



DOCUMENTO 2:
ANEXOS A LA MEMORIA



INDICE ANEXOS

ANEXO I: PLANOS

ANEXO II: DOCUMENTACIÓN FOTOGRÁFICA

ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS



ANEXO I: PLANOS



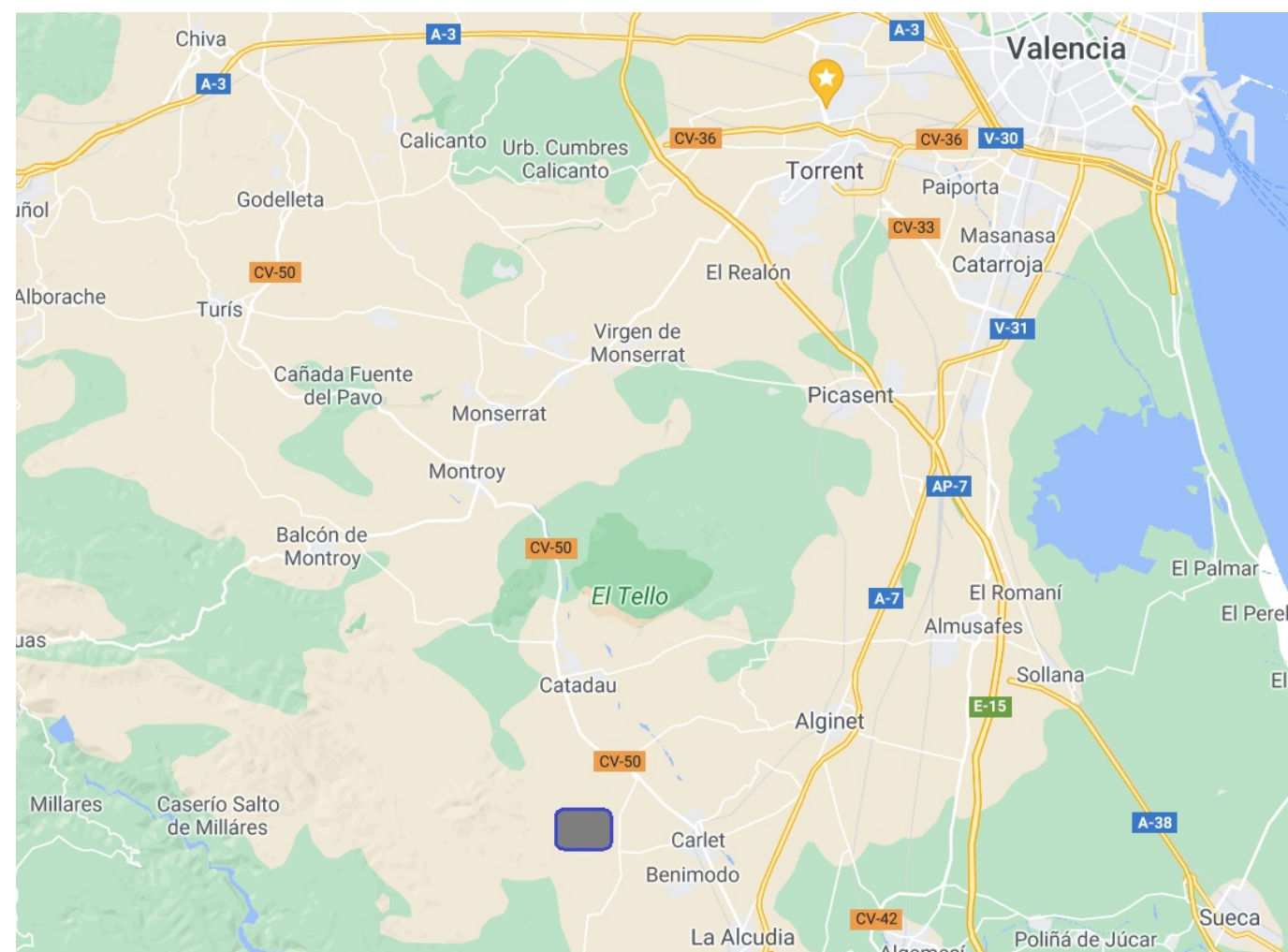
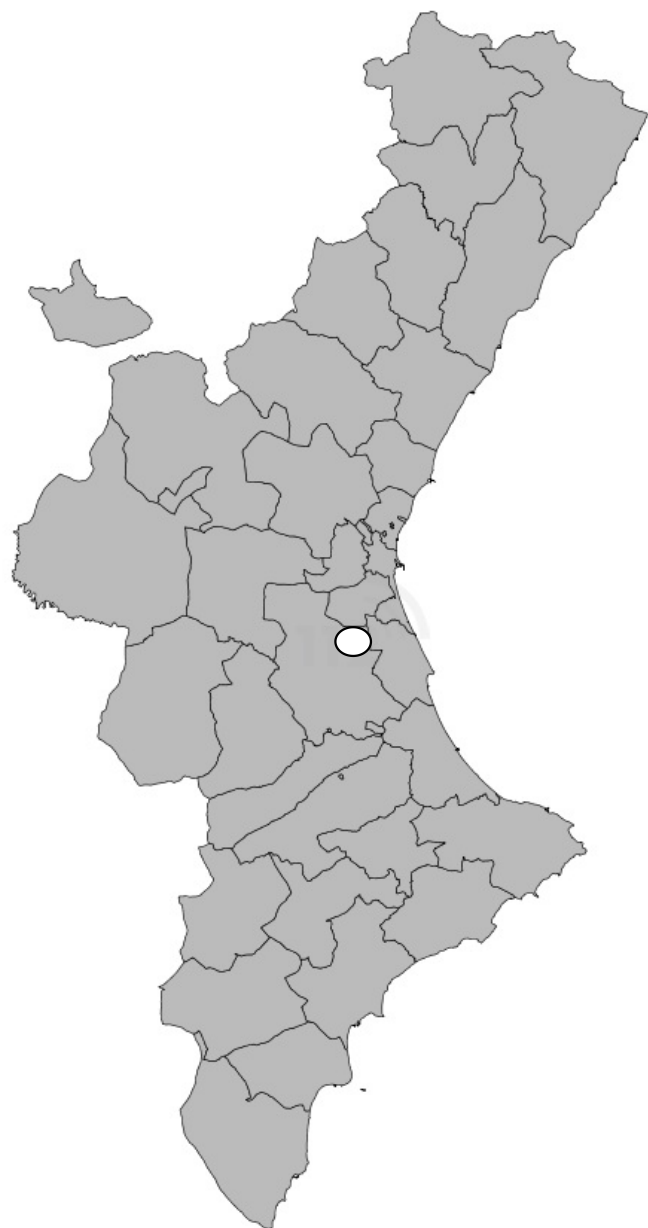
ÍNDICE

PLANO 1: SITUACIÓN

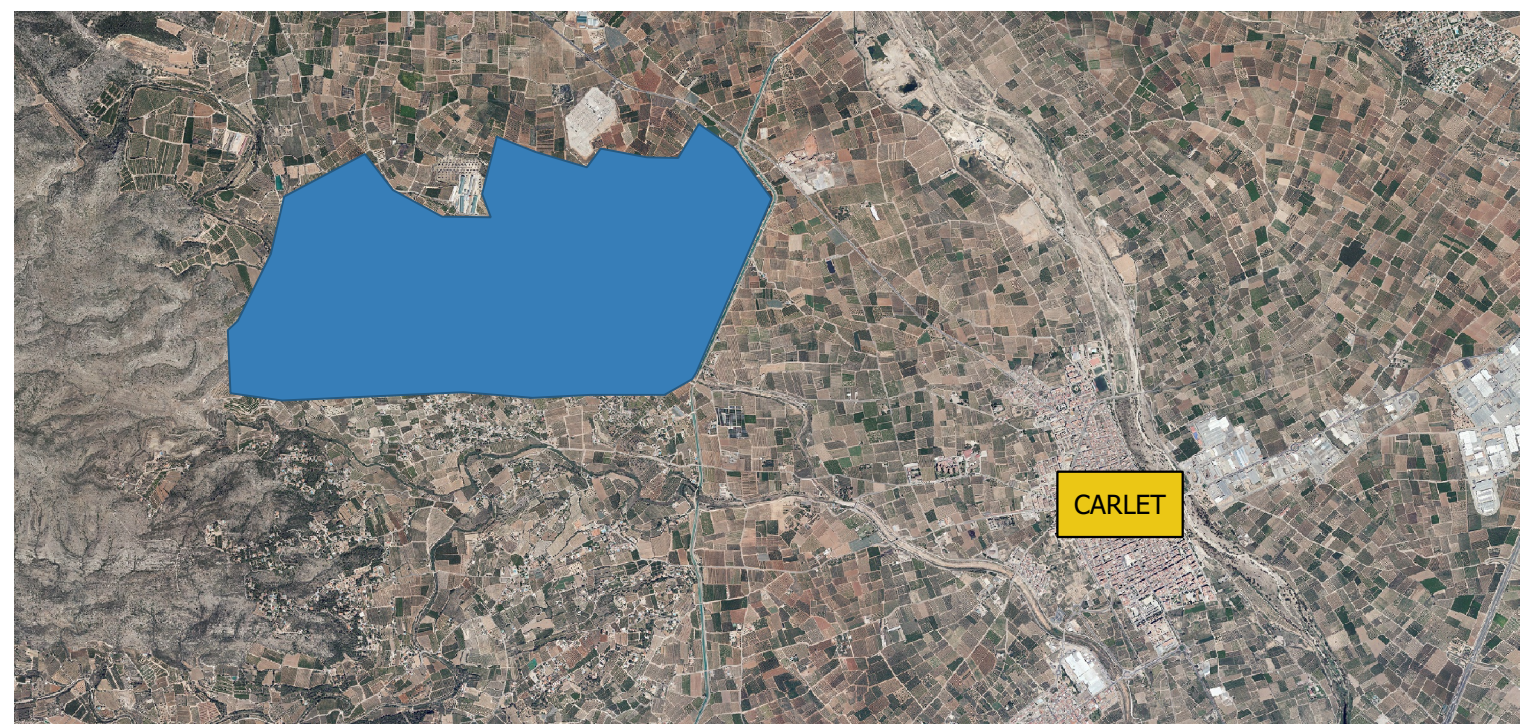
PLANO 2: EMPLAZAMIENTO

PLANO 3: LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

PLANO 4: UBICACIÓN ELEMENTOS RED CC.RR. L' ESTEPAR

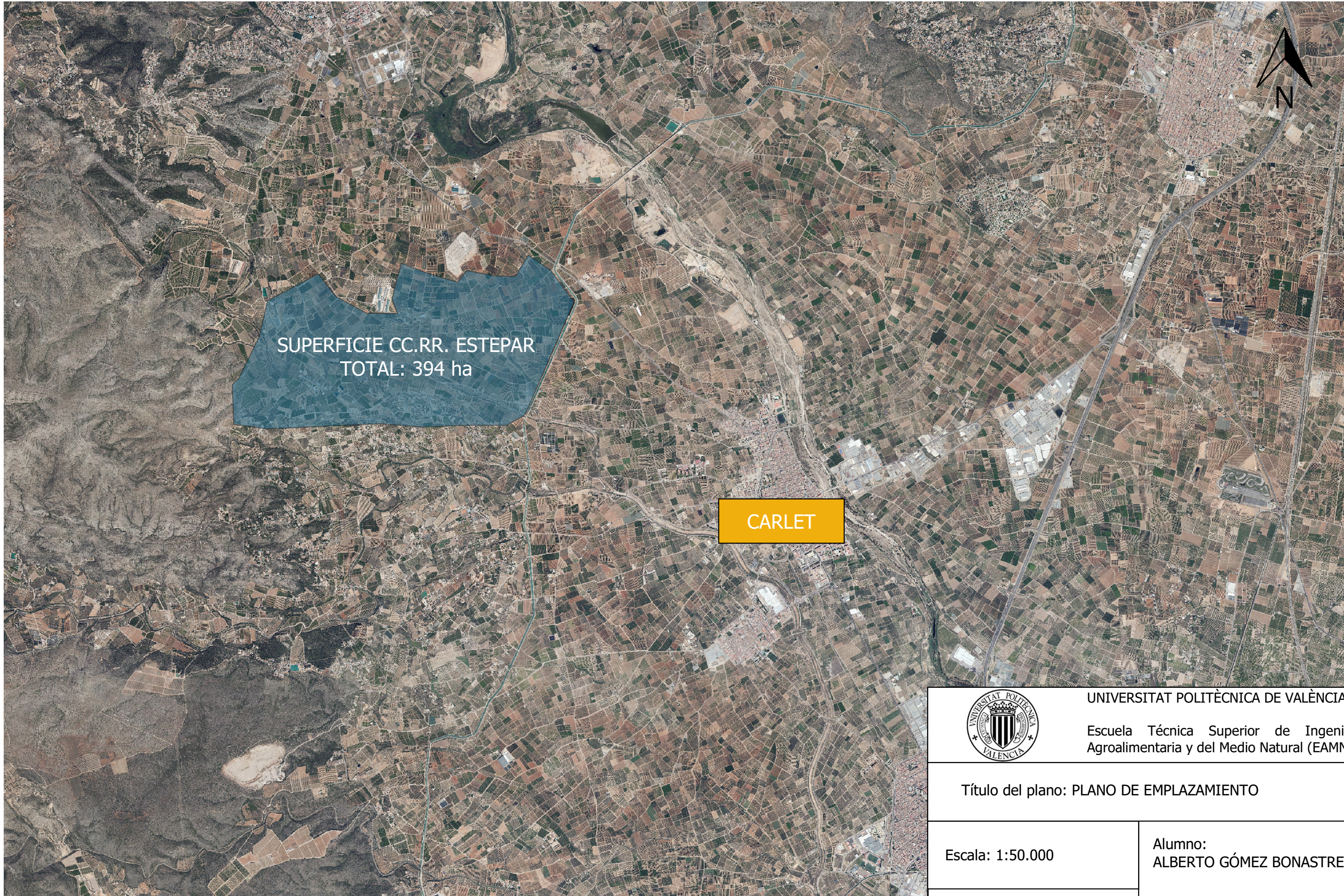


1:250.000



1:50.000

	UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
	Escola Tècnica Superior de Ingenieria Agroalimentaria y del Medio Natural (EAMN)	
Título del plano: PLANO DE SITUACIÓN		
Escala: VARIAS	Alumno: ALBERTO GÓMEZ BONASTRE	
Nº Plano: 1	Curso: 2020-2021	



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agroalimentaria y del Medio Natural (EAMN)

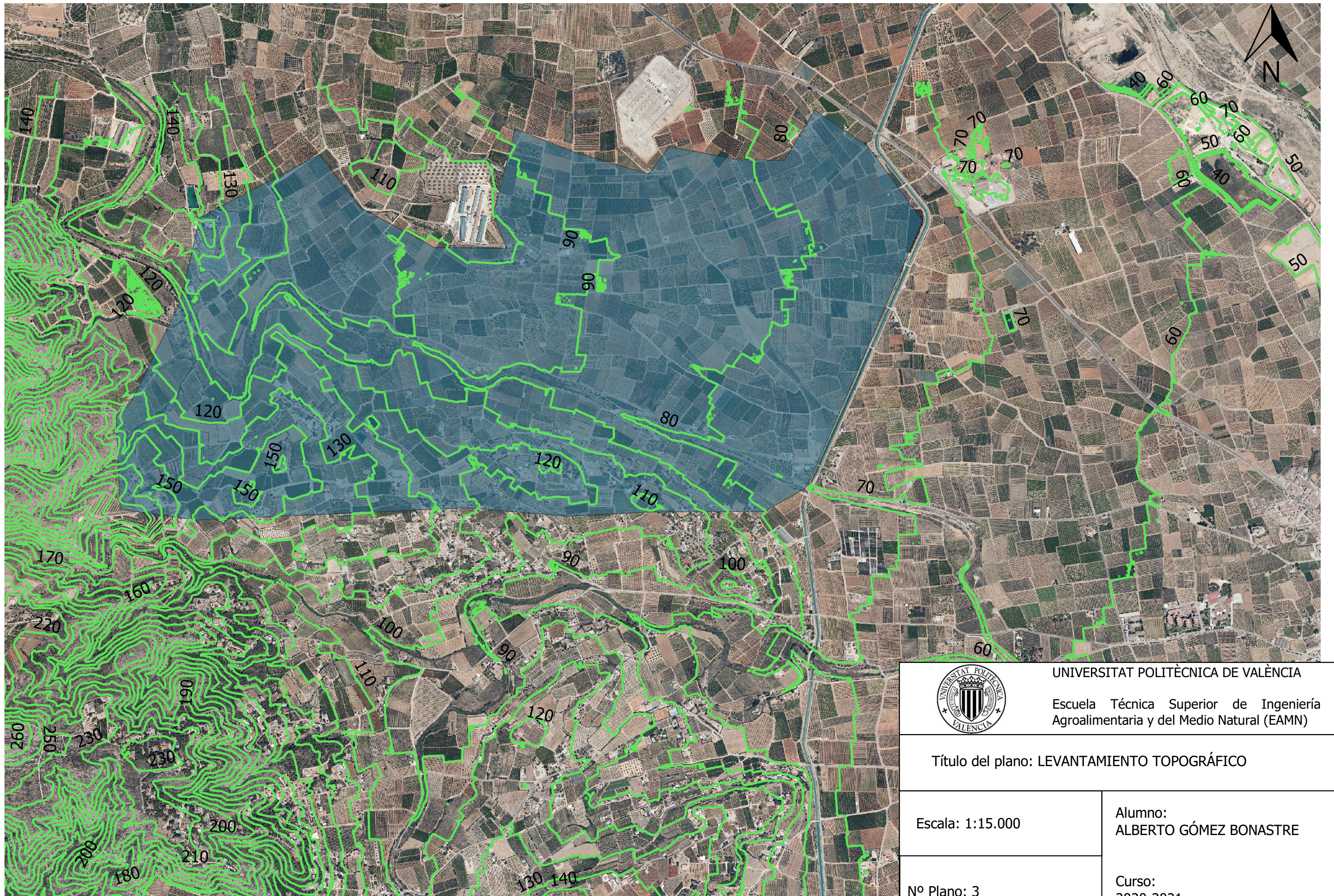
Título del plano: PLANO DE EMPLAZAMIENTO

Escala: 1:50.000

Alumno:
ALBERTO GÓMEZ BONASTRE

Nº Plano: 2

Curso:
2020-2021



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Agroalimentaria y del Medio Natural (EAMN)

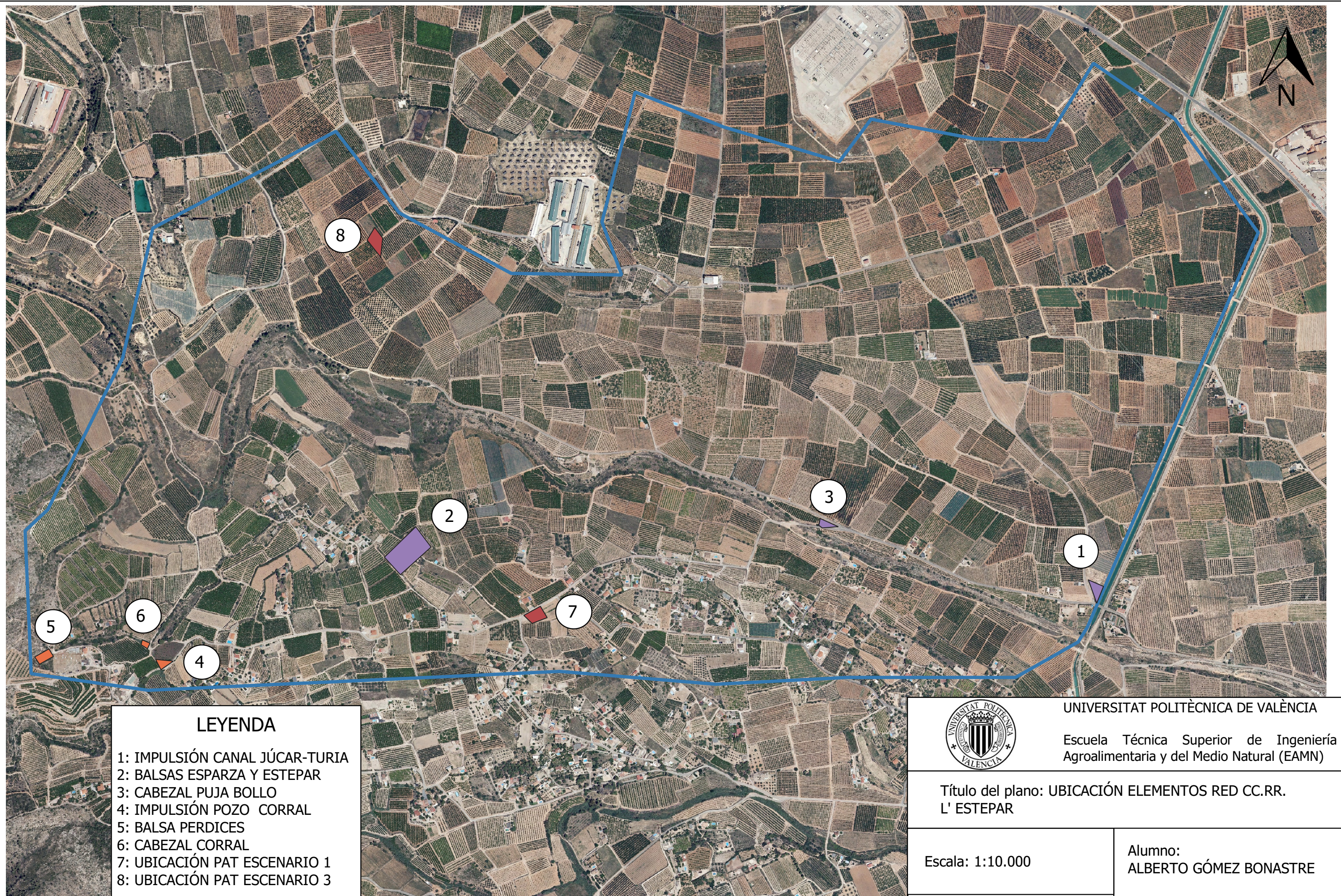
Título del plano: LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

