Eng* 111:398–411
- Alexandratos N, Bruinsma J (2012) World agriculture towards 2030/2050: the 2012 revision. ESA Working Paper No. 12-03. FAO Agricultural Development Economics Division
- European Commission (2001) Study on improving the energy efficiency of pumps. Available at: http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/motorchallenge/pdf/SAVE_PUMPS_Final_Report_June_2003.pdf. Last accessed: March, 2013
- Fleming J (1989) Identification and implementation of effective pumping system energy cost savings. Pumping Cost Savings in the Water Supply Industry Seminar. Institution of Mechanical Engineers
- Helweg OJ (1982) Economics of improving well and pump efficiency. *Ground Water* 20(5):556–562
- Jackson TM, Hanjra MA, Khan S, Hafeez MM (2011) Building a climate resilient farm: a risk based approach for understanding water, energy and emissions in irrigated agriculture. *Agric Syst* 104:729–745
- MARM-Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (2002) Plan Nacional de Regadíos, Horizonte 2008. Madrid, Spain. (In Spanish)
- MICYT-Ministerio de Ciencia y Tecnología (2002) Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Madrid, Spain. (In Spanish)
- MICYT-Ministerio de Ciencia y Tecnología (2003) Guía técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Anexo 2. Cálculo de caídas de tensión. Madrid, Spain. (In Spanish)
- Mora M (2010) Eficiencia energética y costes de mantenimiento de grupos sumergidos de pozo profundo en Comunidades de Regantes. Master's Thesis. Universidad Miguel Hernández de Elche; Escuela Politécnica Superior de Orihuela, Spain. (In Spanish)
- Moreno MA, Carrión PA, Planells P, Ortega JF, Tarjuelo JM (2007) Measurement and improvement of the energy efficiency at pumping stations. Research Paper: SW-Soil and Water. *Biosyst Eng* 98:479–486 (In Spanish)
- Moreno MA, Moraleda DA, Córcoles JI, Tarjuelo JM, Abadía R, Rocamora MC, Ruiz A, Mora M, Vera J, Puerto H, Andreu J, Cámara JM, Melián A (2009) Estudio comparativo sobre medidas de ahorro energético y económico en comunidades de regantes. XXVII Congreso Nacional de Riegos. Murcia, 16–18 de junio de 2009. (In Spanish)
- Moreno MA, Córcoles JI, Moraleda DA, Martínez A, Tarjuelo JM (2010a) Optimization of underground water pumping. *J Irrig Drain Eng* 136:414–420
- Moreno MA, Ortega JF, Córcoles JI, Martínez A, Tarjuelo JM (2010b) Energy analysis of irrigation delivery systems: monitoring and evaluation of proposed measures for improving energy efficiency. *Irrig Sci* 28(5):445–460
- Ortiz M, Palomo A (2012) Maintaining deep well submersibles. *World pumps magazine* April 2012. Elsevier. Digital issue. Available at: <http://www.worldpumps.com/download/778>. Last accessed: March, 2013
- Playán E, Mateos L (2006) Modernization and optimization of irrigation systems to increase water productivity. *Agric Water Manag* 80:100–116
- Reeves DT (1960) Deterioration of a centrifugal pump in service. *Allen Eng Rev*

- Rocamora C, Vera J, Abadía R (2012) Strategy for Efficient Energy Management to solve energy problems in modernized irrigation: analysis of the Spanish case. *Irrig Sci*. doi: [10.1007/s00271-012-0394-5](https://doi.org/10.1007/s00271-012-0394-5)
- Rodríguez JA, Montesinos P, Camacho E (2012) Detecting critical points in on-demand irrigation pressurized networks – a new methodology. *Water Resour Manag* 26(6):1693–1713
- Siebert S, Burke J, Faures JM, Frenken K, Hoogeveen J, Döll P, Portmann FT (2010) Groundwater use for irrigation – a global inventory. *Hydrol Earth Syst Sci* 14:1863–1880
- Zektser IS, Everett LG (2004) Groundwater resources of the world and their use, UNESCO IHP-VI Series on Groundwater No 6, UNESCO, Paris, France, Available at: <http://unesdoc.unesco.org/images/0013/001344/134433e.pdf>. Last accessed: March, 2013



ANEJO III. GALERÍA DE IMÁGENES DE LAS LABORES DE MANTENIMIENTO
REALIZADAS EN EL POZO DE VALIDACIÓN





Desmontaje del brocal del pozo (1)



Desmontaje del brocal del pozo (2)



Desmontaje del brocal del pozo (3)



Vista interior del estado de las paredes de la columna de impulsión del pozo



Inicio de extracción de tramos de la columna de impulsión del pozo



Extracción de tramos de la columna de impulsión del pozo



Acopio de un tramo de la columna de impulsión del pozo



Vista del acopio de los cables adyacente al brocal del pozo



Acopio de los tramos de tubería de la columna de impulsión del pozo



Equipo de bombeo de pozo en taller especializado para su mantenimiento preventivo



Rodetes de la bomba