Escala: 1:15.000

Alumno:
ALBERTO GÓMEZ BONASTRE

Nº Plano: 3

Curso:
2020-2021



- LEYENDA**
- 1: IMPULSIÓN CANAL JÚCAR-TURIA
 - 2: BALSAS ESPARZA Y ESTEPAR
 - 3: CABEZAL PUJA BOLLO
 - 4: IMPULSIÓN POZO CORRAL
 - 5: BALSA PERDICES
 - 6: CABEZAL CORRAL
 - 7: UBICACIÓN PAT ESCENARIO 1
 - 8: UBICACIÓN PAT ESCENARIO 3



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
 Escuela Técnica Superior de Ingeniería
 Agroalimentaria y del Medio Natural (EAMN)

Título del plano: UBICACIÓN ELEMENTOS RED CC.RR.
 L' ESTEPAR

Escala: 1:10.000

Alumno:
 ALBERTO GÓMEZ BONASTRE

Nº Plano: 4

Curso:
 2020-2021



ANEXO II: DOCUMENTACIÓN FOTOGRAFICA



ÍNDICE

1.	Introducción	1
2.	Puntos de captación	1
2.1.	Canal Júcar-Turia	1
2.2.	Pozo el Corral	3
3.	Balsas de regulación.....	3
3.1.	Balsas Esparza y Estepar.....	3
3.2.	Balsa Perdices.....	4
4.	Cabezales de riego.....	4
4.1.	Cabezal Puja Bollo	4
4.2.	Cabezal Corral	6
5.	Elementos de control y regulación.....	7
6.	Hidrante multiusuario	8

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Vista canal Júcar-Turia desde el punto de captación	1
Figura 2: Esquema del funcionamiento del canal, conexionado de dos bombas centrífugas de eje vertical en paralelo y tubería de fundición a las balsas Esparza y Estepar	1
Figura 3: Compuertas entrada del agua del canal a la zona de aspiración	2
Figura 4: Bombas centrífugas de eje vertical conectadas en paralelo	2
Figura 5: Válvula de control de bombeo a la salida de la bomba	2
Figura 6: Ubicación pozo del corral (trampilla gris) y caseta para el control y monitorización de la bomba vertical.....	3
Figura 7: Balsa Esparza (V=6.500 m ³)	3
Figura 8: Balsa Estepar cubierta (V=5400 m ³)	3
Figura 9: Vista tubería de llenado de la balsa Perdices (V=2700 m ³).....	4
Figura 10: Interior del cabezal, en el fondo los equipos de filtrado de un color rojo, a la derecha el equipo de fertirrigación y en la parte baja la ramificación de la red para abastecimiento de los sectores.....	4
Figura 11: Equipo de filtrado cabezal, dos equipos de filtros de malla conectados en paralelo ..	5
Figura 12: Ramificación redes secundarias a la salida del cabezal	5
Figura 13: Sistema de fertirrigación adoptado en el cabezal.....	5
Figura 14: Caseta del cabezal Corral	6
Figura 15: Tubería de entrada proveniente de la balsa Perdices y válvula de cierre	6
Figura 16: Electrobombas de accionamiento en el riego de la red 1.2.....	6
Figura 17: Equipos de filtrado de tipo malla conectados en paralelo y depósitos para fertirrigación (derecha de la fotografía).....	7
Figura 18: Válvulas reductoras de presión asociadas a la red 1, empleadas en el riego del sector 3.....	7
Figura 19: Válvula de doble membrana, conectada a la salida del cabezal Corral y empleada en caso de riego de la red 1.2 por bombeo para mantener la presión aguas arriba.....	8
Figura 20: Vista de un hidrante multiusuario (H-1201).....	8
Figura 21: Detalle hidrante multiusuario, filtro caza piedras a la derecha en color rojo, y un total de seis tomas, cada una disponiendo de contador volumétrico y electroválvula	9
Figura 22: Célula fotovoltaica para abastecimiento energético de la central remota, que gestiona la apertura de las válvulas en función de la señal recibida del autómatas del cabezal...	9

1. Introducción

El presente anexo se propone con la finalidad de aportar documentación fotográfica acerca de las infraestructuras de la CC.RR. L' Estepar, tomadas en persona al inicio del estudio y análisis. Gracias a la colaboración con la comunidad, se tuvo acceso a todas las instalaciones, facilitando la comprensión del funcionamiento y el transcurso del agua desde los puntos de captación hasta los hidrantes multiusuario.

A continuación se exponen las fotografías, agrupadas en función del tipo de infraestructura que son. Para facilitar la comprensión, se sigue el transcurso del agua, mostrando para cada una de las sub-redes el lugar de captación, la balsa de almacenamiento, el cabezal de riego y los hidrantes multiusuario.

2. Puntos de captación

2.1. Canal Júcar-Turia



Figura 1: Vista canal Júcar-Turia desde el punto de captación

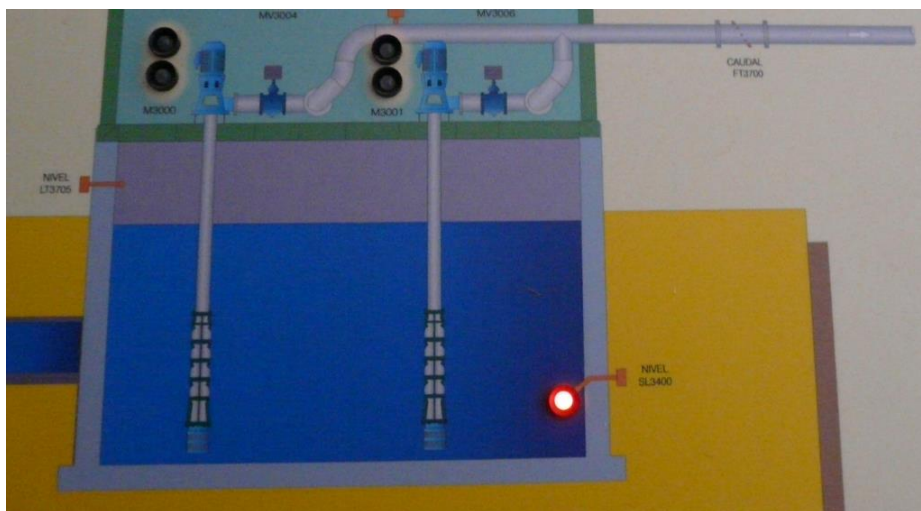


Figura 2: Esquema del funcionamiento del canal, conexasión de dos bombas centrífugas de eje vertical en paralelo y tubería de fundición a las balsas Esparza y Estepar



Figura 3: Compuertas entrada del agua del canal a la zona de aspiración



Figura 4: Bombas centrífugas de eje vertical conectadas en paralelo



Figura 5: Válvula de control de bombeo a la salida de la bomba

2.2. Pozo el Corral



Figura 6: Ubicación pozo del corral (trampilla gris) y caseta para el control y monitorización de la bomba vertical

3. Balsas de regulación

3.1. Balsas Esparza y Estepar



Figura 7: Balsa Esparza (V=6.500 m³)



Figura 8: Balsa Estepar cubierta (V=5400 m³)

3.2. Balsa Perdices



Figura 9: Vista tubería de llenado de la balsa Perdices (V=2700 m³)

4. Cabezales de riego

4.1. Cabezal Puja Bollo



Figura 10: Interior del cabezal, en el fondo los equipos de filtrado de un color rojo, a la derecha el equipo de fertirrigación y en la parte baja la ramificación de la red para abastecimiento de los sectores



Figura 11: Equipo de filtrado cabezal, dos equipos de filtros de malla conectados en paralelo



Figura 12: Ramificación redes secundarias a la salida del cabezal



Figura 13: Sistema de fertirrigación adoptado en el cabezal

4.2. Cabezal Corral



Figura 14: Caseta del cabezal Corral



Figura 15: Tubería de entrada proveniente de la balsa Perdices y válvula de cierre



Figura 16: Electrobombas de accionamiento en el riego de la red 1.2



Figura 17: Equipos de filtrado de tipo malla conectados en paralelo y depósitos para fertirrigación (derecha de la fotografía)

5. Elementos de control y regulación



Figura 18: Válvulas reductoras de presión asociadas a la red 1, empleadas en el riego del sector 3



Figura 19: Válvula de doble membrana, conectada a la salida del cabezal Corral y empleada en caso de riego de la red 1.2 por bombeo para mantener la presión aguas arriba

6. Hidrante multiusuario



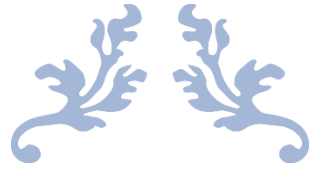
Figura 20: Vista de un hidrante multiusuario (H-1201)



Figura 21: Detalle hidrante multiusuario, filtro caza piedras a la derecha en color rojo, y un total de seis tomas, cada una disponiendo de contador volumétrico y electroválvula



Figura 22: Célula fotovoltaica para abastecimiento energético de la central remota, que gestiona la apertura de las válvulas en función de la señal recibida del autómata del cabezal



ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO



ÍNDICE

1.	Introducción	1
2.	Estudios previos	1
3.	Procedimiento de cálculo.....	4
3.1.	Datos de partida	4
3.2.	Cálculo Necesidades Netas de riego	6
3.3.	Cálculo Necesidades Totales de riego	6
3.4.	Parámetros de riego.....	8
4.	Sectorización	11
5.	Determinación Necesidades Teóricas de riego	12
5.1.	Naranja	12
5.2.	Caqui.....	13
5.3.	Melocotonero.....	14
6.	Determinación tiempos teóricos de riego.....	15
6.1.	Naranja	16
6.2.	Caqui.....	17
6.3.	Melocotonero.....	18

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Resultados análisis del agua del canal Júcar-Turia para el año 2019 (fuente: CC.RR. Estepar)	7
Figura 2: Resultados análisis del agua del pozo del Corral para el año 2020 (fuente: CC.RR. Estepar)	8

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Programación de las necesidades mensuales de los cultivos de la CC. RR. Estepar según aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos facilitados por la comunidad)	2
Tabla 2: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el naranjo, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad).....	3
Tabla 3: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el caqui, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad).....	3
Tabla 4: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el melocotonero, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad)	3
Tabla 5: Datos meteorológicos estación Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: SIAR, elaboración propia)	4
Tabla 6: Resultados obtenidos siguiendo la metodología citada, atendiendo a las condiciones reales	10
Tabla 7: Sectorización anual de la CC.RR. Estepar (fuente: elaboración propia a partir de información recogida)	12
Tabla 8: Determinación de las necesidades netas del Naranja, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia). 12	
Tabla 9: Determinación necesidades netas del Naranja (fuente: elaboración propia)	13
Tabla 10: Determinación Necesidades Totales teóricas del Naranja, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)	13
Tabla 11: Determinación de las necesidades netas del Caqui, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia). 13	
Tabla 12: Determinación necesidades netas del Caqui (fuente: elaboración propia)	14
Tabla 13: Determinación Necesidades Totales teóricas del Caqui, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)	14
Tabla 14: Determinación de las necesidades netas del Melocotonero, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia)	14
Tabla 15: Determinación necesidades netas del Melocotonero (fuente: elaboración propia) ..	15
Tabla 16: Determinación Necesidades Totales teóricas del Caqui, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)	15
Tabla 17: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Naranja (fuente: elaboración propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar)	16
Tabla 18: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Naranja (fuente: elaboración propia)	17

Tabla 19: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Naranja (fuente: elaboración propia)	17
Tabla 20: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Caqui (fuente: elaboración propia propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar).....	17
Tabla 21: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Caqui (fuente: elaboración propia)	18
Tabla 22: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Caqui (fuente: elaboración propia)	18
Tabla 23: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Melocotonero (fuente: elaboración propia propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar).....	18
Tabla 24: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Melocotonero (fuente: elaboración propia).....	19
Tabla 25: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Melocotonero (fuente: elaboración propia)	19

1. Introducción

El presente anexo tiene por objetivo cuantificar las necesidades teóricas de los cultivos predominantes en la CC.RR. L'Estepar. Ello se lleva a cabo tras haber recopilado la información necesaria referente al clima, suelo y calidad del agua, así como los materiales y la disposición real de los elementos que componen la red de riego.

Pese a disponer de información caracterizando a nivel agronómico la zona (se dispone de un estudio basado en un promedio de datos climatológicos entre el año 2000 y 2012, así como de los resultados obtenidos por la propia CC.RR. L'Estepar empleando la aplicación PARloc ofrecida por el Instituto Valenciano de Investigaciones Agrarias, IVIA), se propone el estudio agronómico de necesidades para contrastar con el manejo actual del riego.

En la introducción se realizaba especial hincapié en la importancia de las oscilaciones climáticas sobre la disponibilidad del recurso hídrico y sobre la demanda de los cultivos. Atendiendo a los informes del IPCC, los episodios de sequías y/o lluvias torrenciales están en aumento en las zonas litorales, debido principalmente al cambio climático, lo cuál invita a pensar que en los próximos años los cultivos incrementarán sus necesidades. A este nivel, se propone el estudio agronómico de la zona, empleando como datos climáticos la media de los últimos nueve años, promediando con los valores obtenidos del estudio llevado a cabo en la CC.RR. Maset para sacar las necesidades teóricas y los tiempos de riego requeridos teóricamente(2000-2012).

De esta forma, se plantea el anexo de una forma metódica. En primer lugar, se presentan los datos de partida empleados en el estudio, así como los resultados obtenidos tanto por la CC.RR. Estepar como por la CC.RR. Maset en su estudio agronómico. En segundo lugar, se explica el procedimiento de cálculo seguido en el diseño agronómico, relacionando los factores abióticos y su influencia sobre el riego. En tercer y último lugar, se expondrán los resultados obtenidos en cuánto a necesidades netas y totales de riego, el caudal unitario por unidad superficie y los tiempos de riego teóricos asociados a cada cultivo.

Para finalizar, es importante resaltar que la finalidad del presente proyecto no está ligada al diseño y dimensionado de la red de riego, sino que se aborda desde una perspectiva de requerimientos hídricos. Ello permitirá establecer un posible escenario futuro de mayor demanda por cultivo, permitiendo analizar el funcionamiento de los grupos de impulsión desde una perspectiva más amplia.

2. Estudios previos

En primer lugar, se presentan los datos facilitados por la CC.RR. L'Estepar empleados en la organización del riego. Obtenidos a través de la aplicación PARloc facilitada por el IVIA (herramienta de MS Excel desarrollada para orientar a agricultores y técnicos en la determinación de las necesidades de riego y los tiempos por cultivo, en función de los condicionantes de la zona), se recogen las necesidades mensuales en l/m² y mes de los naranjos, caquis y frutales.

Estos valores rigen el riego actual en la CC.RR. L'Estepar, con tiempos de riego diferentes en función del cultivo y del mes. Actualmente, julio se establece como el mes de máximas necesidades debido a la reducida precipitación en el periodo estival y la elevada evapotranspiración, asociada principalmente a altas temperaturas diarias en ese mes.

Tabla 1: Programación de las necesidades mensuales de los cultivos de la CC. RR. Estepar según aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos facilitados por la comunidad)

MES	Necesidades Riego por CULTIVO (mm/mes)		
	Naranja	Caqui	Frutales
Enero	17	0	0
Febrero	23,1	0	0
Marzo	33,9	19,2	23
Abril	42,6	30,8	35,9
Mayo	51,1	48,5	62,4
Junio	67,9	65,4	65,4
Julio	86,8	99,1	76,2
Agosto	85,9	105,6	65
Septiembre	56,4	51,3	45,6
Octubre	38,1	27,1	27,1
Noviembre	18,8	0	0
Diciembre	16,6	0	0
TOTAL	538,2	447	400,6

Estos datos no se emplean en el estudio y la determinación del valor medio ponderado, al no tomar en consideración la precipitación efectiva.

Por otro lado, se han recopilado datos referentes a las necesidades de riego del estudio agronómico llevado a cabo por la CC.RR. Masalet. Ubicada a continuación de la CC.RR. L'Estepar, se emplean los resultados obtenidos puesto que las diferencias entre ambas comunidades son mínimas. Disponen de los mismos cultivos y superficie abarcada, el marco de plantación es similar (con ligeras oscilaciones en parcelas puntuales), los goteros y el caudal nominal son el mismo y parte del agua empleada proviene también del canal.

A su vez, se ha considerado interesante el estudio expuesto a continuación puesto que emplea los datos agroclimáticos recogidos por la estación meteorológica Carlet Coop, además de otras estaciones cercanas a la ubicación de la comunidad, destacando: Llombai, Alginet y Vista Alegre. De esta forma, consiguieron realizar un promedio entre los años 2000 y 2012, concluyendo sobre la cuantía de agua a aportar mensualmente, atendiendo al número de riego semanales establecidos a nivel comunitario.

Como dato relevante e influyente en el proceso de cálculo, el marco de plantación es el mismo para todos los cultivos, con una separación entre líneas de 5 metros y una separación entre plantas de 4 metros.

Los valores determinados en el estudio cuantifican las necesidades mensuales (l/mes y planta) para cada uno de los cultivos. Posteriormente se emplean estos datos en la determinación de los tiempos teóricos de riego. Los valores de Necesidades Netas (N Netas) en las *Tablas 2,3 y 4* se dividen por el número de días del mes correspondiente, a fin de obtener las necesidades en l/día y planta para cada uno de los cultivos abordados

Tabla 2: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el naranjo, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad)

MES	ETO (mm)	Kc	Etc (mm)	N Netas (l/pl. mes)	Riego (l/mes y planta)	Número Riegos Semanales
Enero	34	0,62	21,2	373	373	1
Febrero	47	0,61	28,8	508	508	2
Marzo	68	0,62	42,4	746	746	2
Abril	91	0,59	53,3	938	938	3
Mayo	123	0,52	63,9	1124	1124	3
Junio	145	0,59	84,9	1494	1494	4
Julio	169	0,64	108,5	1910	1910	5
Agosto	144	0,75	107,4	1891	1891	5
Septiembre	101	0,7	70,6	1242	1242	4
Octubre	60	0,79	47,6	837	837	2
Noviembre	34	0,69	23,4	413	413	1
Diciembre	35	0,59	20,8	366	366	1
TOTAL	1051	0,6425	672,8	11842	11842	X

Tabla 3: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el caqui, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad)

MES	ETO (l/m2)	Kc	Etc (l/m2)	N Netas (l/pl. mes)	Riego (l/planta)	Número Riegos Semanales
Enero	34	0	0	0	0	0
Febrero	47	0	0	0	0	0
Marzo	68	0,35	24	422	422	1
Abril	91	0,42	38,5	677	677	2
Mayo	123	0,49	60,7	1068	1068	3
Junio	145	0,56	81,8	1439	1439	4
Julio	169	0,73	123,9	2180	2180	6
Agosto	144	0,92	131,9	2322	2322	7
Septiembre	101	0,63	64,1	1128	1128	3
Octubre	60	0,56	33,8	595	595	2
Noviembre	34	0	0	0	0	0
Diciembre	35	0	0	0	0	0
TOTAL	1051	0,5825	558,7	9831	9831	X

Tabla 4: Programación anual del riego en la CC.RR. Masalet para el melocotonero, con un marco de plantación de 5*4, según la aplicación Parloc (fuente: elaboración propia a partir de los datos de la comunidad)

MES	ETO (l/m2)	Kc	Etc (l/m2)	N Netas (l/pl. mes)	Riego (l/planta)	Número Riegos Semanales
Enero	34	0	0	0	0	0
Febrero	47	0	0	0	0	0

MES	ET0 (l/m2)	Kc	Etc (l/m2)	N Netas (l/pl. mes)	Riego (l/planta)	Número Riegos Semanales
Marzo	68	0,42	28,8	506	506	1
Abril	91	0,49	44,9	790	790	2
Mayo	123	0,63	78	1373	1373	4
Junio	145	0,56	81,8	1439	1439	4
Julio	169	0,56	95,3	1677	1677	5
Agosto	144	0,56	81,2	1429	1429	4
Septiembre	101	0,56	56,9	1002	1002	3
Octubre	60	0,56	33,8	595	595	2
Noviembre	34	0	0	0	0	0
Diciembre	35	0	0	0	0	0
TOTAL	1051	0,5425	500,7	8811	8811	X

3. Procedimiento de cálculo

3.1. Datos de partida

En este apartado se comentan los datos necesarios, tanto referentes al clima de la zona como al cultivo, para poder realizar las correcciones necesarias en función de las condiciones de la zona objeto de estudio.

El procedimiento seguido está normalizado y basado en la metodología ofrecida por la FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura), la cuál emplea como dato principal la evapotranspiración del cultivo.

Datos Meteorológicos

La *Tabla 5* recoge los valores medios mensuales, en un periodo de ocho años (2012-2020), de la Temperatura media (Tm), la Precipitación media (Pm), la Evapotranspiración (ETo) y la Precipitación efectiva (Pe). Estos datos obtenidos han sido recogidos por la estación meteorológica de Carlet Coop y se encuentran disponibles en la red SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío).

Tabla 5: Datos meteorológicos estación Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: SIAR, elaboración propia)

Meses	Temp. Media (°C)	Precipitación (mm/mes)	ET0 (mm/mes)	P. efectiva (mm/mes)
Enero	10,79	44,00	53,91	23,18
Febrero	11,28	27,11	65,55	12,03
Marzo	13,63	56,20	95,22	29,44
Abril	15,81	53,10	110,13	27,42
Mayo	19,39	18,87	147,09	8,26
Junio	23,37	24,29	160,81	11,75
Julio	26,31	10,70	172,82	4,36
Agosto	26,29	12,33	147,87	6,04
Septiembre	23,18	54,04	107,04	28,39

Meses	Temp. Media (°C)	Precipitación (mm/mes)	ET0 (mm/mes)	P. efectiva (mm/mes)
Octubre	19,19	35,06	71,81	16,91
Noviembre	14,05	101,58	47,33	53,67
Diciembre	11,15	44,81	39,41	25,22

El primer parámetro indispensable es la precipitación. El aprovechamiento del agua de lluvia no solo depende de la intensidad de ésta, sino además de otros factores como la humedad del suelo y del ambiente, el tipo de cultivo, la temperatura ambiente y las pérdidas por escorrentía (entre otros).

Por otro lado, el suelo tiene una cierta capacidad de reserva de agua, dependiendo en su mayoría de la textura, lo que afectará a la disponibilidad hídrica para las plantas.

Para determinar la precipitación efectiva existen diversos métodos analíticos que buscan representar la cantidad de agua de lluvia realmente aprovechable por la planta, siendo este parámetro, generalmente, dependiente de la precipitación media.

Por último, recalcar la importancia de la calidad del agua de riego, puesto que una deficiente agua aplicada a las plantas puede repercutir en el aumento de la demanda de estas.

Datos del Cultivo

Este apartado recoge la información asociada al cultivo objeto de estudio más importante, permitiendo calcular un coeficiente corrector del efecto de la localización, afectando a la disponibilidad hídrica para la planta.

El efecto de la localización (de la planta) y su corrección se determina para cuantificar el porcentaje de riego de la planta, en función del tipo de cultivo, el marco de plantación y la fracción de área sombreada por esta.

Para ello, se determina primero la fracción de área sombreada por la planta, la cual nos permite determinar el coeficiente reductor K1 relativo a los cultivos leñosos.

$$\text{PAS (\%)} = \frac{\pi * D a^2}{4 * a * b} * 100$$

Siendo:

- Da: El diámetro aéreo de la proyección horizontal de la copa de la planta
- a * b: Referencia al marco de plantación (Separación entre filas de plantas* separación entre plantas en la misma fila).

Una vez determinado el PAS, aplicamos la siguiente fórmula obteniendo el coeficiente reductor K1:

$$K1 = -0,0002 * \text{PAS}^2 + 0,0283 * \text{PAS} - 0,0347$$

Este sería el procedimiento a seguir, pero se empleará un valor común asociado a los cultivos leñosos, siendo por ello K1 = 0,8.

Por último, se determina el coeficiente de corrección de cultivo (Kc), directamente relacionado a la Evapotranspiración de referencia (ET0) del lugar donde proyectamos este estudio.

La evapotranspiración es un fenómeno ligado a las condiciones climáticas del lugar, las características y manejo del cultivo, además del medio de desarrollo de este. Es por ello, cada especie de cultivo lleva asociado un valor de Evapotranspiración bajo condiciones estándar (ETc). Este valor muestra la ET de cualquier cultivo cuando se encuentra exento de enfermedades y desarrollándose en condiciones óptimas de crecimiento, alcanzando la máxima producción de acuerdo a estas condiciones climáticas.

Por lo tanto, el coeficiente de cultivo permite corregir las condiciones de referencia en las cuales nos encontramos considerando los requerimientos hídricos de la propia especie. Su valor se puede obtener tanto de libros de texto, manuales de asesoramiento o de ensayos científicos. En nuestro caso, acudimos a los valores recogidos por la CC.RR. Masalet, tras realizar la determinación empleando la aplicación PARloc.

3.2. Cálculo Necesidades Netas de riego

Para el cálculo de las necesidades netas de riego, se suele emplear el método del balance hídrico. La expresión de cálculo es efectiva y tiene en cuenta todas las variantes hídricas que ocurren en el sistema, pudiendo despreciarse algunos parámetros en el riego localizado para facilitar su determinación.

$$NRn = ETc \cdot K1 - Pe - \Delta G - \Delta W = ETc \cdot K1 - Pe$$

Siendo:

- ETc: Evapotranspiración de cultivo; Pe: Precipitación efectiva
- ΔG : Aporte capilar capas freáticas elevadas; ΔW : Variación de la humedad entre riegos

En general, el aporte capilar de las capas freáticas suele ser despreciable, así como la variación de humedad entre riegos, siendo el objetivo mantener húmeda la zona.

3.3. Cálculo Necesidades Totales de riego

Para cuantificar las necesidades totales de riego, es necesario considerar todas las pérdidas que puedan aparecer en el sistema de distribución y en el aprovechamiento real del agua por la planta, así como la influencia que tiene la utilización de aguas salinas o la propia salinidad del suelo.

Pérdidas por cuestiones técnicas

Inevitables, estas pérdidas hacen referencia al funcionamiento y a la uniformidad de emisión (UE) de los emisores, dependiendo del coeficiente de variación de fabricación de estos (CV). Este último depende de los rangos y diferencia de caudales a los que puede estar sometido el emisor.

En general se adopta un valor oscilando entre 90 y 95% en cultivos leñosos y topografías favorables, siendo el caso de este proyecto. Por lo tanto, ante tomamos: $UE = 90\% = 0,9$

Pérdidas por percolación profunda

En cualquier sistema de riego localizado, es imposible asegurar que todo el volumen aportado a la planta sea aprovechado sin su pérdida por percolación. Esto se debe tanto a la textura del

suelo como al porcentaje de humedad existente. Es por ello, el técnico debe fijar el valor del parámetro referente a la Eficiencia de Riego (EA), rondando generalmente el 90%.

Por lo tanto, tomamos: EA = 90%= 0,9

Empleo Aguas Salinas

De manera de evitar la salinización del suelo en la zona radicular efectiva, es necesario mantener constantemente dicha zona con un elevado contenido de humedad (próximo a su capacidad de campo), lavando las sales existentes en esta zona con un exceso de agua aportado.

Se puede determinar en riego localizado la fracción de lavado a aplicar para evitar la salinización de la zona radicular, empleando la siguiente expresión.

$$LR = \frac{CEw}{2*CEes} = \frac{0,88}{2*8} = 0,05$$

Siendo:

- CEw: conductividad del agua de riego empleada, media valores pozo y canal (0,88 dS/m)
- CEes: conductividad del extracto de saturación del suelo que produce una merma en la producción del cultivo del 100%

El valor de la conductividad del agua de riego empleado en la determinación de la fracción de lavado a aplicar, se recoge de los análisis llevados a cabo por la CC.RR. Estepar, mediante la colaboración con un laboratorio de análisis químicos.

Los resultados se recogen en las figuras a continuación. Correspondientes al canal y al pozo respectivamente, se ha tomado un valor medio para el procedimiento de cálculo.

Parámetros	Resultados	Unidades	Incert.	V.P.	Método Ensayo
Temperatura	15,7	deg_C			IT-0807-05
Oxidabilidad	1,38	mg/l O2	29 %	5,00	IT-0807-12
Sulfatos	260	mg/l SO4	20 %	250	IT-0807-35
Cromo VI total	<5	ug O/l			IT-0807-43
pH	8,2	u. pH	± 0,2	6,5 a 9,5	PE-EMILAB-001
Conductividad a 20°C	949	µS/cm	12 %	2.500	PE-EMILAB-002
Color	<5,0	mg/l PCo			PE-EMILAB-003
Turbidez	0,67	Unf	32%	5,00	PE-EMILAB-004
Nitritos	0,02	mg/l NO2	14%	0,10	PE-EMILAB-005
Amonio	<0,20	mg/l NH4		0,50	PE-EMILAB-006
Nitratos	6,0	mg/l NO3	13 %	50	PE-EMILAB-007
Cloruros	82	mg/l Cl	16%	250	PE-EMILAB-010
Tit. Alc. Comp. (TAC)	70	mg/l CaCO3	17 %		PE-EMILAB-011
Dureza total (TH)	43,6	grado Fr	14%		PE-EMILAB-012
Calcio	109	mg/l Ca	14%		PE-EMILAB-013
Magnesio	40	mg/l Mg	14%		PE-EMILAB-014
Coliformes totales	4,6+e2	UFC/100 ml		0	PE-EMILAB-200
Escherichia coli	20	UFC/100ml		0	PE-EMILAB-200
Aerobios a 22°C	5,4+e2	UFC/ml		100	PE-EMILAB-202
Enterococos	21	UFC/100ml		0	PE-EMILAB-203
Clostridium perfringes (inc. esporas)	5	UFC/100ml		0	PE-EMILAB-204

Figura 1: Resultados análisis del agua del canal Júcar-Turía para el año 2019 (fuente: CC.RR. Estepar)

Parámetro	Método	Valor hallado	Unidades
Bicarbonatos por titulación volumétrica	MEN-LMA-077	280	mg/l
Calcio por espectrofotometría de absorción atómica de llama	MEN-LMA-001	85.4	mg/l
Carbonatos por titulación volumétrica	MEN-LMA-077	<20.0	mg/l
Cloruros por cromatografía iónica	MEN-LMA-112	58.7	mg/l
Conductividad a 25°C	MEN-LMA-016	800	µS/cm
Magnesio por espectrofotometría de absorción atómica de llama	MEN-LMA-001	26.8	mg/l
Nitratos por cromatografía iónica	MEN-LMA-112	7.906	mg / l NO ₃ -N
pH	MEN-LMA-012	7.1	Unidad pH
Potasio por espectrofotometría de absorción atómica de llama	MEN-LMA-001	1.07	mg/l
Recuento de Coliformes totales	MEN-LMA-084	<1	ufc/100ml
Sodio por espectrofotometría de absorción atómica de llama	MEN-LMA-001	25.7	mg/l
Sulfatos por cromatografía iónica	MEN-LMA-112	95.0	mg/l

Figura 2: Resultados análisis del agua del pozo del Corral para el año 2020 (fuente: CC.RR. Estepar)

Necesidades Totales

$$\text{Máximo (NTr} = \frac{NRn}{UE (1-LR)} ; \text{NTr} = \frac{NRn}{UE*EA})$$

El valor final empleado será el máximo obtenido de ambas expresiones, y estará referido a los litros a aportar por hora y planta, para cada mes del año. Hasta este punto del Diseño Agronómico, se ha conseguido determinar el caudal requerido por planta y mes, lo que permite continuar con el siguiente paso del diseño.

3.4. Parámetros de riego

En este apartado se procede a determinar los parámetros y medidas relacionadas con los emisores de riego. Estos son los encargados de aportar el caudal a la planta, y dependiendo de la textura y estructura del suelo, las dimensiones del bulbo húmedo se verán modificadas. Para facilitar la comprensión y asegurar un correcto funcionamiento, se define el concepto de bulbo húmedo como el volumen de suelo mojado por emisor. La metodología seguida en la obtención de los parámetros de riego ha sido obtenida del manual de consulta *Riego Localizado-Diseño de Instalaciones* (Montalvo,2007)

Emisores

➤ Superficie mojada

Este parámetro se define como la proyección horizontal del bulbo húmedo en la profundidad de máxima densidad radicular, siendo su dimensión directamente proporcional al número de emisores por planta.

Para facilitar el cálculo, se acude a unas ecuaciones que permiten, conociendo la textura del suelo y el caudal nominal del emisor, determinar el Diámetro mojado.

En el caso del presente proyecto, al tener una textura Franco Arcillosa Arenosa, se puede concluir que es una textura media, aplicando la siguiente expresión.

$$Dm = 0,7 + 0,11 \times q_{\text{emisor}} \text{ (m)}$$

Una vez calculado este valor, se puede determinar el Área mojada, asociando el diámetro mojado a una superficie circular, empleando la siguiente expresión.

$$Am = \frac{\pi \cdot Dm^2}{4} \text{ (m}^2\text{)}$$

➤ Superficie mínima mojada

Este valor se suele estimar, pese a haber un rango óptimo para los cultivos leñosos que oscila entre el 30 y el 33% de la superficie ocupada por la planta. En el caso objeto de estudio, se tomará una Superficie mínima mojada del 30% (P=30%), lo cual permite, conociendo el marco de plantación, determinar el número mínimo de emisores a instalar por cada planta.

Para el caso de los cultivos leñosos, que es el objeto de estudio, se aplica la siguiente expresión.

$$N_e \geq \frac{a \cdot b \cdot P}{100 \cdot Am}$$

Una vez determinado el número mínimo de emisores por planta, se especifica la separación entre estos en el mismo lateral. Esto es función de la separación entre plantas en la misma fila (b) y el número de laterales por planta (NLP).

$$S_e = \frac{b \cdot NLP}{N_e} \text{ (m)}$$

➤ Separación máxima entre emisores

Como mera comprobación, el valor de la separación entre emisores se ve modificado en base a asegurar la necesidad de solapar un mínimo los bulbos húmedos. Es decir, de manera de favorecer un correcto desarrollo radicular y evitar la formación de zonas con elevada salinidad entre ambos (zonas con déficit de humedad), se adopta un valor mínimo de solape entre bulbos húmedos, generalmente un solape del 15%.

Por lo tanto, se emplea una nueva expresión para determinar la separación máxima entre emisores asegurando el solape mínimo adoptado, mediante la siguiente expresión.

$$S_e = \frac{Dm}{2} \left(2 - \frac{a}{100} \right)$$

Siendo:

- Dm: Diámetro mojado
- a: solape mínimo entre bulbos húmedos, en nuestro caso 15%

Finalmente, el número mínimo de emisores reales por planta se especifica adoptando la siguiente expresión.

$$N_e = \frac{b \cdot NLP}{S_e}$$

Llegados a este punto, se han determinado el número de emisores y la separación máxima entre estos, viéndose modificado el valor en función del caudal nominal empleado para el cálculo.

➤ Caudales requeridos

Para cada caudal del emisor, se puede determinar tanto el caudal unitario por unidad de superficie como el caudal requerido por planta, conociendo el marco de plantación (los metros cuadrados que ocupa cada planta).

- Caudal unitario : $q_u = \frac{ne*qe}{a*b}$ (l/h y m²)
- Caudal por planta: $Q_p = q_u * (a*b)$ (l/h)
- Caudal requerido por la instalación: $Q_{req} = q_u * \text{Superficie Total}$ (l/h)

Tiempo de Riego

Una vez conocido el caudal que requiere cada planta, la profundidad radicular del cultivo y las necesidades totales, se calcula el tiempo de riego mínimo necesario.

Básicamente, esto depende de muchos factores, pero es importante asegurar un tiempo suficiente para el periodo de máximas necesidades, favoreciendo un correcto funcionamiento durante el resto del año.

Primeramente, se determina el número de riegos semanales (NRS), en base a los requerimientos de la planta. Generalmente se suele regar 6 días semanales, o incluso 7, en el periodo de máximos requerimientos.

$$I = \frac{7}{NRS} \text{ (días/entre riegos)}$$

Determinado el intervalo entre riegos, se aplica la siguiente expresión, la cual nos permite conocer el tiempo de riego, realizando siempre el cálculo para el periodo de máximas necesidades.

$$t \text{ riego} = \frac{NTr}{Qp} * I \text{ (h)}$$

La determinación de los parámetros de riego suele realizarse de forma comparativa, adoptando diferentes caudales nominales del emisor y diferentes marcos de plantación, concluyendo sobre la forma óptima de establecimiento de los parámetros.

Sin embargo, el caso objetivo ya dispone de los emisores y su distribución es homogénea en toda la comunidad. Disponiendo de dos laterales por planta, con emisores de $Q = 3,8$ l/h separados 1 metro y con un marco de plantación similar de 5x4, los resultados obtenidos con la metodología citada son satisfactorios, y corresponden a la realidad (*Tabla 6*).

Tabla 6: Resultados obtenidos siguiendo la metodología citada, atendiendo a las condiciones reales

Parámetros de Riego	
Caudal del emisor (l/h)	3,8
Dm (m)	1,12
Am (m ²)	0,98
Núm. Min emisores.	5,89
Se emisores (m)	1,36

Parámetros de Riego	
Se máxima (m)	1,03
Se adoptada (m)	1,00
Núm. Emi. Planta.	8
Q unitario (l/h m ²)	1,52
Q por planta (l/h)	32

Con la finalidad de determinar las necesidades teóricas de riego y los tiempos en cada mes, se selecciona el melocotonero como el tercer cultivo, puesto que predomina entre las distintas especies de frutales. Así, concluir sobre las necesidades a aportar y homogeneizar las demandas de la red de riego.

En el siguiente apartado, se exponen los resultados obtenidos siguiendo la metodología citada. Para ello, se emplean distintos parámetros: los datos agroclimáticos empleados corresponden al promedio entre los años 2012 y 2020, sin embargo, los valores del coeficiente de cultivo corresponden a los expuestos en las *Tablas 2,3 y 4*. Una vez se han obtenido y mayorado las necesidades netas de los cultivos, se realiza un promedio con los valores determinados en el diseño agronómico llevado a cabo por la CC.RR. Masalet.

De esta forma, se busca conseguir un valor realista para cada cultivo que permita obtener los tiempos de riego asociados a cada cultivo en todo el año.

4. Sectorización

En lo que respecta a la sectorización de la red de riego, el criterio seguido por la CC.RR. L'Estepar atiende a factores topográficos. Al disponer de dos subredes, abastecidas cada una de ellas por una balsa, la disponibilidad hídrica no se ve acotada. Sin embargo, los cabezales de ambas redes tienen una capacidad que no permite hacer funcionar a ambas a la vez.

Por lo tanto, la red proveniente del cabezal Bollo y la red proveniente del cabezal Corral están ambas sectorizadas en cuatro zonas, agrupando los hidrantes en base a sus cotas. De esta forma, se homogeneizan las presiones resultantes en los hidrantes, evitando pérdidas energéticas por sobrepresión o presiones resultantes muy bajas.

El número de sectores establecidos es función de la capacidad de abastecimiento de cada cabezal y del tiempo de riego del cultivo más desfavorables en el mes de máximas necesidades. A su vez, ello depende de la Jornada Efectiva de Riego (JER) que se elige.

En el presente caso, la CC.RR. ha organizado el riego anual en dos periodos: uno de mínimos requerimientos (JER de 12 horas) y otros de máximos (JER de 24 horas). La sectorización se lleva a cabo por turnos flexibles, regando simultáneamente diferentes tomas de los hidrantes que agrupan un sector. Ello generalmente atiende al tipo de cultivo, el tiempo de riego necesario, la aportación mensual y los requerimientos específicos de fertilización. Generalmente, el número de tomas que riegan simultáneamente en cada sector a lo largo del año es del 33%, pese a poder ser del 50% en los meses con mayores necesidades (julio y agosto).

De esta forma, la *Tabla 7* a continuación muestra los periodos y los sectores establecidos. En los meses de máximas necesidades, los sectores pasan a ser ocho, puesto que para que rieguen

simultáneamente todas las tomas correspondientes, se requieren dos turnos de funcionamiento de un mismo sector.

Tabla 7: Sectorización anual de la CC.RR. Estepar (fuente: elaboración propia a partir de información recogida)

	JER (horas)	Nº Sectores	Nº Tomas
MESES	12	4	0,33
Enero	12	4	0,33
Febrero	12	4	0,33
Marzo	12	4	0,33
Abril	12	4	0,33
Mayo	24	8	0,33
Junio	24	8	0,33
Julio	24	8	0,33-0,5
Agosto	24	8	0,33-0,5
Septiembre	24	8	0,33
Octubre	12	4	0,33
Noviembre	12	4	0,33
Diciembre	12	4	0,33

A continuación se exponen los resultados referentes a las Necesidades Totales teóricas de los cultivos y los tiempos de riego teóricos. El número de riegos semanales vienen establecidos por el técnico responsable del riego en base a las necesidades de los cultivos y a la sectorización.

5. Determinación Necesidades Teóricas de riego

5.1. Naranjo

Tabla 8: Determinación de las necesidades netas del Naranjo, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego								
Meses	Temp. Media (°C)	Precipitación (mm/mes)	ET0 (mm/mes)	Kc	K1	ET ri (mm/mes)	P. efectiva (mm/mes)	NR n (mm/mes)
Enero	10,79	44,00	53,91	0,62	0,8	33,42	23,18	0,00
Febrero	11,28	27,11	65,55	0,61	0,8	39,99	12,03	19,96
Marzo	13,63	56,20	95,22	0,62	0,8	59,04	29,44	17,79
Abril	15,81	53,10	110,13	0,59	0,8	64,98	27,42	24,56
Mayo	19,39	18,87	147,09	0,52	0,8	76,48	8,26	52,93
Junio	23,37	24,29	160,81	0,59	0,8	94,88	11,75	64,15
Julio	26,31	10,70	172,82	0,64	0,8	110,61	4,36	84,13
Agosto	26,29	12,33	147,87	0,75	0,8	110,91	6,04	82,68
Septiembre	23,18	54,04	107,04	0,7	0,8	74,93	28,39	31,56
Octubre	19,19	35,06	71,81	0,79	0,8	56,73	16,91	0,00
Noviembre	14,05	101,58	47,33	0,69	0,8	32,66	53,67	0,00
Diciembre	11,15	44,81	39,41	0,59	0,8	23,25	25,22	0,00
MEDIA TOTAL	16,95	40,75	93,46					
SUMA TOTAL		482,0888889	1218,991111				246,68	377,75

Tabla 9: Determinación necesidades netas del Naranja (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego por día y planta				
Meses	NRn (mm/mes)	Días/mes	NRn (mm/día)	NRn (l/día y pl.)
Enero	0,00	31	0,00	0,00
Febrero	19,96	28	0,71	14,26
Marzo	17,79	31	0,57	11,48
Abril	24,56	30	0,82	16,37
Mayo	52,93	31	1,71	34,15
Junio	64,15	30	2,14	42,77
Julio	84,13	31	2,71	54,28
Agosto	82,68	31	2,67	53,34
Septiembre	31,56	30	1,05	21,04
Octubre	0,00	31	0,00	0,00
Noviembre	0,00	30	0,00	0,00
Diciembre	0,00	31	0,00	0,00

Tabla 10: Determinación Necesidades Totales teóricas del Naranja, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Totales de Riego por día y planta						
Meses	NRn (l/día y pl.)	LR	EA	UE	NT (l/día y pl.) Máx.	
Enero	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Febrero	14,26	0,055	0,9	0,9	16,76	17,60
Marzo	11,48	0,055	0,9	0,9	13,49	14,17
Abril	16,37	0,055	0,9	0,9	19,25	20,21
Mayo	34,15	0,055	0,9	0,9	40,15	42,16
Junio	42,77	0,055	0,9	0,9	50,28	52,80
Julio	54,28	0,055	0,9	0,9	63,82	67,01
Agosto	53,34	0,055	0,9	0,9	62,72	65,85
Septiembre	21,04	0,055	0,9	0,9	24,74	25,97
Octubre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00

5.2. Caqui

Tabla 11: Determinación de las necesidades netas del Caqui, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego								
Meses	Temp. Media (°C)	Precipitación (mm/mes)	ET0 (mm/mes)	Kc	K1	ET rl (mm/mes)	P. efectiva (mm/mes)	NR n (mm/mes)
Enero	10,79	44,00	53,91	0	0,8	0,00	23,18	0,00
Febrero	11,28	27,11	65,55	0	0,8	0,00	12,03	0,00
Marzo	13,63	56,20	95,22	0,35	0,8	33,33	29,44	0,00
Abril	15,81	53,10	110,13	0,42	0,8	46,25	27,42	0,00
Mayo	19,39	18,87	147,09	0,49	0,8	72,07	8,26	49,40
Junio	23,37	24,29	160,81	0,56	0,8	90,05	11,75	60,29
Julio	26,31	10,70	172,82	0,73	0,8	126,16	4,36	96,57
Agosto	26,29	12,33	147,87	0,92	0,8	136,04	6,04	102,79
Septiembre	23,18	54,04	107,04	0,63	0,8	67,44	28,39	25,56
Octubre	19,19	35,06	71,81	0,56	0,8	40,21	16,91	15,26
Noviembre	14,05	101,58	47,33	0	0,8	0,00	53,67	0,00
Diciembre	11,15	44,81	39,41	0	0,8	0,00	25,22	0,00
MEDIA TOTAL	16,95	40,75	93,46					
SUMA TOTAL		482,088889	1218,99111				246,68	349,873067

Tabla 12: Determinación necesidades netas del Caqui (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego por día y planta				
Meses	NRn (mm/mes)	Días/mes	NRn (mm/día)	NRn (l/día y pl.)
Enero	0,00	31	0,00	0,00
Febrero	0,00	28	0,00	0,00
Marzo	0,00	31	0,00	0,00
Abril	0,00	30	0,00	0,00
Mayo	49,40	31	1,59	31,87
Junio	60,29	30	2,01	40,19
Julio	96,57	31	3,12	62,30
Agosto	102,79	31	3,32	66,32
Septiembre	25,56	30	0,85	17,04
Octubre	15,26	31	0,49	9,84
Noviembre	0,00	30	0,00	0,00
Diciembre	0,00	31	0,00	0,00

Tabla 13: Determinación Necesidades Totales teóricas del Caqui, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Totales de Riego por día y planta						
Meses	NRn (l/día y	LR	EA	UE	NT (l/día y pl.) Máx.	
Enero	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Abril	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Mayo	31,87	0,055	0,9	0,9	37,47	39,35
Junio	40,19	0,055	0,9	0,9	47,26	49,62
Julio	62,30	0,055	0,9	0,9	73,26	76,92
Agosto	66,32	0,055	0,9	0,9	77,97	81,87
Septiembre	17,04	0,055	0,9	0,9	20,04	21,04
Octubre	9,84	0,055	0,9	0,9	11,57	12,15
Noviembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00

5.3. Melocotonero

Tabla 14: Determinación de las necesidades netas del Melocotonero, datos agroclimáticos de la estación meteorológica Carlet Coop promedio años 2012-2020 (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego								
Meses	Temp. Media (°C)	Precipitación (mm/mes)	ETO (mm/mes)	Kc	K1	ET rl (mm/mes)	P. efectiva (mm/mes)	NR n (mm/mes)
Enero	10,79	44,00	53,91	0	0,8	0,00	23,18	0,00
Febrero	11,28	27,11	65,55	0	0,8	0,00	12,03	0,00
Marzo	13,63	56,20	95,22	0,42	0,8	39,99	29,44	0,00
Abril	15,81	53,10	110,13	0,49	0,8	53,96	27,42	15,75
Mayo	19,39	18,87	147,09	0,63	0,8	92,66	8,26	65,87
Junio	23,37	24,29	160,81	0,56	0,8	90,05	11,75	60,29
Julio	26,31	10,70	172,82	0,56	0,8	96,78	4,36	73,07
Agosto	26,29	12,33	147,87	0,56	0,8	82,81	6,04	60,20
Septiembre	23,18	54,04	107,04	0,56	0,8	59,94	28,39	19,57
Octubre	19,19	35,06	71,81	0,56	0,8	40,21	16,91	15,26
Noviembre	14,05	101,58	47,33	0	0,8	0,00	53,67	0,00
Diciembre	11,15	44,81	39,41	0	0,8	0,00	25,22	0,00
MEDIA TOTAL	16,95	40,75	93,46					
SUMA TOTAL		482,088889	1218,991111				246,68	310,01

Tabla 15: Determinación necesidades netas del Melocotonero (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Netas de Riego por día y planta				
Meses	NRn (mm/mes)	Días/mes	NRn (mm/día)	NRn (l/día y pl.)
Enero	0,00	31	0,00	0,00
Febrero	0,00	28	0,00	0,00
Marzo	0,00	31	0,00	0,00
Abril	15,75	30	0,52	10,50
Mayo	65,87	31	2,12	42,50
Junio	60,29	30	2,01	40,19
Julio	73,07	31	2,36	47,14
Agosto	60,20	31	1,94	38,84
Septiembre	19,57	30	0,65	13,05
Octubre	15,26	31	0,49	9,84
Noviembre	0,00	30	0,00	0,00
Diciembre	0,00	31	0,00	0,00

Tabla 16: Determinación Necesidades Totales teóricas del Caqui, valor mayor de los obtenidos (fuente: elaboración propia)

Cálculo Necesidades Totales de Riego por día y planta						
Meses	NRn (l/día y pl.)	LR	EA	UE	NT (l/día y pl.)	Máx.
Enero	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Abril	10,50	0,055	0,9	0,9	12,35	12,96
Mayo	42,50	0,055	0,9	0,9	49,97	52,47
Junio	40,19	0,055	0,9	0,9	47,26	49,62
Julio	47,14	0,055	0,9	0,9	55,43	58,20
Agosto	38,84	0,055	0,9	0,9	45,67	47,95
Septiembre	13,05	0,055	0,9	0,9	15,34	16,11
Octubre	9,84	0,055	0,9	0,9	11,57	12,15
Noviembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,055	0,9	0,9	0,00	0,00

6. Determinación tiempos teóricos de riego

En este último apartado del Anexo III se procede a presentar los resultados obtenidos en la determinación de los tiempos teóricos de riego. Tras la obtención de las necesidades totales teóricas de cada uno de los tres cultivos que predominan en la red, se pondera el valor con los recogidos en el estudio abordado por la CC.RR. Masalet, a fin de establecer un valor teórico de tiempo diario de riego. Se emplean los datos de dicha comunidad puesto que en la determinación a las necesidades netas mensuales por cultivo, tomaron en consideración la precipitación efectiva.

A su vez, se comprueban los valores obtenidos con el dato real aportado por la CC.RR. L'Estepar, la cuál riega en el mes de máximos requerimientos (julio), los caquis durante 3 horas, los naranjos durante 2,5 horas y los frutales durante 2 horas.

La adecuación de los turnos o intervalos de riego queda a disposición de las personas responsables del manejo del riego en cada comunidad. Sin embargo, atendiendo a estudios de organización del riego, se recomienda generalmente no exceder los intervalos de 3 horas. Si se riega largos periodos de tiempo (superiores en todo caso a las 3 horas diarias), se incrementan notablemente las pérdidas por percolación, especialmente en suelos con buen drenaje.

En el presente caso, se ha tomado en consideración la calidad del suelo y la diferencia de cotas existente en toda la comunidad (así como dentro de las propias parcelas). Por tanto, una aportación constante y prolongada de agua podría suponer pérdidas por percolación y escorrentía, lo que reduce la eficiencia en el empleo del recurso hídrico. Así, el estudio se enfoca con una perspectiva más conservadora, reduciendo a un máximo de 2,5 horas diarias los tiempos de riego. Para ello, se determina el valor medio ponderado referente a las necesidades netas de la planta (entre el valor determinado para el periodo 2012-2020 y el valor recogido de la CCRR Massalet para el periodo 2000-2012, en l/día y planta).

Los valores medios ponderados obtenidos para cada cultivo y cada mes, se relacionan con los respectivos números de riego semanales, a fin de obtener los tiempos diarios de riego (atendiendo a los parámetros reales de riego). En los casos que los tiempos excedan las 2,5 horas, se aplica una modificación en la frecuencia semanal de riego, a fin de mantener los tiempos por debajo del umbral de 2,5 horas.

Por último, se emplean los tiempos teóricos con la respectiva modificación de la frecuencia de riego semanal (en caso de haberse superado las 2,5 horas), a fin de obtener los tiempos teóricos de riego mensual para cada uno de los cultivos.

El estudio planteado para la determinación de los tiempos de riego teóricos se requiere para abordar los análisis de la red en Alta y en Baja, permitiendo obtener conclusiones y valores orientativos en el estudio del potencial de recuperación energética, así como en el estudio de la contratación de las tarifas eléctricas.

6.1. Naranja

Tabla 17: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Naranja (fuente: elaboración propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar)

Meses	Valor Calculado 2012-2020 (l/día pl.)	Valor Recogido (l/mes pl.)	Días/mes	Valor CCRR 2000-2012 (l/día)	MEDIA
Enero	0,00	373	31	12,03	6,02
Febrero	17,60	508	28	18,14	17,87
Marzo	14,17	746	31	24,06	19,12
Abril	20,21	938	30	31,27	25,74
Mayo	42,16	1124	31	36,26	39,21
Junio	52,80	1494	30	49,80	51,30
Julio	67,01	1910	31	61,61	64,31
Agosto	65,85	1891	31	61,00	63,43
Septiembre	25,97	1242	30	41,40	33,69
Octubre	0,00	837	31	27,00	13,50
Noviembre	0,00	413	30	13,77	6,88
Diciembre	0,00	366	31	11,81	5,90

Tabla 18: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Naranjo (fuente: elaboración propia)

Tiempo de Riego							
Meses	NT (l/día y pl.)	NRS reales	I	T (h) para q= 3,8 l/h	NRS teóricos	I	T (h) para q=3,8 l/h
Enero	6,02	1	7,00	1,32	1	7,00	1,32
Febrero	17,87	2	3,50	1,95	2	3,50	1,95
Marzo	19,12	2	3,50	2,09	2	3,50	2,09
Abril	25,74	3	2,33	1,88	3	2,33	1,88
Mayo	39,21	3	2,33	2,86	4	1,75	2,14
Junio	51,30	4	1,75	2,81	5	1,40	2,24
Julio	64,31	5	1,40	2,81	6	1,17	2,34
Agosto	63,43	5	1,40	2,77	6	1,17	2,31
Septiembre	33,69	4	1,75	1,84	4	1,75	1,84
Octubre	13,50	2	3,50	1,48	2	3,50	1,48
Noviembre	6,88	1	7,00	1,51	1	7,00	1,51
Diciembre	5,90	1	7,00	1,29	1	7,00	1,29

Tabla 19: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Naranjo (fuente: elaboración propia)

Meses	T (h) para q=3,8 l/h	Días/mes	NRS	I	Tiempo Riego Mensual	Tiempo Riego Mensual 4 sectores	Tiempo riego anual
Enero	1,32	31	1	7,00	5,83	23,31	1323,07
Febrero	1,95	28	2	3,50	15,64	62,55	
Marzo	2,09	31	2	3,50	18,52	74,08	
Abril	1,88	30	3	2,33	24,13	96,53	
Mayo	2,14	31	4	1,75	37,98	151,93	
Junio	2,24	30	5	1,40	48,09	192,37	
Julio	2,34	31	6	1,17	62,30	249,20	
Agosto	2,31	31	6	1,17	61,45	245,78	
Septiembre	1,84	30	4	1,75	31,58	126,32	
Octubre	1,48	31	2	3,50	13,08	52,31	
Noviembre	1,51	30	1	7,00	6,45	25,81	
Diciembre	1,29	31	1	7,00	5,72	22,88	

6.2. Caqui

Tabla 20: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Caqui (fuente: elaboración propia propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar)

Meses	Valor Calculado 2012-2020 (l/día pl.)	Valor Recogido (l/mes pl.)	Días/mes	Valor CCRR 2000-2012 (l/día pl.)	MEDIA
Enero	0,00	0	31	0,00	0,00
Febrero	0,00	0	28	0,00	0,00
Marzo	0,00	422	31	13,61	6,81
Abril	0,00	677	30	22,57	11,28
Mayo	39,35	1068	31	34,45	36,90
Junio	49,62	1439	30	47,97	48,79
Julio	76,92	2180	31	70,32	73,62
Agosto	81,87	2322	31	74,90	78,39
Septiembre	21,04	1128	30	37,60	29,32
Octubre	12,15	595	31	19,19	15,67
Noviembre	0,00	0	30	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0	31	0,00	0,00

Tabla 21: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Caqui (fuente: elaboración propia)

Tiempo de Riego							
Meses	NT (l/día y pl.)	NRS reales	I	T (h) para q= 3,8 l/h	NRS teóricos	I	T (h) para q=3,8 l/h
Enero	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Febrero	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Marzo	6,81	1	7,00	1,49	1	7,00	1,49
Abril	11,28	2	3,50	1,23	2	3,50	1,23
Mayo	36,90	3	2,33	2,69	4	1,75	2,02
Junio	48,79	4	1,75	2,67	5	1,40	2,13
Julio	73,62	6	1,17	2,68	7	1,00	2,30
Agosto	78,39	7	1,00	2,45	7	1,00	2,45
Septiembre	29,32	3	2,33	2,14	3	2,33	2,14
Octubre	15,67	2	3,50	1,71	2	3,50	1,71
Noviembre	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Tabla 22: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Caqui (fuente: elaboración propia)

Meses	T (h) para q=3,8 l/h	Días/mes	NRS	I	Tiempo Riego Mensual	Tiempo Riego Mensual 4 sectores	Tiempo riego anual
Enero	0,00	31	0	0,00	0,00	0,00	1154,37
Febrero	0,00	28	0	0,00	0,00	0,00	
Marzo	1,49	31	1	7,00	6,59	26,38	
Abril	1,23	30	2	3,50	10,58	42,31	
Mayo	2,02	31	4	1,75	35,75	142,98	
Junio	2,13	30	5	1,40	45,74	182,98	
Julio	2,30	31	7	1,00	71,32	285,28	
Agosto	2,45	31	7	1,00	75,94	303,75	
Septiembre	2,14	30	3	2,33	27,49	109,95	
Octubre	1,71	31	2	3,50	15,18	60,73	
Noviembre	0,00	30	0	0,00	0,00	0,00	
Diciembre	0,00	31	0	0,00	0,00	0,00	

6.3. Melocotonero

Tabla 23: Valor promedio teórico de Necesidades netas empleando el calculado y el recogido en el estudio agronómico de la CC.RR. Masalet para el Melocotonero (fuente: elaboración propia propia con datos obtenidos de la CC.RR. L'Estepar)

Meses	Valor Calculado 2012-2020 (l/día pl.)	Valor Recogido (l/mes pl.)	Días/mes	Valor CCRR 2000-2012 (l/día pl.)	MEDIA
Enero	0,00	0	31	0,00	0,00
Febrero	0,00	0	28	0,00	0,00
Marzo	0,00	506	31	16,32	8,16
Abril	12,96	790	30	26,33	19,65
Mayo	52,47	1373	31	44,29	48,38
Junio	49,62	1439	30	47,97	48,79
Julio	58,20	1677	31	54,10	56,15
Agosto	47,95	1429	31	46,10	47,02
Septiembre	16,11	1002	30	33,40	24,75
Octubre	12,15	595	31	19,19	15,67
Noviembre	0,00	0	30	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0	31	0,00	0,00

Tabla 24: Tiempos de riego teóricos con la organización actual y tiempos teóricos modificando el número de riegos semanales del Melocotonero (fuente: elaboración propia)

Tiempo de Riego							
Meses	NT (l/día y pl.)	NRS reales	I	T (h) para q= 3,8 l/h	NRS teóricos	I	T (h) para q=3,8 l/h
Enero	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Febrero	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Marzo	8,16	1	7,00	1,79	1	7,00	1,79
Abril	19,65	2	3,50	2,15	2	3,50	2,15
Mayo	48,38	4	1,75	2,65	5	1,40	2,12
Junio	48,79	4	1,75	2,67	5	1,40	2,13
Julio	56,15	5	1,40	2,46	5	1,40	2,46
Agosto	47,02	4	1,75	2,57	5	1,40	2,06
Septiembre	24,75	3	2,33	1,80	3	2,33	1,80
Octubre	15,67	2	3,50	1,71	2	3,50	1,71
Noviembre	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00

Tabla 25: Determinación del tiempo de riego teórico anual para el Melocotonero (fuente: elaboración propia)

Meses	T (h) para q=3,8 l/h	Días/mes	NRS	I	Tiempo Riego Mensual	Tiempo Riego Mensual 4 sectores	Tiempo riego anual
Enero	0,00	31	0	0,00	0,00	0,00	1029,10
Febrero	0,00	28	0	0,00	0,00	0,00	
Marzo	1,79	31	1	7,00	7,91	31,63	
Abril	2,15	30	2	3,50	18,42	73,68	
Mayo	2,12	31	5	1,40	46,87	187,47	
Junio	2,13	30	5	1,40	45,74	182,98	
Julio	2,46	31	5	1,40	54,39	217,57	
Agosto	2,06	31	5	1,40	45,55	182,22	
Septiembre	1,80	30	3	2,33	23,21	92,82	
Octubre	1,71	31	2	3,50	15,18	60,73	
Noviembre	0,00	30	0	0,00	0,00	0,00	
Diciembre	0,00	31	0	0,00	0,00	0,00	



ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN



ÍNDICE

1.	Introducción	1
2.	Información de partida.....	1
2.1	Caracterización impulsión canal Júcar-Turia	2
2.2	Caracterización impulsión Pozo Corral.....	6
3.	Metodología	9
4.	Análisis y Mejora de la impulsión canal Júcar-Turia.....	12
4.1	Estudio funcionamiento actual	12
4.2	Estudio funcionamiento teórico.....	15
4.3	Propuesta de mejora en el manejo	17
5.	Análisis y mejora de la impulsión del pozo del Corral.....	20
5.1	Estudio funcionamiento actual	20
5.2	Estudio funcionamiento teórico.....	23
5.3	Propuesta de mejora en el manejo	25

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Modelización en EPANET de la red en Alta (fuente: EPANET 2.0)	2
Figura 2: Fotografía sistema de control del bombeo en la impulsión del canal (fuente: fotografía propia)	2
Figura 3: Imagen de la bomba centrífuga de eje vertical (izquierda) y dimensiones del modelo seleccionado por la CC.RR. Estepar (derecha) (fuente: CAPRARI)	3
Figura 4: Curvas características de funcionamiento bomba centrífuga de eje vertical modelo P16C/10/45/4D (fuente: CC.RR. Estepar).....	3
Figura 5: Curva característica asociada a la bomba centrífuga creada en el modelo de Epanet 2.0 para la impulsión del canal Júcar-Turia (fuente: EPANET 2.0)	4
Figura 6: Características técnicas del motor y la bomba (fuente: CC.RR. Estepar).....	4
Figura 7: Evolución consumo volumétrico impulsión canal ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. L' Estepar)	5
Figura 8: Evolución del consumo energético mensual en la impulsión del canal ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. L' Estepar)	5
Figura 9: Dimensiones bomba centrífuga vertical modelo 316-7 INDAR empleada en el pozo del Corral.....	6
Figura 10: Complemento de la Figura 9. Valores numéricos de las dimensiones de la bomba 316-7 INDAR.....	6
Figura 11: Curvas características de funcionamiento Q-H bomba centrífuga vertical modelo 316-7 en función del número de rodetes (fuente: CC.RR. Estepar).....	7
Figura 12: Curvas características de funcionamiento Q-P; Q-H; Q- η ; Q-NPSH bomba vertical modelo 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar)	7
Figura 13: Curva característica asociada a la bomba centrífuga creada en el modelo de Epanet 2.0 para la impulsión del pozo del Corral (fuente: EPANET 2.0)	8
Figura 14: Evolución del consumo volumétrico mensual en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia a partir de los datos ofrecidos por la CC. RR. Estepar)	8
Figura 15: Evolución del consumo energético mensual en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia a partir de los datos ofrecidos por la CC. RR. Estepar)	9
Figura 16: Esquema metodología seguida en el estudio del funcionamiento actual para los dos puntos de captación de la CC.RR. L' Estepar (fuente: elaboración propia)	10
Figura 17: Esquema metodología seguida en el estudio del funcionamiento teórico para los dos puntos de captación de la CC.RR. L' Estepar (fuente: elaboración propia)	11
Figura 18: Intervalo de máxima eficiencia y óptimo funcionamiento de la bomba P16C/10/45/4D (fuente: elaboración propia a partir de las curvas características)	12
Figura 19: Punto de trabajo actual bomba SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar).....	20
Figura 20: Intervalo de máxima eficiencia y punto de funcionamiento de la bomba SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar).....	21

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Caracterización del funcionamiento de la bomba del canal P16C/10/45/4D (fuente: CC.RR. Estepar).....	12
Tabla 2: Análisis de los volúmenes de las balsas y las horas de llenado, en función de la capacidad, atendiendo al caudal de trabajo (fuente: elaboración propia).....	13
Tabla 3: Determinación del volumen bombeado diario a las balsas Esparza y Estepar en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. Estepar) 13	
Tabla 4: Valores de los caudales salientes de la balsa atendiendo a la modelización en EPANET 2.0, según número tomas que riegan simultáneamente en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET).....	14
Tabla 5: Volumen a bombear diariamente en el mes de Julio atendiendo a la organización del riego y las tomas que riegan simultáneamente (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET).....	15
Tabla 6: Modificación de las horas de trabajo de la bomba en el mes de julio para asegurar el caudal diario saliente de la balsa (fuente: elaboración propia).....	15
Tabla 7: Caracterización demanda cabezal Puja Bollo según modelo homogeneizado (fuente: elaboración propia).....	16
Tabla 8: Demanda teórica total por cultivo en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia).....	16
Tabla 9: Determinación coeficiente mayorante para la impulsión del canal, atendiendo a los datos reales de extracción y los datos teóricos obtenidos en el modelo (fuente: elaboración propia).....	16
Tabla 10: Determinación del volumen mayorado teórico bombeado diario a las balsas Esparza y Estepar en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar).....	17
Tabla 11: Reorganización de los meses anuales en diferentes JER atendiendo a la demanda de los cultivos y el tiempo de riego mensual (fuente: elaboración propia).....	18
Tabla 12: Propuesta de organización de los horarios de bombeo a lo largo del año (fuente: elaboración propia).....	19
Tabla 13: Caracterización del funcionamiento de la bomba del pozo INDAR SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar).....	20
Tabla 14: Determinación de las horas de llenado de la balsa Perdices en función del volumen de llenado (fuente: elaboración propia).....	21
Tabla 15: Determinación del volumen bombeado diario a la balsa Perdices en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar).....	22
Tabla 16: Valores de los caudales salientes de la balsa Perdices atendiendo a la modelización en EPANET 2.0 (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET).....	22
Tabla 17: Volumen a bombear diariamente en el mes de Julio atendiendo a la organización del riego y las tomas que riegan simultáneamente (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET).....	23
Tabla 18: Modificación de las horas de trabajo de la bomba en el mes de julio para asegurar el caudal diario saliente de la balsa (fuente: elaboración propia).....	23
Tabla 19: Caracterización demanda cabezal Corral según modelo homogeneizado (fuente: elaboración propia).....	24
Tabla 20: Demanda teórica total por cultivo en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia).....	24

Tabla 21: Determinación coeficiente mayorante para la impulsión del pozo, atendiendo a los datos reales de extracción y los datos teóricos obtenidos en el modelo (fuente: elaboración propia)	24
Tabla 22: Determinación del volumen mayorado teórico bombeado diario a la balsa Perdices en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar)	25
Tabla 23: Propuesta de modificación del punto de trabajo de la bomba 316-7 (fuente: elaboración propia)	26
Tabla 24: Propuesta organización horarios de bombeo modificando el caudal de trabajo para que se encuentre en el intervalo de máxima eficiencia (fuente: elaboración propia)	26
Tabla 25: Propuesta organización horarios de bombeo para el caudal de trabajo modificado en un escenario de elevada demanda hídrica mensual (fuente: elaboración propia)	27
Tabla 26: Horas de cada periodo de la tarifa 3.1A (fuente: elaboración propia).....	27
Tabla 27: Horas de cada periodo de la tarifa 6.1TD, atendiendo a la variación anual según los meses (fuente: elaboración propia a partir de datos recogidos de Intergia)	28

1. Introducción

El presente anexo estudia el funcionamiento de las impulsiones de las redes de la CCRR de Estepar y su eficiencia en la adecuación del caudal impulsado atendiendo a las condiciones óptimas de funcionamiento de las respectivas bombas.

Se parte de dos redes diseñadas y puestas en marcha. La red en alta que lleva el agua desde los puntos de captación hasta las balsas de regulación y la red en baja, que distribuye el agua desde las balsas hasta los puntos de consumo. Ambas han sido modelizadas en el software EPANET 2.0 a fin de realizar un análisis del funcionamiento hidráulico en un periodo extendido de tiempo. De esta forma, se dispone de los datos técnicos asociados a cada bomba, referentes al caudal impulsado, la altura manométrica aportada al sistema, el rendimiento de trabajo y la potencia absorbida. Además, los datos se complementan con parámetros de consumo volumétrico y energético, respectivamente para cada una de las impulsiones.

Conocidas las condiciones reales de funcionamiento de la instalación, se busca analizar la programación del volumen a extraer, de manera que se consuma energía en los periodos tarifarios de menor coste. Así, concluir sobre la operatividad de las bombas y la capacidad de mejora existente en la organización de los periodos de bombeo a lo largo del año, atendiendo a las variaciones en la demanda de los cultivos.

Paralelamente, atendiendo a los resultados obtenidos en el *ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO*, se procede a mayorar el volumen de agua mensual extraído, con la finalidad de predecir el comportamiento de los grupos de impulsión y la posible adecuación a un escenario de mayor demanda hídrica.

Finalmente, se aportarán una serie de propuestas de mejora, algunas requiriendo una inversión por parte de la CC.RR. L' Estepar, a fin de optimizar los grupos de impulsión atendiendo al manejo de la red en alta.

2. Información de partida

En este apartado, se procede a caracterizar la red en alta diseñada y modelizada en EPANET 2.0, así como las bombas ubicadas en ambas impulsiones (pozo y canal) y los componentes de la instalación que influyen en la aportación hídrica y la regulación del caudal circulante. Esta información se complementa con los parámetros referentes a los consumos hídricos y energéticos en dos periodos diferentes, a fin de enfocar el análisis de la forma más real posible.

La razón de recopilar información referente a las extracciones volumétricas de recurso hídrico y el consumo energético asociado a la extracción de cada una de las impulsiones recae en la necesidad de determinar las horas de trabajo reales de cada bomba, dependiendo del caudal de diseño y funcionamiento normal.

Gracias a la colaboración de la CC.RR. Estepar en este estudio, se ha tenido acceso a los consumos volumétricos y energéticos en los dos puntos de captación para dos ejercicios. Los datos recogidos muestran el volumen de agua mensual extraído (en m³) y el consumo energético (en kWh) mensual, en cada una de las impulsiones.

En el caso de la impulsión desde el canal, los datos corresponden al ejercicio 2020. En cuanto a la impulsión del pozo, los datos corresponden al ejercicio 2018. Todo ello queda reflejado en las siguientes figuras y gráficas.

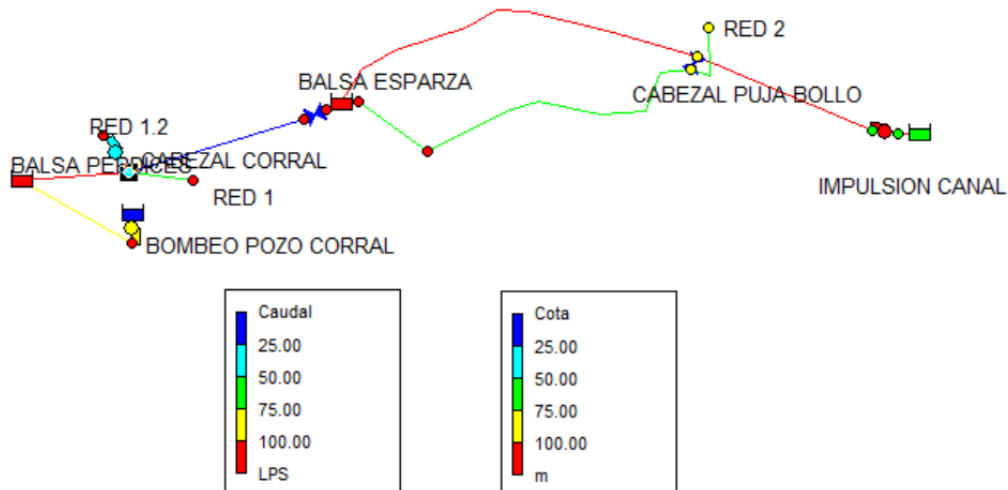


Figura 1: Modelización en EPANET de la red en Alta (fuente: EPANET 2.0)

Observando la *Figura 1*, se aprecian las diferentes infraestructuras de la CC.RR. Estepar que caracterizan la red en Alta (captaciones, bombeos, balsas de regulación, cabezales y conducciones). Atendiendo a la leyenda que muestra el caudal circulante y las cotas de cada elemento, se comprueba la diferencia en el caudal turbinado y la capacidad de las bombas en cada impulsión. A continuación, se amplía la información referente a cada una de estas.

2.1 Caracterización impulsión canal Júcar-Turia

La impulsión del canal Júcar-Turia alberga dos bombas centrífugas de eje vertical idénticas, con funcionamiento independiente. Las bombas fueron adquiridas a la marca CAPRARI, una de las principales firmas productoras de bombas y electrobombas centrífugas.

El modelo seleccionado y puesto en funcionamiento es el P16C/10/45/4D (*Figura 3*). Estas bombas tienen la característica de tener el cuerpo sumergido, si bien la línea de eje y el grupo de accionamiento se encuentran en la superficie (*Figura 2*). Dispone de un rodete de gran calibre, capaz de aportar la altura manométrica requerida por el agua. El accionamiento se lleva a cabo empleando un motor eléctrico de elevada potencia. Pese a disponer de gran flexibilidad en los rangos de trabajo y aplicación, las bombas analizadas no disponen de variador de frecuencia que modifique la velocidad de giro, puesto que el caudal de bombeo y el punto de funcionamiento de la bomba se mantiene constante a lo largo del año.

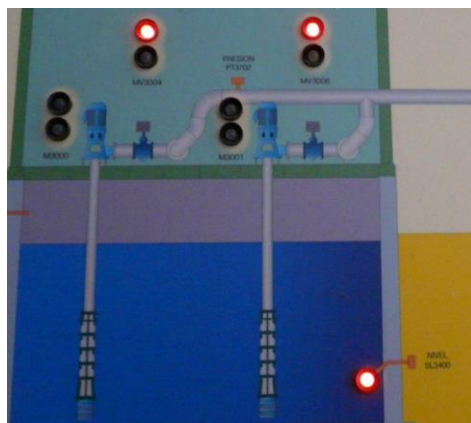


Figura 2: Fotografía sistema de control del bombeo en la impulsión del canal (fuente: fotografía propia)

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

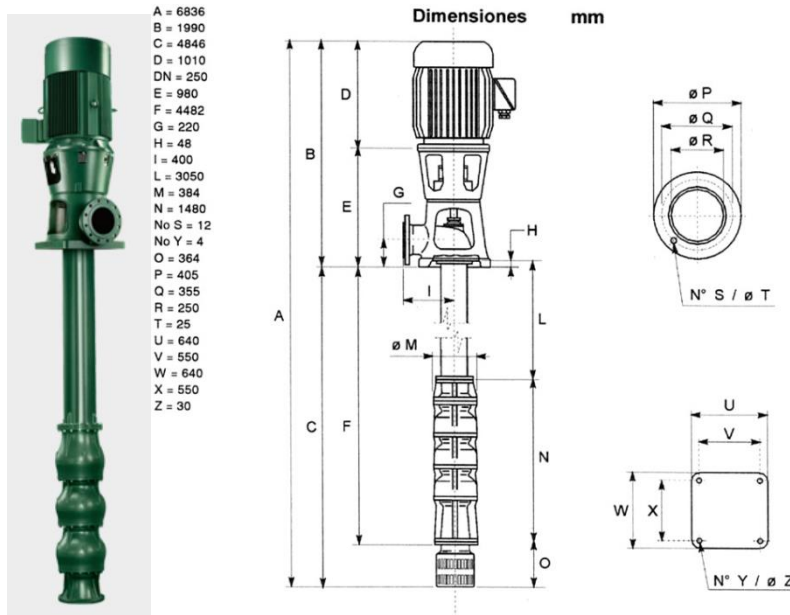


Figura 3: Imagen de la bomba centrífuga de eje vertical (izquierda) y dimensiones del modelo seleccionado por la CC.RR. Estepar (derecha) (fuente: CAPRARI)

Acudiendo al catálogo comercial de la marca, se han obtenido las curvas características de comportamiento para el modelo citado previamente, las cuáles relacionan el caudal circulante con la altura de impulsión (Q-H), la potencia absorbida (Q-P), el valor NPSH (Q-NPSH) y el rendimiento (Q-η). (Figura 4)

Una vez seleccionada la bomba, se determinaron analíticamente dos puntos de trabajo, conociendo la altura de impulsión requerida y el caudal de diseño, a fin de cuantificar el rendimiento de la bomba y la cercanía al punto óptimo de funcionamiento durante el trabajo.

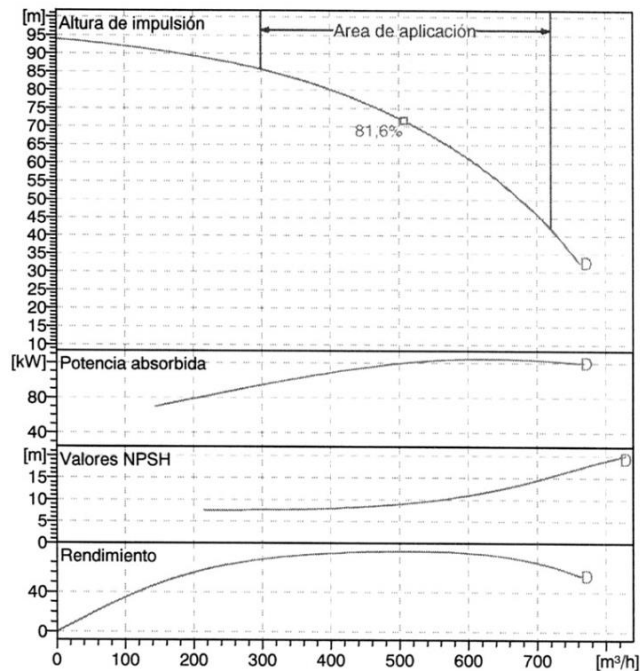


Figura 4: Curvas características de funcionamiento bomba centrífuga de eje vertical modelo P16C/10/45/4D (fuente: CC.RR. Estepar)

Conocidos los puntos de trabajo reales de la bomba, se asoció la curva característica de funcionamiento a la bomba dimensionada en EPANET 2.0, modelizando la instalación bajo condiciones reales de operación de la bomba. A continuación, se observa en la *Figura 5*, la curva característica de la bomba (Q-H) creada en el software EPANET 2.0.

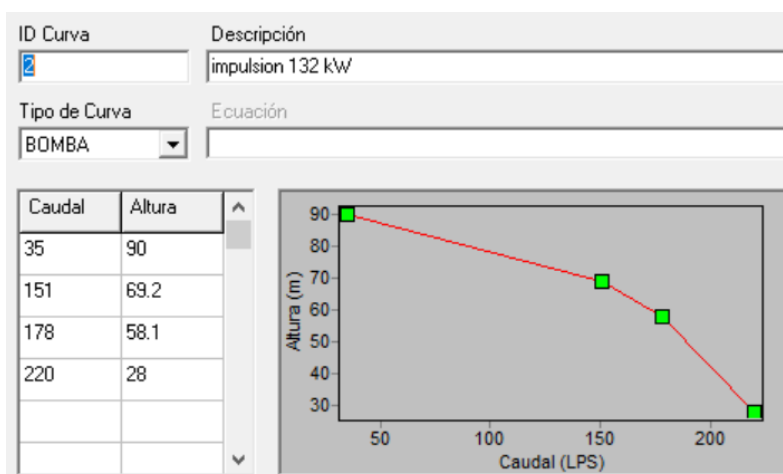


Figura 5: Curva característica asociada a la bomba centrífuga creada en el modelo de Epanet 2.0 para la impulsión del canal Júcar-Turia (fuente: EPANET 2.0)

La bomba dispone de un motor eléctrico para su accionamiento, con una velocidad de giro nominal de 1450 rpm y una potencia entregada de 132 KW. La *Figura 6* muestra los datos técnicos que caracterizan al motor, las limitaciones de la bomba y el peso de esta.

Datos del motor	
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	400 V
Velocidad nominal	1450 rpm
Nº de polos	4
Potencia entregada P2	132 kW
Corriente nominal	0 A
Tipo de motor	3~
Clase de aislamiento	F
Tipo de protección	IP 55

Límites operativos	
Arranques / h máx.	20
Temperatura máxima líquido bombeado	40 °C
Contenido máximo de sustancias sólidas	40 g/m³
Densidad máx.	998 kg/m³
Máx. Viscosidad	1 mm²/s

Datos generales	
Peso	1898,2 kg

Figura 6: Características técnicas del motor y la bomba (fuente: CC.RR. Estepar)

Ambas disponen de una válvula de control de bombeo, con la función de evitar el retorno del agua en casos de caída de tensión (causando severos problemas a la estructura de la bomba) y regular el caudal de salida de la bomba, controlando de esta forma el flujo del fluido. Todo ello es controlado y automatizado desde la propia impulsión mediante un autómata.

Por otro lado, a fin de evitar golpes de ariete en las conducciones en caso de caída de presión, la impulsión del canal dispone de una válvula anticipadora de onda capaz de aliviar el circuito hidráulico en tales situaciones. Consultando el ANEXO II: DOCUMENTACIÓN FOTOGRÁFICA se observan fotografías tomadas de las válvulas en cuestión.

Por último, las gráficas a continuación muestran la evolución del consumo hídrico mensual en el ejercicio 2020 y el consumo equivalente en kWh de la impulsión en su totalidad, mensualmente, para el mismo ejercicio.

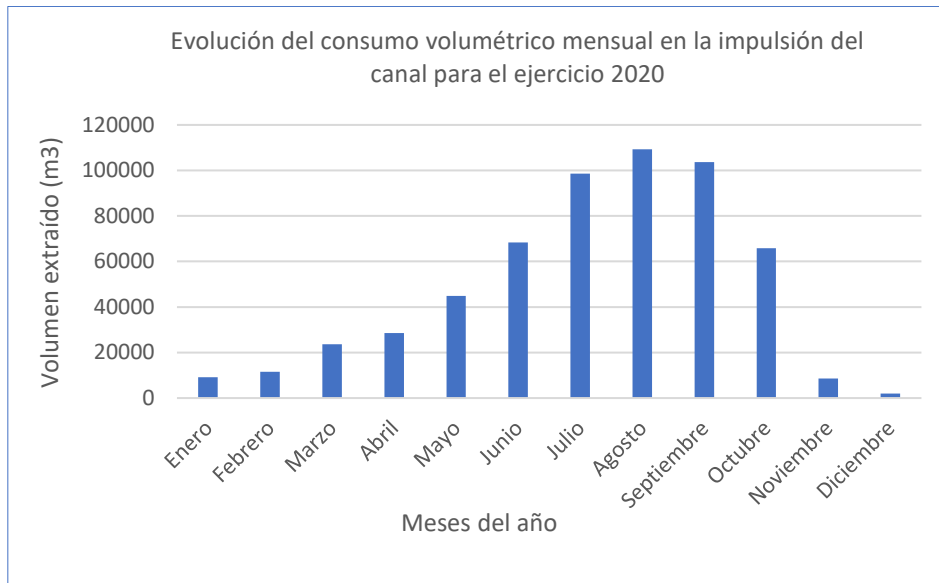


Figura 7: Evolución consumo volumétrico impulsión canal ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. L' Estepar)

Consultando la *Figura 7*, se observa el aumento progresivo, especialmente desde el mes de mayo, del consumo y extracción de recurso hídrico. Al disponer de bombas que aportan suficiente energía, la cuestión recae en analizar el rango de trabajo de estas, atendiendo al tiempo de bombeo, a fin de analizar su comportamiento hidráulico y la cercanía al punto óptimo de funcionamiento.

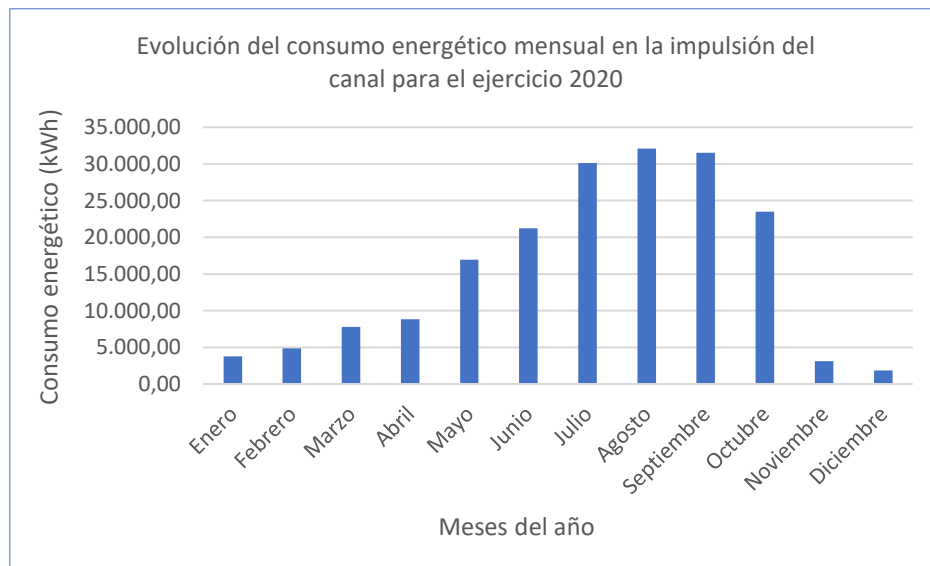


Figura 8: Evolución del consumo energético mensual en la impulsión del canal ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. L' Estepar)

2.2 Caracterización impulsión Pozo Corral

La impulsión del pozo el “Corral” alberga una bomba centrífuga vertical multietapa, capaz de asegurar el bombeo sumergible continuo de agua limpia para abastecer a la balsa Perdices.

La bomba es de la marca comercial INDAR, y es importante recalcar que lleva en funcionamiento desde el año 2014, año que se realizó la modernización del equipo de impulsión del pozo. El modelo seleccionado y puesto en funcionamiento es el 316-7 de la serie UGP-M. El número 7 hace referencia al número de rodets conectados en serie, incrementando para un caudal dado la altura manométrica aportada sustancialmente. (Figuras 9 y 10)

Fabricada en su totalidad con acero inoxidable, la bomba 316-7 dispone interiormente de una válvula de retención, evitando el descebado del equipo en paradas accidentales. La presente bomba no dispone de variador de frecuencia, puesto que bombea a un caudal constante para almacenar el agua en la balsa Perdices, incrementándose las horas de bombeo en los meses de máximos requerimientos.

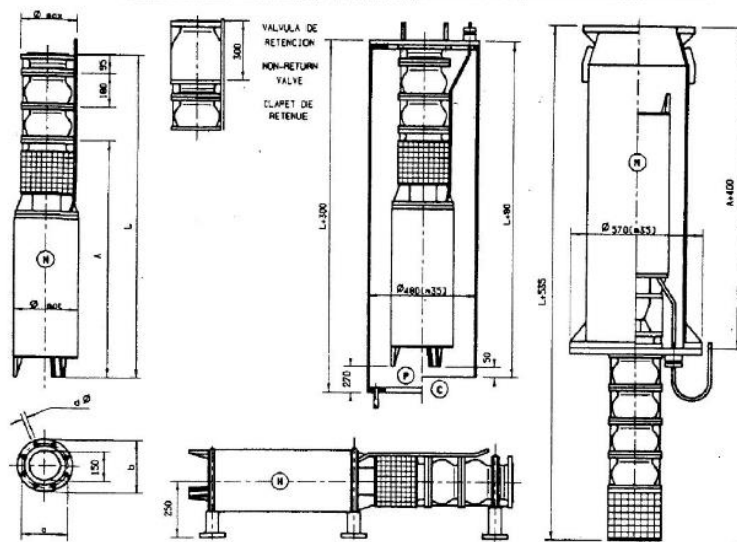


Figura 9: Dimensiones bomba centrífuga vertical modelo 316-7 INDAR empleada en el pozo del Corral

CODIGO CODE CODE	BOMBA PUMP POMPE	MOTOR MOTOR MOTEUR	POTENCIA POWER PUISSANCE		INST.	DIMENSIONES - DIMENSIONS (mm. - inch)				PESO WEIG. POIDS (kg./lb)	CAUDAL-CAPACITY-DEBIT (l/min. - USGPM)				
			CV/HP	KW		DIAM. MOT.	MAX DIAM.	A	L		3000	3500	4000	4500	5000
											793	925	1057	1190	1320
											ALTURA-HEAD-HAUTEUR (m. - foot)				
911804031601	316-1	18-3/040	30	22	H+V	182	285	1498	1683	264	38	36	34	30	14
911807631602	316-2	18-3/076	60	44	V	182	285	1778	2233	303	56	58	48	42	34
912505031603	316-3	25-3/050	88	65	H+V	244	285	1640	2275	413	86	80	74	63	52
912506031604	316-4	25-3/060	116	85	H+V	244	285	1740	2555	485	117	107	99	86	71
912508031605	316-5	25-3/080	145	107	H+V	244	285	1940	2935	590	146	135	125	109	89
912510031606	316-6	25-3/100	172	126	V	244	285	2190	3365	700	175	163	150	130	106
942512531607	316-7	25-3/125	202	149	V	244	300	2440	3795	835	204	190	175	152	123
942512531608	316-8	25-3/125	232	171	V	244	300	2440	3975	890	204	187	169	144	114
913506031609	316-9	35-1/060	260	191	H+V	335	335	1960	3675	980	243	243	225	196	160
						1311/8	1311/8	77"	145"	2160	863	797	738	643	525

Figura 10: Complemento de la Figura 9. Valores numéricos de las dimensiones de la bomba 316-7 INDAR

Acudiendo al catálogo comercial de la marca, se han obtenido las curvas características de comportamiento para el modelo citado previamente, las cuáles relacionan el caudal circulante con la altura de impulsión (Q-H), la potencia absorbida (Q-P), el valor NPSH (Q-NPSH) y el rendimiento (Q- η). (Figura 11)

Una vez seleccionada la bomba, se determinaron analíticamente dos puntos de trabajo, conociendo la altura de impulsión requerida y el caudal de diseño, dentro del intervalo de trabajo, a fin de cuantificar el rendimiento de la bomba y la cercanía al punto óptimo de funcionamiento.

Las curvas características de comportamiento para el modelo citado previamente, las cuáles relacionan el caudal circulante con la altura de impulsión (Q-H), la potencia absorbida (Q-P), el valor NPSH (Q-NPSH) y el rendimiento (Q- η), han sido obtenidas de la CC.RR. Estepar. (Figura 12)

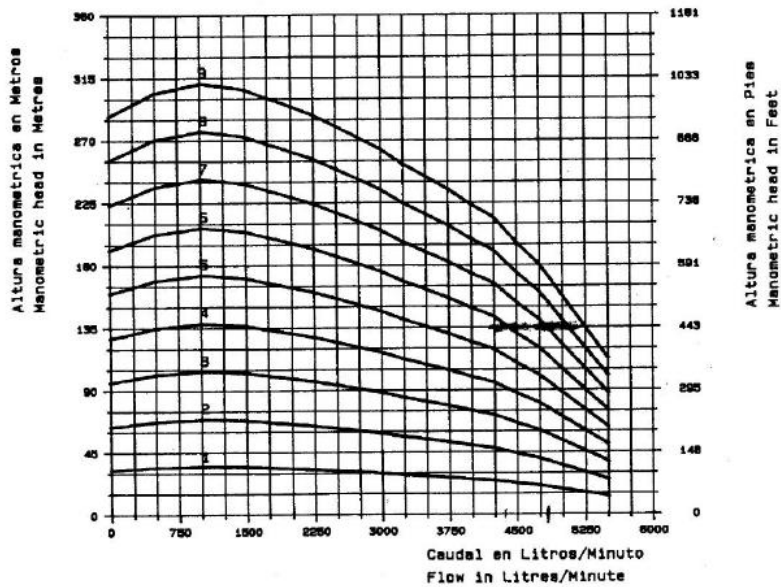


Figura 11: Curvas características de funcionamiento Q-H bomba centrífuga vertical modelo 316-7 en función del número de rodets (fuente: CC.RR. Estepar)

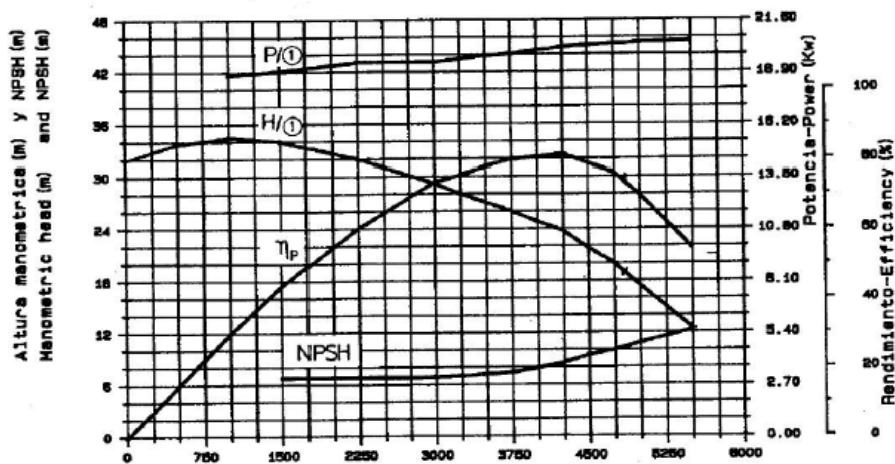


Figura 12: Curvas características de funcionamiento Q-P; Q-H; Q- η ; Q-NPSH bomba vertical modelo 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar)

Conocidos los puntos de trabajo reales de la bomba, se asoció la curva característica de funcionamiento a la bomba dimensionada en EPANET 2.0, modelizando la instalación bajo condiciones reales de operación de la bomba. A continuación, se observa en la *Figura 13*, la curva característica de la bomba (Q-H) creada en el software EPANET 2.0.

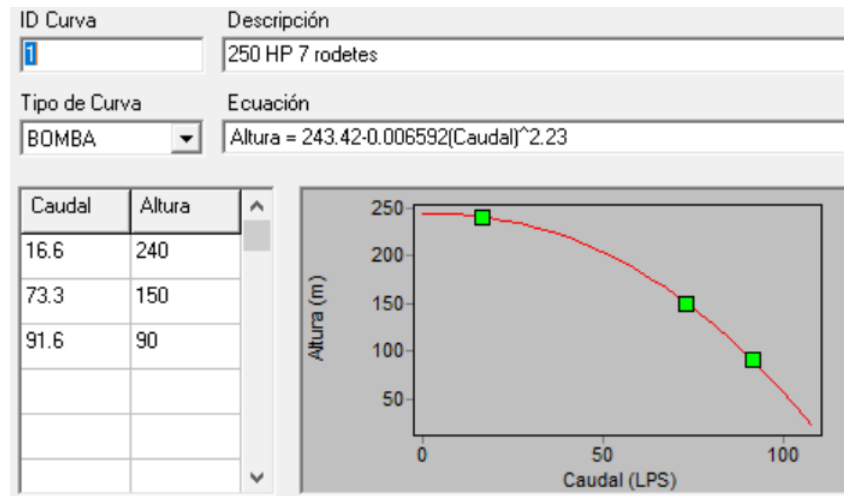


Figura 13: Curva característica asociada a la bomba centrífuga creada en el modelo de Epanet 2.0 para la impulsión del pozo del Corral (fuente: EPANET 2.0)

La bomba dispone de un motor eléctrico para su accionamiento, con una velocidad de giro nominal de 2900 rpm y una potencia entregada de 185 KW (dato obtenido de la CC.RR. L' Estepar). El caso por analizar cobra importancia ante la elevada demanda hídrica en los periodos de máximas necesidades y la reducida capacidad almacenamiento de la balsa, requiriendo el trabajo diario casi constante del motor para bombear.

Por último, las gráficas a continuación muestran la evolución del consumo hídrico mensual en el ejercicio 2018 y el consumo equivalente en kWh de la impulsión en su totalidad, mensualmente, para el mismo ejercicio.

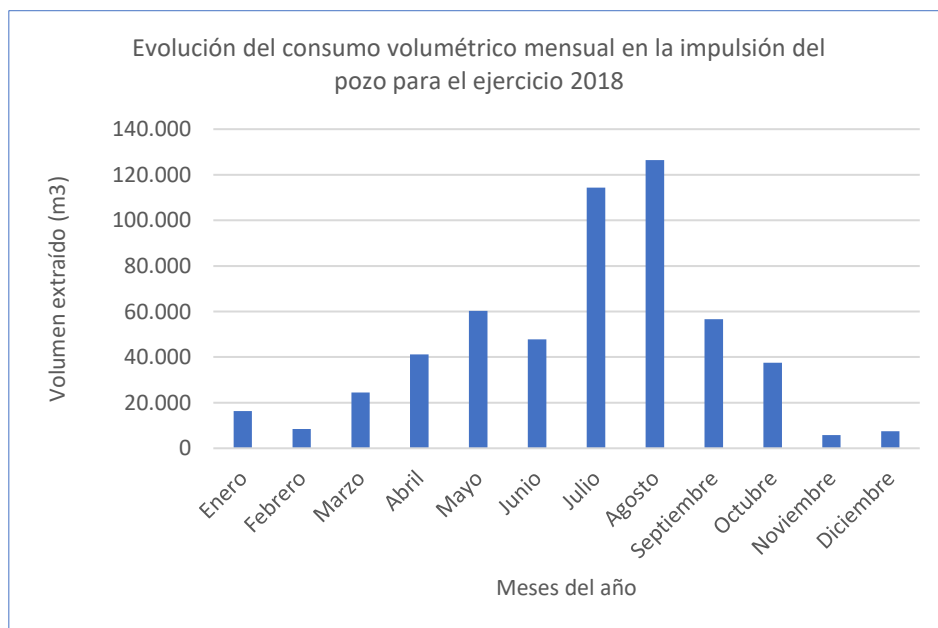


Figura 14: Evolución del consumo volumétrico mensual en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia a partir de los datos ofrecidos por la CC. RR. Estepar)

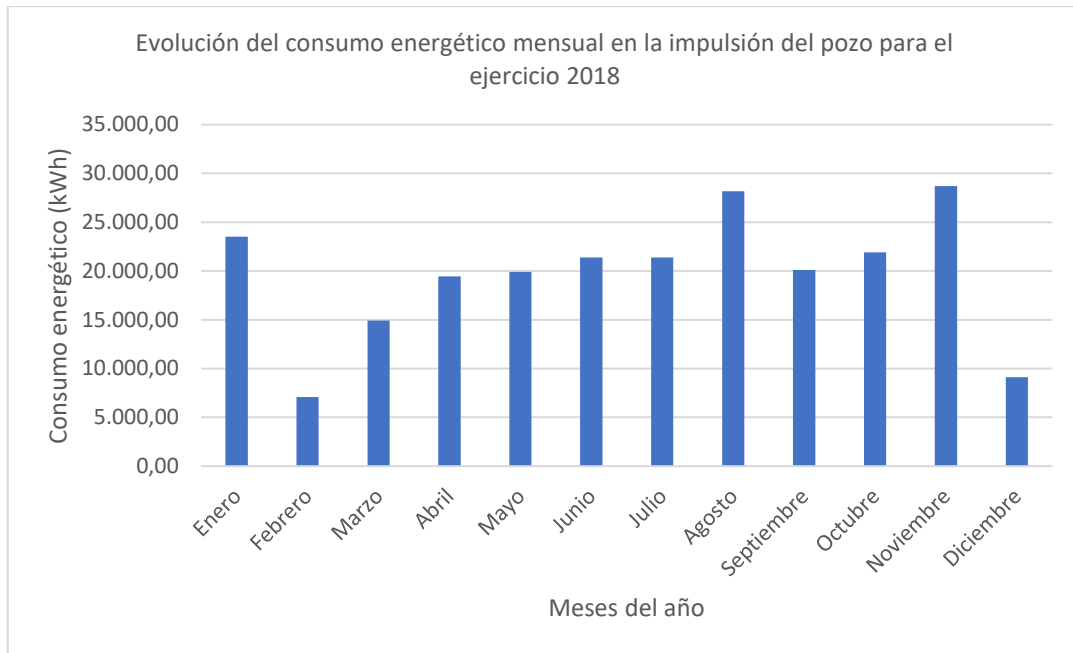


Figura 15: Evolución del consumo energético mensual en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia a partir de los datos ofrecidos por la CC. RR. Estepar)

Los datos recogidos en la impulsión del pozo del Corral muestran cierta disparidad, puesto que los consumos energéticos en el ejercicio 2018 no son representativos del volumen mensual extraído, especialmente en los meses de julio y agosto, donde se riega en periodos de elevado coste de la energía eléctrica.

No obstante, el siguiente apartado se aborda con la información presentada, donde se busca analizar el estado actual del funcionamiento de ambas impulsiones, planteando un escenario futuro de mayores necesidades (mayor volumen extraído en ambos puntos). De esta forma, concluir sobre la eficiencia en el empleo del bombeo en el presente y las posibilidades de adaptación ante un posible escenario más desfavorable.

3. Metodología

El presente apartado busca desarrollar la metodología seguida en la fase de análisis del funcionamiento de las impulsiones. El principal objetivo recae en estudiar y comprobar el funcionamiento actual, además de plantear un escenario teórico donde la extracción mensual se incremente ante las oscilaciones climáticas y la reducción de la precipitación en los meses estivales, causadas principalmente por el cambio climático. Por último, se plantearán ciertas medidas de mejora, que puedan repercutir directamente en la eficiencia del uso de los equipos de impulsión.

Para empezar, se propone un primer análisis del funcionamiento actual, que permita concluir sobre la eficiencia en la elección de los equipos de bombeo y la adecuación del caudal bombeado según la demanda de los cultivos. Conociendo el caudal de trabajo y disponiendo de las curvas características asociadas a cada bomba, se puede concluir sobre el rango de operación y la eficiencia en el empleo del grupo de impulsión.

Acto seguido, se cuantifica el volumen bombeado diario a la balsa, atendiendo a las condiciones reales de funcionamiento (volumen de extracción mensual recogido para los ejercicios 2018 y 2020 y las horas de impulsión diarias aportadas por la CCRR).

Paralelamente, se determina el volumen bombeado diario con los parámetros recogidos en la modelización de la red en baja en EPANET. Para ello, se pondera el caudal de salida de la balsa para cada uno de los sectores y se multiplica por las horas de trabajo máximas diarias de la bomba, en los meses de mayores requerimientos.

Actualmente, la CC.RR. Estepar riega durante todo el año la totalidad de las parcelas de riego, siguiendo una organización por turnos flexibles donde en cada turno riega el 33% de las tomas asociadas a cada sector. Si bien, ante el incremento de la demanda de los cultivos en los meses de julio y agosto, en ciertas ocasiones optan por regar diariamente, en cada turno, el 50% de las tomas asociadas a cada sector.

Pese a no verse modificado el tiempo total de riego diario (función de la JER y del mes en cuestión), el caudal saliente de la balsa se incrementa, por lo que es posible que la organización actual de extracción de recurso no sea suficiente para abastecer diariamente a todos los cultivos. Aun así, cabe resaltar que el estudio del funcionamiento actual se plantea como un ejercicio comparativo de dos modelos de la instalación. Se determina primeramente la operabilidad de la bomba para cada uno de los ejercicios según la extracción mensual y, paralelamente, se analizan los caudales de salida de la balsa del modelo en EPANET. Los datos deben mostrar cierta similitud, y el balance entre las entradas y salidas de agua debe ser positivo.

De esta forma, el primer análisis, referente al estado actual de funcionamiento, concluye con la comparación del caudal ponderado diario de la balsa con el volumen real de extracción diario en el mes de julio. Para una organización de riego de las tomas al 33% y al 50% respectivamente, se multiplica por 22 horas diarias de riego máximas (3 h diarias el caqui, 2,5 horas diarias el naranjo y 2 horas diarias el melocotonero, estos últimos combinados por similitud en la demanda). Los valores obtenidos de volumen bombeado diariamente permiten establecer una comparativa con los resultados previamente determinados, permitiendo comentar si se adecuan las horas de trabajo diario de las bombas o se deben incrementar, para los datos dados.

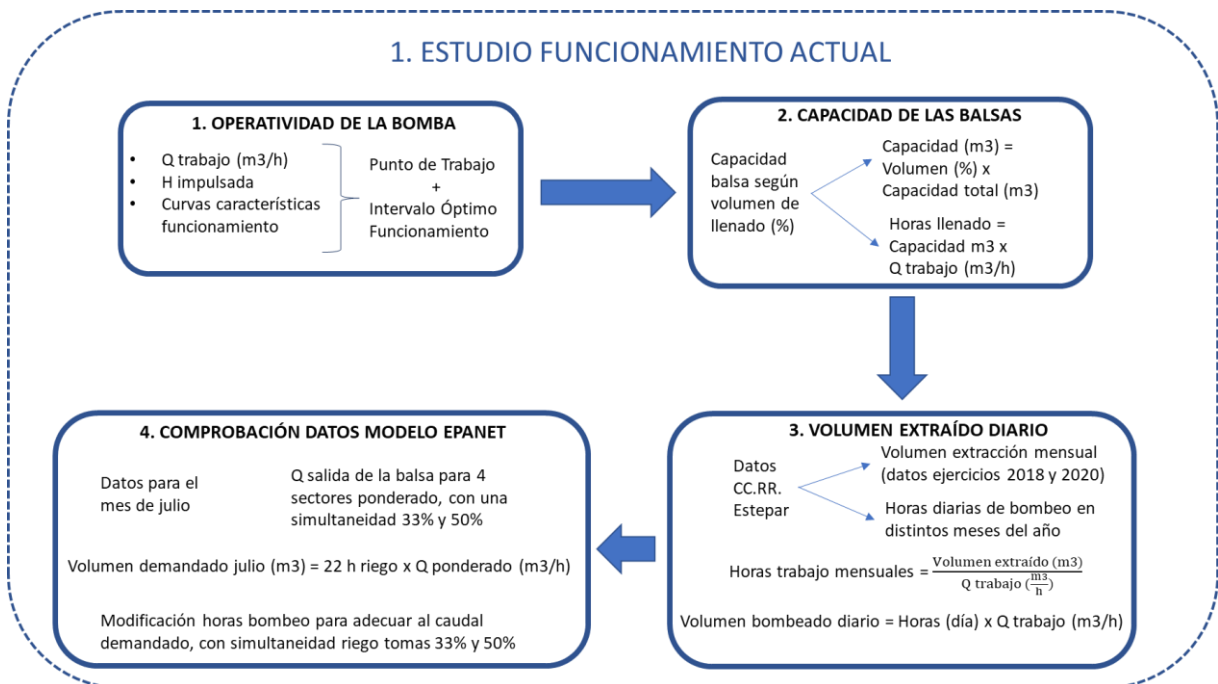


Figura 16: Esquema metodología seguida en el estudio del funcionamiento actual para los dos puntos de captación de la CC.RR. L' Estepar (fuente: elaboración propia)

Por otro lado, el análisis continúa con la determinación del funcionamiento teórico de la instalación, creando un modelo homogeneizado para cada cabezal de riego, en base a una distribución igualitaria de los cultivos. En el ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO se plantea un estudio de requerimientos de los cultivos y se adecúan los tiempos de riego diarios, a fin de no exceder las 2,5 horas diarias por sector. Conociendo el caudal requerido teórico por cada cabezal, y el tiempo de riego teórico mensual de cada cultivo en el mes de máximos requerimientos, se procede a determinar el volumen teórico de extracción.

Una vez obtenido, se relaciona este valor con el recogido en cada ejercicio (según la impulsión) para el mes de julio. La comparativa permite establecer un coeficiente de mayoración, que se emplea para mejorar los volúmenes mensuales recogidos por la CC.RR. Estepar.

El modelo permite crear un escenario de mayor extracción mensual, valorando las oscilaciones climáticas y los pronósticos para los próximos años en las zonas litorales. Los valores obtenidos de extracción permiten ver la capacidad de adaptación que dispone cada una de las impulsiones, y la adecuación de los horarios de bombeo a los periodos tarifarios más económicos (comparando ambas tarifas).

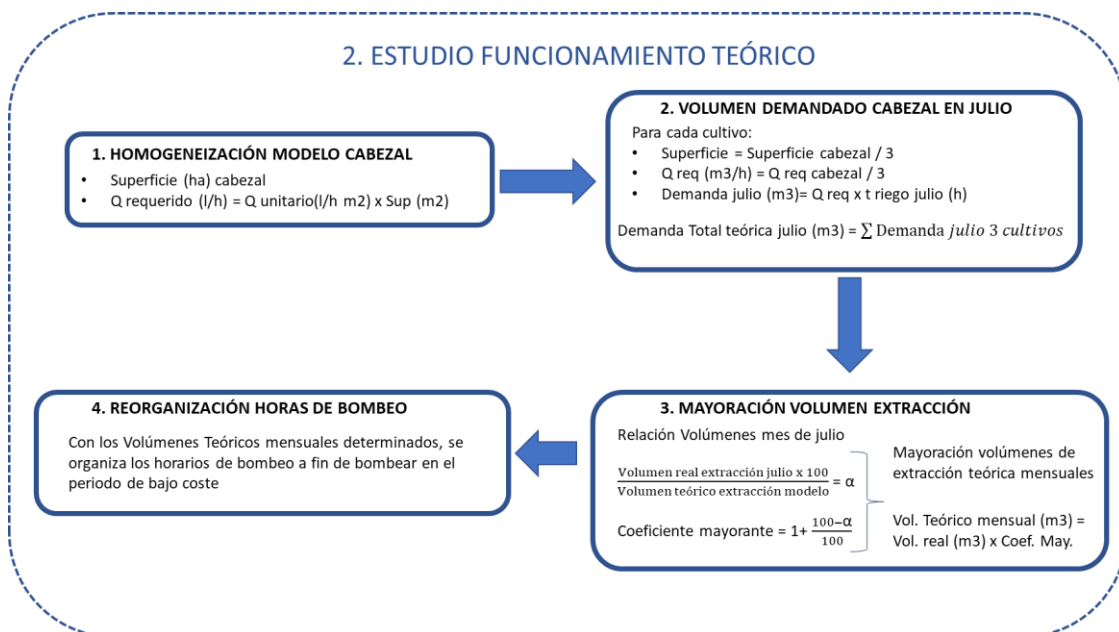


Figura 17: Esquema metodología seguida en el estudio del funcionamiento teórico para los dos puntos de captación de la CC.RR. L' Estepar (fuente: elaboración propia)

Llegados a este punto del análisis, la metodología del análisis permite estudiar el funcionamiento actual con datos reales recogidos por la CC.RR. Estepar, comprobando la eficiencia de la instalación. También, se ha creado un modelo que incrementa las aportaciones mensuales, para determinar la capacidad de adaptación que dispone cada una de las impulsiones, y la posibilidad de adecuar el funcionamiento a los periodos de menor coste.

El último apartado del análisis recae en aportar una serie de medidas de mejora, que puedan suponer un ahorro económico para la CC.RR. Estepar. Para ello, se propone una reorganización de los horarios de bombeo (en el caso que sea posible), la adecuación del punto de trabajo de la bomba cercano al intervalo de máxima eficiencia y la contratación de los términos de potencia en cada una de las impulsiones.

4. Análisis y Mejora de la impulsión canal Júcar-Turia

4.1 Estudio funcionamiento actual

Las bombas ubicadas en la impulsión del canal han sido modelizadas (individualmente) en el software EPANET 2.0, disponiendo de las condiciones reales de trabajo de estas a lo largo del año. De esta forma, se conoce el caudal bombeado diario y la altura manométrica impulsada por la bomba, por lo que el primer análisis recae en comprobar el rango de trabajo y operatividad de estas.

La bomba P16C/10/45/4D trabaja anualmente en las condiciones expuestas en la *Tabla 1* a continuación.

Tabla 1: Caracterización del funcionamiento de la bomba del canal P16C/10/45/4D (fuente: CC.RR. Estepar)

Bomba P16C/10/45/4D	Q trabajo (l/s)	Q trabajo (m ³ /h)	H (mca)	Rdto (%)	P absorbida (kW)
Punto 1	151	543,6	69,2	83	122
Punto 2	176	633,6	58,1	80,5	125
Punto Trabajo	160,5	577,8	65,3	81	123

La bomba trabaja con un rendimiento superior al 80% entre los 460 m³/h y los 600 m³/h, si bien la potencia absorbida es mayor a partir de 500 m³/h. Además, hasta los 580 m³/h la bomba es capaz de suministrar la altura manométrica necesaria, si bien a partir del caudal citado la altura impulsada es menor.

Atendiendo a la *Figura 18*, se observa el punto de trabajo (cruces en color rojo) y la ubicación de este en el intervalo de máxima eficiencia, donde la altura impulsada es la requerida (por tanto, no se aporta al fluido mayor energía de presión), mientras trabaja a pleno rendimiento, y la potencia absorbida se aproxima al valor máximo.

Uno de los principales puntos críticos de consumo energético en instalaciones de regadío está asociado al momento de impulsar el agua, tanto a balsa para su regulación como para verter directamente a la red. A este nivel, un sobredimensionado de los grupos de impulsión o una deficiente elección de estos, especialmente al trabajar con un caudal constante, repercute negativamente en el coste energético total.

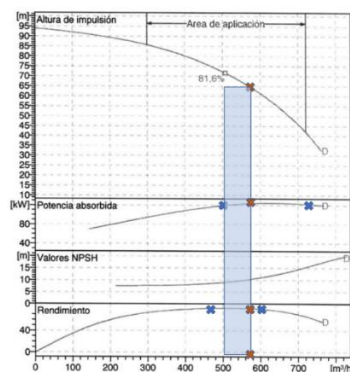


Figura 18: Intervalo de máxima eficiencia y óptimo funcionamiento de la bomba P16C/10/45/4D (fuente: elaboración propia a partir de las curvas características)

Consultando la *Figura 18*, se aprecia el punto de trabajo de la impulsión del canal y la adecuación de este al óptimo de funcionamiento, concluyendo que la CC.RR. ha realizado correctamente la elección, atendiendo a los condicionantes topográficos de la zona.

Las balsas de regulación asociadas a la impulsión del canal disponen de un volumen importante de almacenamiento. Por tanto, a fin de enfocar el estudio teórico y la propuesta de organización, se exponen en la siguiente tabla los volúmenes de ambas balsas, así como las horas necesarias de bombeo diario en función del volumen almacenado y el caudal de llenado. (*Tabla 2*)

Tabla 2: Análisis de los volúmenes de las balsas y las horas de llenado, en función de la capacidad, atendiendo al caudal de trabajo (fuente: elaboración propia)

Volúmenes balsas regulación					
% Volumen llenado	ESPARZA m ³	ESTEPAR m ³	Horas llenado Esparza	Horas llenado Estepar	Horas llenado-totales
100	6500	5400	11,25	9,35	20,60
90	5850	4860	10,13	8,41	18,54
80	5200	4320	9,00	7,48	16,48
70	4550	3780	7,88	6,54	14,42
60	3900	3240	6,75	5,61	12,36
50	3250	2700	5,63	4,67	10,30
40	2600	2160	4,50	3,74	8,24

Se puede apreciar, para llenar ambas balsas a un 40% de su capacidad, se requieren 8,24 horas de trabajo de las bombas (atendiendo a las condiciones actuales de funcionamiento). La posible reorganización del bombeo está vinculada a las horas de llenado de las balsas, a partir de las extracciones teóricas.

Actualmente, la bomba trabaja diariamente, en función de las necesidades mensuales, en horario nocturno (atendiendo a los periodos de la tarifa 3.1A actual, en periodo valle). Las horas de bombeo dependen de la demanda de los cultivos, si bien el motor trabaja entre 4 y 8 horas. Empleando los datos recogidos y facilitados por la CC.RR. L' Estepar correspondientes al ejercicio 2020, y conociendo el caudal real de trabajo (577 m³/h), se han podido determinar las horas necesarias de bombeo mensuales, los días de trabajo mensuales de las bombas y el caudal diario impulsado.

Tabla 3: Determinación del volumen bombeado diario a las balsas Esparza y Estepar en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los datos recogidos de la CC.RR. Estepar)

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado diario
Enero	9111	15,770	4	3,943	4	2310,912
Febrero	11550	19,992	4	4,998	5	2310,912
Marzo	23697	41,018	4	10,254	11	2310,912
Abril	28631	49,558	4	12,389	13	2310,912
Mayo	44884	77,691	6	12,948	13	3466,368
Junio	68364	118,333	6	19,722	20	3466,368
Julio	98627	170,715	7	24,388	25	4044,096
Agosto	109310	189,207	7	27,030	28	4044,096

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado diario
Septiembre	103646	179,403	6	29,900	30	3466,368
Octubre	65832	113,950	6	18,992	19	3466,368
Noviembre	8617	14,915	4	3,729	4	2310,912
Diciembre	2012	3,483	4	0,871	1	2310,912

Los datos referentes al consumo están vinculados a la demanda de los cultivos, determinadas por la propia comunidad empleando la aplicación informática PARloc. Esta ha sido facilitada por el IVIA a los agricultores y técnicos agrícolas, y tiene la finalidad de orientarles en la determinación de las necesidades de los cultivos en función de los condicionantes de cada explotación.

Por otro lado, se han analizado también los caudales salientes de las balsas, en función de la sectorización establecida, a fin de obtener un promedio de demanda mensual. De esta forma, determinar el volumen teórico a bombear diariamente para satisfacer las necesidades de los cultivos. Ello se determina para el mes de máximos requerimientos, julio, planteando el estudio con una simultaneidad de riego de las tomas del 33% y del 50% respectivamente.

La *Tabla 4* muestra los valores de caudales circulantes en cada sector, los cuáles se han promediado para obtener el volumen hídrico a aportar diariamente en el mes de máximas necesidades. Hay que destacar, en julio y agosto la JER es de 24 h, si bien, conociendo el caudal ponderado de salida de la balsa y los tiempos de riego diarios reales en este mes (aportados por la CC.RR. Estepar), se determina el volumen teórico a aportar diariamente a la balsa en base al tiempo de riego diario.

Además, ante una posible organización de los turnos flexibles de mayor requerimiento (en cada turno diario, riegan el 50% de las tomas de cada sector), se propone una alternativa de mayor caudal, a fin de determinar el volumen necesario diario.

Tabla 4: Valores de los caudales salientes de la balsa atendiendo a la modelización en EPANET 2.0, según número tomas que riegan simultáneamente en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET)

Sectores Balsas Canal	Hidrantés	Caudal (l/s) (0,33%)	Caudal (m ³ /h) (0,33%)	Caudal (l/s) (0,5%)	Caudal (m ³ /h) (0,5%)
1	2101-2112 / 2401-2412	49,34	177,62	74,75	269,10
2	2201-2218	48,05	172,98	72,80	262,08
3	2301-2326	49,01	176,44	74,26	267,34
4	409 / 510-521	34,67	124,81	52,53	189,11

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

Tabla 5: Volumen a bombear diariamente en el mes de Julio atendiendo a la organización del riego y las tomas que riegan simultáneamente (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET)

Riego Tomas Simultáneas	Caudal ponderado (l/s)	Caudal ponderado (m ³ /h)	Volumen diario julio (m ³)
0,33	45,27	162,96	3422,16
0,5	68,59	246,91	5185,11

Observando los datos obtenidos del modelo de EPANET 2.0, se concluye que la organización actual de extracción de recurso hídrico bombea el tiempo suficiente como para regar 22 horas diarias en el mes de julio, en turnos flexibles regando el 33% de las tomas. Sin embargo, si la organización fuera por turnos flexibles regando el 50% de las tomas, esto no se cumple para las horas normales de funcionamiento. (*Tablas 3 y 5*)

Por lo tanto, en los meses de julio y agosto, se deberían incrementar las horas de bombeo atendiendo al caudal de trabajo y el modelo en EPANET, incrementando la aportación diaria a la balsa y asegurando el abastecimiento de toda la superficie. Se han determinado las horas teóricas a bombear diariamente en el mes de julio, para satisfacer las necesidades en caso de regar simultáneamente el 50% de las tomas.

Tabla 6: Modificación de las horas de trabajo de la bomba en el mes de julio para asegurar el caudal diario saliente de la balsa (fuente: elaboración propia)

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado diario
Julio	98627	170,715	9	18,968	19	5199,552
Agosto	109310	189,207	9	21,023	22	5199,552

Llegados a este punto, se ha justificado el trabajo y eficiencia del equipo de impulsión, exponiéndose la organización actual de los horarios de bombeo a lo largo del año y el volumen bombeado y acumulado diariamente para satisfacer por gravedad las necesidades de los cultivos.

Pese a trabajar eficientemente, toda comunidad dispone de un margen de mejora, adecuando por un lado los consumos de los cultivos en función de las oscilaciones climáticas y, por otro lado, reorganizando los días y horas de bombeo a fin de asegurar un mínimo de agua disponible para riego en las balsas.

4.2 Estudio funcionamiento teórico

Para llevar a cabo el estudio bajo condiciones teóricas y óptimas de funcionamiento, se requiere analizar el modelo hidráulico, a fin de determinar los caudales requeridos a nivel de cabezal consultando los datos reales de superficie.

Conociendo la superficie abarcada por cada cabezal, y al estar cada uno asociado a una de las impulsiones, se pueden determinar matemáticamente los aportes mensuales y los tiempos de riego ficticios para ello. En el caso de estos últimos, los tiempos empleados son los obtenidos en

el ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO, homogeneizando toda la superficie en base a tres cultivos repartidos igualitariamente (el naranjo, el caqui y el melocotonero, este último predomina los cultivos frutales). Cabe resaltar que se han aportado pequeñas modificaciones sobre el número de riegos semanales actuales, a fin de reducir los tiempos de riego diarios de la instalación a un máximo de 2,5 horas diarias.

La homogeneización se lleva a cabo para el mes de julio. Por lo tanto, empleando los tiempos de riego teóricos, se accede a determinar el volumen teórico mensual a aportar a cada cabezal y así, se obtienen los volúmenes teóricos de extracción. (Tablas 7 y 8)

Tabla 7: Caracterización demanda cabezal Puja Bollo según modelo homogeneizado (fuente: elaboración propia)

CABEZAL	Sup. Hg	Sup. M2	Sup. Ha	% Ocupación	Q req (l/h)	Q req (m3/h)
Puja Bollo	1637	1360347	136,03	40	2067727,44	2067,73

Tabla 8: Demanda teórica total por cultivo en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia)

CULTIVOS	SUP (ha)	Tiempo JULIO (h)	Dem Total (litros)	Dem Tot m ³	Tot m ³ julio
Naranja	44,89	62,3	42939806,50	42939,81	129570,69
Caqui	44,89	71,3	49142988,82	49142,99	
Melocotonero	44,89	54,39	37487898,49	37487,90	

Con la finalidad de establecer un escenario teórico de mayor demanda hídrica, y analizar la adaptación de los equipos de impulsión y las horas de bombeo, se plantea la homogeneización citada. Para ello, tomando el caudal unitario real de la instalación y la superficie en ha abarcada por el cabezal, se determina el caudal requerido total. Tras este paso, se determina para cada cultivo en el mes de julio la demanda total, atendiendo a los tiempos teóricos de riego.

Al no disponer de otros datos, se emplean los datos referentes a la extracción, cuyos valores se mayoran a fin de obtener un volumen de extracción mensual mayor, y analizar las horas necesarias de bombeo ante un episodio de mayor demanda.

Para ello, se establece una relación porcentual del volumen extraído del canal en julio en el ejercicio 2020, con el volumen total teórico determinado en la homogeneización. En la Tabla 9 se determina el coeficiente de mayoración.

Tabla 9: Determinación coeficiente mayorante para la impulsión del canal, atendiendo a los datos reales de extracción y los datos teóricos obtenidos en el modelo (fuente: elaboración propia)

Volumen Extracción	m3	Porcentaje	Relación	Coeficiente Mayorante
Real Periodo 2018	98627	76,12	23,88	1,24
Teórico Modelo	129570,69	100,00		

El siguiente paso recae en mayorar los volúmenes de extracción del ejercicio 2020, y, conociendo el caudal de trabajo, determinar la adaptación de los grupos de bombeo y las horas necesarias de bombeo, planteando un escenario de mayor extracción de volumen hídrico.

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

Tabla 10: Determinación del volumen mayorado teórico bombeado diario a las balsas Esparza y Estepar en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar)

MESES	Consumo m3 mes	Consumo mayorado m3	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado diario
Enero	9111	11297,64	19,555	4	4,889	5	2310,912
Febrero	11550	14322	24,790	4	6,198	6	2310,912
Marzo	23697	29384,28	50,862	4	12,715	13	2310,912
Abril	28631	35502,44	61,452	4	15,363	16	2310,912
Mayo	44884	55656,16	96,336	6	16,056	17	3466,368
Junio	68364	84771,36	146,732	8	18,342	19	4621,824
Julio	98627	122297,48	211,687	9	23,521	27	5199,552
Agosto	109310	135544,4	234,616	9	26,068	30	5199,552
Septiembre	103646	128521,04	222,459	8	27,807	28	4621,824
Octubre	65832	81631,68	141,298	6	23,550	24	3466,368
Noviembre	8617	10685,08	18,495	4	4,624	5	2310,912
Diciembre	2012	2494,88	4,318	4	1,080	1	2310,912

En el periodo de máximos requerimientos, se amplía el horario de bombeo nocturno hasta las 9 horas, pudiendo aportar el volumen diariamente requerido en caso de organizarse los turnos flexibles con una simultaneidad del 50%. En este contexto, se seguiría bombeando en el periodo Valle de coste menor (tarifa 3.1A), con una hora extra diariamente en el periodo Llano (tarifa 3.1A).

Planteando el estudio para unas condiciones ambientales más desfavorables y de mayor demanda de los cultivos, los resultados muestran la capacidad de adaptación que tiene la bomba trabajando en su intervalo óptimo de funcionamiento ($Q= 577 \text{ m}^3/\text{h}$). Además, la elevada capacidad de las balsas permite bombear durante el periodo de mínimo coste de las tarifas 3.1A y 6.1TD, facilitando la organización de los horarios de bombeo.

En caso de regar con una simultaneidad del 50% de las tomas, se podría mantener esta organización al bombear diariamente todos los días del mes, ya que en julio se riegan 6 días a la semana. En caso de necesitar más horas de bombeo diarias, se mantendría el bombeo en el periodo valle de menor coste, bombeando el resto de las horas en el periodo llano.

En el siguiente apartado se plantean una serie de propuestas de mejora en cuanto a organización y manejo de la impulsión, que puedan repercutir positivamente sobre el coste total de la energía de la CC.RR. Estepar.

4.3 Propuesta de mejora en el manejo

El margen de mejora en la impulsión del canal en relación con la eficiencia energética es reducido, puesto que como se ha expuesto, es una bomba que trabaja en su punto de máxima eficiencia. Los bombeos están organizados en el periodo de mínimo coste de la tarifa 3.1A, si bien plantear otro escenario de organización y contratación de las nuevas tarifas 6.1TD puede ser una alternativa viable para reducir los costes energéticos totales.

Los costes energéticos suelen incrementarse debido a la contratación de las tarifas de potencia y al coste de la energía reactiva asociada al empleo de los aparatos. En este caso, al estar la bomba accionada por un motor de corriente alterna, este genera un consumo de energía que no aprovecha, y se debe compensar. A su vez, la bomba es accionada en baja tensión, requiriendo de un transformador en la impulsión que reduzca el voltaje de la corriente. Su uso

es necesario, pero incrementa sustancialmente el coste energético total. En el ANEXO VI: ANÁLISIS DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS se aborda el efecto de la nueva tarifa y los posibles ahorros económicos en la contratación de las tarifas en función de la potencia contratada.

Todo ello se ha tomado en consideración, y ha permitido establecer una propuesta de organización anual, con la finalidad de reducir los costes energéticos asociados al funcionamiento de las instalaciones y, paralelamente, atender continuamente a los eventos climáticos que generen una aportación extra de recurso hídrico.

En primer lugar, tras la determinación de los tiempos de riego anuales y mensuales para cada cultivo, se propone una organización del riego mensual. De esta forma, se establecen tres periodos con diferente Jornada Efectiva de Riego (JER), manteniendo la sectorización. (Tabla 11)

Tabla 11: Reorganización de los meses anuales en diferentes JER atendiendo a la demanda de los cultivos y el tiempo de riego mensual (fuente: elaboración propia)

JER (h)	MESES
8	Enero/Febrero/Noviembre/Diciembre
12	Marzo/Abril/Octubre
24	Mayo/Junio/Julio/Agosto/Septiembre

Consultando la Tabla 3, se observan los días de trabajo necesarios en los meses de menores requerimientos de la bomba y las correspondientes horas necesarias. En general, la bomba trabaja como máximo 4 horas diarias en estos meses, si bien hacerla trabajar un número reducido de días podría repercutir directamente en el coste mensual. En los meses de menores requerimientos se propone una reducción de los días de bombeo, a fin de aportar el caudal necesario según los requerimientos y trabajar la bomba en su punto de máxima eficiencia. Este tipo de reorganización se plantea como hipótesis, para lo cual resultaría indispensable analizar, como paso previo, las características de los equipos, la eficiencia del motor en largos periodos de bombeo y el consumo en pasivo de tales equipos. El planteamiento se lleva a cabo como posible medida de mejora, evitando el coste de los equipos cuando no se encuentren en régimen de funcionamiento.

La Tabla 12 a continuación, recoge los valores reales de extracción de agua, según las condiciones actuales de funcionamiento. Paralelamente, se ha planteado la organización de los días y horas de bombeo, limitando a un máximo de 8 horas diarias el tiempo de bombeo a las balsas. Con ello, se pretende mostrar la adaptabilidad del grupo de impulsión y el margen de trabajo, en el periodo de mínimo coste, que dispone en caso de mayor demanda hídrica.

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

Tabla 12: Propuesta de organización de los horarios de bombeo a lo largo del año (fuente: elaboración propia)

MESES	Volumen actual				Volumen actual modificado			
	Días mes	Horas diarias	Volumen bombeado diario	Volumen bombeado mensual	Días mes	Horas diarias	Volumen bombeado diario	Volumen bombeado mensual
Enero	4	4	2310,91	9243,65	2	8	4621,82	9243,65
Febrero	5	4	2310,91	11554,56	3	8	4621,82	13865,47
Marzo	11	4	2310,91	25420,03	6	7,33	4236,67	25420,03
Abril	13	4	2310,91	30041,86	7	7,43	4291,69	30041,86
Mayo	13	6	3466,37	45062,78	16	4,88	2816,42	45062,78
Junio	20	6	3466,37	69327,36	18	6,67	3851,52	69327,36
Julio	25	7	4044,10	101102,40	25	7	4044,10	101102,40
Agosto	28	7	4044,10	113234,69	26	7,54	4355,18	113234,69
Septiembre	30	6	3466,37	103991,04	27	6,67	3851,52	103991,04
Octubre	19	6	3466,37	65860,99	15	7,60	4390,73	65860,99
Noviembre	4	4	2310,91	9243,65	2	8	4621,82	9243,65
Diciembre	1	4	2310,91	2310,91	1	4	2310,91	2310,91

Realizando la propuesta con los datos reales de extracción del periodo 2020, se constata la reducción significativa en los meses de menores requerimientos de los días de bombeo. Para el caso de los meses de mayores requerimientos, se reducen las horas diarias de bombeo, asegurando aportar diariamente el caudal requerido (basándose en la modelización en EPANET, con una simultaneidad de riego de las tomas del 33%).

Ante un escenario de mayor demanda hídrica, especialmente en los meses de máximos requerimientos, las bombas tendrían un margen diario, atendiendo a la nueva frecuencia de bombeo, para aportar el volumen demandado dentro del periodo de menor coste. Además, el gran volumen de almacenamiento de las balsas permite bombear todos los días del mes 8 horas, asegurando un volumen disponible diario.

Tanto la tarifa 3.1A como la 6.1TD, ambas disponen del periodo de menor coste en los días de final de semana y días festivos. De esta forma, en los meses de JER de 8 y 12 horas, los bombeos se realizan sucesivamente cada fin de semana, para disponer del recurso necesario para toda la semana. En el caso de la JER de 24 horas, los bombeos se mantienen diarios, en horario nocturno.

Hay que destacar que, durante el estudio, se ha constatado que la tarifa de potencia contratada en el periodo valle excede la realmente demandada por todos los equipos asociados a la impulsión del canal. Además, al consultarlo con las personas responsables del manejo del riego en la CC.RR. L' Estepar, se concluyó que la contratación de la tarifa de potencia en el canal está sobredimensionada. Esta propuesta es analizada en el *ANEXO VI: ANÁLISIS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS*, cuantificando el ahorro económico existente al ajustar la potencia contratada.

Se concluye que, la CC.RR. Estepar ha realizado una correcta proyección del equipo de bombeo del canal, atendiendo a las condiciones de trabajo.

5. Análisis y mejora de la impulsión del pozo del Corral

5.1 Estudio funcionamiento actual

Al igual que para el caso anterior, la bomba del pozo ha sido simulada en el software EPANET 2.0, por lo que se dispone de los parámetros de funcionamiento normales. El caudal de trabajo suele ser el mismo a lo largo del año, atendiendo a ligeras variaciones. Por tanto, se procede a comprobar la eficiencia de diseño, así como el rango de trabajo y la operabilidad de estas.

La bomba UPG-M SP 316-7 trabaja anualmente en las condiciones expuestas en la *Tabla 13* a continuación.

Tabla 13: Caracterización del funcionamiento de la bomba del pozo INDAR SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar)

Bomba INDAR SP 316-7	Q trabajo (l/s)	Q trabajo (m ³ /h)	Q trabajo (l/min)	H (mca)	Rdto (%)	P absorbida (kW)
Punto 1	16,6	59,76	996	240	28	126
Punto 2	73,3	263,88	4398	150	80	143,5
Punto Trabajo	76,02	273,672	4561,2	142	78	145,6

La bomba trabaja con un rendimiento superior al 80% entre los 225 m³/h (3750 l/min) y los 270 m³/h (4500 l/min) y la potencia absorbida se incrementa a partir de 225 m³/h. Además, hasta los 280 m³/h la bomba es capaz de suministrar la altura manométrica necesaria, si bien a partir del caudal citado la altura impulsada es menor. (*Figura 19*)

La *Figura 19* muestra el punto de trabajo normal de la bomba y la altura impulsada, contemplando las pérdidas ocasionadas en la impulsión. La *Figura 20* muestra el análisis llevado a cabo en la determinación del punto óptimo de funcionamiento de la bomba y el intervalo óptimo de trabajo de esta, en base a las condiciones de trabajo presentadas.

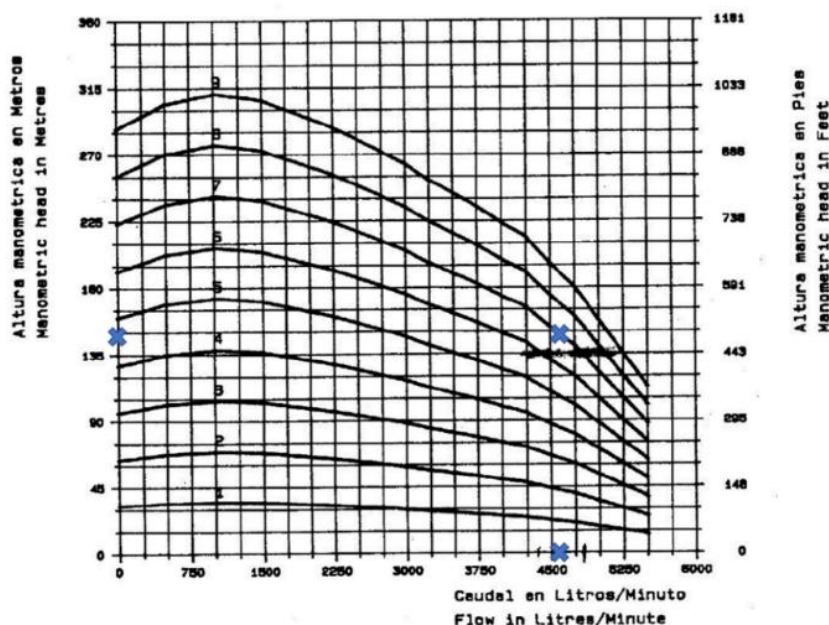


Figura 19: Punto de trabajo actual bomba SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar)

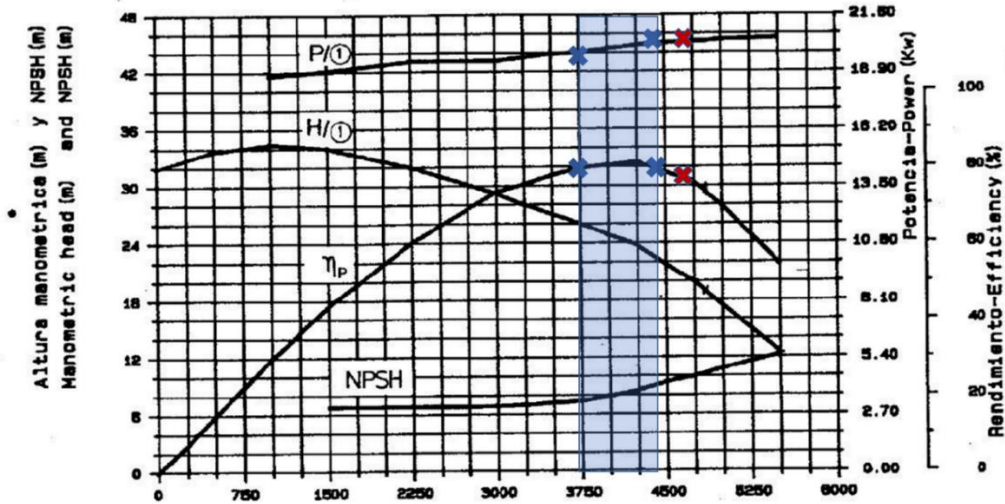


Figura 20: Intervalo de máxima eficiencia y punto de funcionamiento de la bomba SP 316-7 (fuente: CC.RR. Estepar)

Observando la *Figura 20*, se concluye que, para las condiciones de trabajo dadas, la bomba no está trabajando cercana a su punto óptimo de funcionamiento. La potencia absorbida es mayor, pero el rendimiento del grupo motobomba se encuentra por debajo del 80%. Por lo tanto, se concluye que este punto, categorizado como crítico de consumo de energético, es un punto de mejora.

La balsa de regulación asociada al pozo el Corral dispone de un volumen reducido de almacenamiento. Por tanto, a fin de enfocar el estudio teórico y la propuesta de organización, se exponen en la siguiente tabla los volúmenes del almacenamiento de la balsa en función del porcentaje de llenado, determinando para cada rango las horas necesarias para completarlo. (*Tabla 14*)

Tabla 14: Determinación de las horas de llenado de la balsa Perdices en función del volumen de llenado (fuente: elaboración propia)

Volúmenes balsa PERDICES		
% Volumen llenado	Capacidad Balsa (m ³)	Horas llenado Perdices
100	2700	9,87
90	2430	8,88
80	2160	7,89
70	1890	6,91
60	1620	5,92
50	1350	4,93
40	1080	3,95

Actualmente, la bomba trabaja diariamente, siendo la demanda hídrica lo que marca los horarios de bombeo. En general, la bomba trabaja 18 horas al día en los periodos de máximas necesidades, reduciéndose el tiempo de bombeo sustancialmente en el resto de los meses.

Empleando los datos recogidos y facilitados por la CC.RR. Estepar correspondientes al ejercicio 2018, y conociendo el caudal real de trabajo (273,76 m³/h), se han podido determinar las horas necesarias de bombeo mensuales, los días de trabajo mensuales de las bombas, y el caudal diario impulsado.

Tabla 15: Determinación del volumen bombeado diario a la balsa Perdices en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar)

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Volumen bombeado diario m ³
Enero	16289	59,52	4	14,88	1094,69
Febrero	8403	30,70	4	7,68	1094,69
Marzo	24513	89,57	6	14,93	1642,03
Abril	41237	150,68	6	25,11	1642,03
Mayo	60221	220,05	10	22,00	2736,72
Junio	47779	174,58	10	17,46	2736,72
Julio	114376	417,93	18	23,22	4926,10
Agosto	126467	462,11	18	25,67	4926,10
Septiembre	56666	207,06	10	20,71	2736,72
Octubre	37513	137,07	6	22,85	1642,03
Noviembre	5797	21,18	4	5,30	1094,69
Diciembre	7517	27,47	4	6,87	1094,69

Por otro lado, se han analizado también los caudales salientes de la balsa, en función de la sectorización establecida, a fin de obtener un promedio de demanda mensual. De esta forma, determinar el volumen teórico a bombear diariamente para satisfacer las necesidades de los cultivos.

La *Tabla 16* muestra los valores de caudales circulantes en cada sector, los cuáles se han promediado para obtener el volumen hídrico a aportar diariamente en el mes de máximas necesidades. Hay que destacar, en julio se riega con una JER de 24 horas al día, por lo que, conociendo el caudal ponderado de salida de la balsa, se determina el volumen teórico a aportar diariamente a la balsa.

Tabla 16: Valores de los caudales salientes de la balsa Perdices atendiendo a la modelización en EPANET 2.0 (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET)

Sectores Balsas Canal	Hidrantes	Caudal (l/s) (0,33%)	Caudal (m ³ /h) (0,33%)	Caudal (l/s) (0,5%)	Caudal (m ³ /h) (0,5%)
1	1601-1609 / 1701-1713	75,57	272,052	114,51	412,236
2	1201-1211 / 1301-1320	48,86	175,896	74,04	266,544
3	1400-1408 / 1410-1414 / 1502-1509	51,26	184,536	77,67	279,612
4	1101-1104 / 1201	29,27	105,372	44,35	159,66

Tabla 17: Volumen a bombear diariamente en el mes de Julio atendiendo a la organización del riego y las tomas que riegan simultáneamente (fuente: elaboración propia a partir de datos de EPANET)

Riego Tomas Simultáneas	Caudal ponderado (l/s)	Caudal ponderado (m ³ /h)	Volumen diario julio (m ³)
0,33	51,24	184,46	3873,744
0,5	77,64	279,51	5869,773

Observando los datos obtenidos del modelo de EPANET 2.0, se concluye que la organización actual de extracción de recurso hídrico bombea el tiempo suficiente como para regar 22 horas diarias, en turnos flexibles, toda la superficie que abarca el cabezal Corral, si se riegan las tomas con una simultaneidad del 33%.

En caso de regar con una simultaneidad del 50%, las horas de bombeo diario en los meses de julio y agosto no son suficientes. De esta forma, se determina en la *Tabla 18* las horas de bombeo necesarias para abastecer a la toda la superficie.

Tabla 18: Modificación de las horas de trabajo de la bomba en el mes de julio para asegurar el caudal diario saliente de la balsa (fuente: elaboración propia)

MESES	Consumo m3 mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado diario
Julio	114376	417,93	22	18,997	19	6020,784
Agosto	126467	462,11	22	21,005	22	6020,784

La modelización en EPANET 2.0 se ha llevado a cabo para una simultaneidad de riego de las tomas del 33%, puesto que son las condiciones habituales a lo largo del año. Pero, trabajando la bomba a un caudal constante, en caso de mayor caudal saliente de la balsa, las horas diarias de bombeo se deberán incrementar.

Llegados a este punto, se ha justificado el trabajo, pese a existir un margen de mejora en el contexto de la eficiencia energética del equipo de impulsión.

El mayor hándicap de esta red está relacionado con la capacidad de almacenamiento y regulación del agua (la balsa Perdices tiene una capacidad de 2700 m³), lo que implica un uso continuado de la bomba en los periodos de máximos requerimientos. Ante el incremento de la demanda de la red de agua clara para abastecer a las casas cercanas (la red de agua clara sale de la misma balsa) y de los propios cultivos en un escenario futuro más desfavorable, se analiza la red y se propone una mejora atendiendo a ambos escenarios.

5.2 Estudio funcionamiento teórico

Para llevar a cabo el estudio bajo condiciones teóricas y óptimas de funcionamiento, se requiere homogeneizar el modelo hidráulico, a fin de determinar los caudales requeridos a nivel cabezal consultando los datos reales de superficie.

Conociendo la superficie abarcada por el cabezal Corral, se pueden determinar matemáticamente los aportes mensuales y los tiempos de riego ficticios para ello. En el caso de

estos últimos, los tiempos empleados son los obtenidos en el ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO, homogeneizando toda la superficie en base a tres cultivos repartidos igualmente (el naranjo, el caqui y el melocotonero, este último predomina los cultivos frutales). Cabe resaltar que se han aportado pequeñas modificaciones sobre el número de riegos semanales actuales, a fin de reducir los tiempos de riego diarios de la instalación a un máximo de 2,5 horas diarias.

La homogeneización se lleva a cabo para el mes de máximas necesidades o más desfavorables, en este caso julio. Por lo tanto, empleando los tiempos de riego teóricos, se accede a determinar el volumen teórico mensual a aportar al cabezal del Corral. (Tablas 19 y 20)

Tabla 19: Caracterización demanda cabezal Corral según modelo homogeneizado (fuente: elaboración propia)

CABEZAL	Sup. Hg	Sup. m ²	Sup. Ha	% Ocupación	Q req (l/h)	Q red (m ³ /h)
Corral	2690	2235390	223,539	60	3397792,8	3397,7928

Tabla 20: Demanda teórica total por cultivo en el mes de máximos requerimientos (fuente: elaboración propia)

CULTIVOS	SUP (ha)	T JULIO	Dem Total (litros)	Dem Tot m ³	Tot m ³ julio
Naranja	73,77	62,3	70560830,48	70560,83	212917,02
Caqui	73,77	71,3	80754208,88	80754,21	
Melocotonero	73,77	54,39	61601983,46	61601,98	

Al igual que para el caso de la impulsión del canal, se busca establecer un escenario teórico de mayor demanda hídrica, y analizar la adaptación de los equipos de impulsión y las horas de bombeo, planteando la homogeneización citada. Para ello, se toma el caudal unitario real de la instalación y la superficie en ha abarcada por el cabezal, determinando el caudal requerido total. Tras este paso, se determina para cada cultivo en el mes de julio la demanda total, atendiendo a los tiempos teóricos de riego.

Al no disponer de otros datos, se emplean los datos referentes a la extracción, cuyos valores se mayoran a fin de obtener un volumen de extracción mensual mayor, y analizar las horas necesarias de bombeo ante un episodio de mayor demanda.

Para ello, se establece una relación porcentual del volumen extraído del pozo en julio en el ejercicio 2018, con el volumen total teórico determinado en la homogeneización. En la Tabla 21 se determina el coeficiente de mayoración.

Tabla 21: Determinación coeficiente mayorante para la impulsión del pozo, atendiendo a los datos reales de extracción y los datos teóricos obtenidos en el modelo (fuente: elaboración propia)

Volumen Extracción	m ³	Porcentaje	Relación	Coeficiente Mayorante
Real Periodo 2018	114376	53,72	46,28	1,46
Teórico Modelo	212917,02	100,00		

El siguiente paso recae en mayorar los volúmenes de extracción del ejercicio 2020, y, conociendo el caudal de trabajo, determinar la adaptación de los grupos de bombeo y las horas necesarias de bombeo, planteando un escenario de mayor extracción de volumen hídrico.

Tabla 22: Determinación del volumen mayorado teórico bombeado diario a la balsa Perdices en cada mes del año (fuente: elaboración propia a partir de los parámetros recogidos de la CC.RR. Estepar)

MESES	Consumo m3 mes	Consumo mayorado	Horas trabajo	Horas diarias	Días trabajo/mes	Cambio Horas	Días trabajo/mes	Valor Mayorado	Volumen bombeado
Enero	16289	23781,94	86,90	4	21,72	4	21,72	22	1094,69
Febrero	8403	12268,38	44,83	4	11,21	4	11,21	12	1094,69
Marzo	24513	35788,98	130,77	6	21,80	6	21,80	22	1642,03
Abril	41237	60206,02	219,99	6	36,67	8	27,50	28	2189,38
Mayo	60221	87922,66	321,27	10	32,13	12	26,77	27	3284,06
Junio	47779	69757,34	254,89	10	25,49	12	21,24	22	3284,06
Julio	114376	166988,96	610,18	18	33,90	22	27,74	28	6020,78
Agosto	126467	184641,82	674,68	18	37,48	22	30,67	31	6020,78
Septiembre	56666	82732,36	302,30	10	30,23	12	25,19	26	3284,06
Octubre	37513	54768,98	200,13	6	33,35	8	25,02	26	2189,38
Noviembre	5797	8463,62	30,93	4	7,73	4	7,73	8	1094,69
Diciembre	7517	10974,82	40,10	4	10,03	4	10,03	10	1094,69

En este caso, la diferencia entre los datos de partida (extracciones mensuales en el pozo) y los valores teóricos determinados es mayor. Por tanto, los volúmenes a extraer se incrementan notablemente, requiriendo un planteamiento de modificar las horas diarias de bombeo, especialmente en los meses de mayores requerimientos.

De esta forma, la *Tabla 22* muestra los valores obtenidos ante el incremento del volumen a extraer y el cambio de horas diarias de bombeo. Como se puede observar, se pueden apreciar dos periodos a lo largo del año, que repercuten directamente sobre el coste energético de la instalación. Entre los meses de enero-abril, y octubre-diciembre, las horas reales de bombeo (así como las modificadas) alcanzan un máximo de 8 horas. De la misma forma, los volúmenes diarios bombeados a la balsa están por debajo de la máxima capacidad ($V=2700 \text{ m}^3$).

Pese a necesitar una cuantía de días de bombeo mucho mayor que la impulsión del canal (lo cual es lógico, atendiendo a la superficie abarcada por el cabezal corral, el tamaño de la bomba y la capacidad de la balsa), queda a expensas de la CC.RR. Estepar la posible organización para realizar los bombeos en los periodos de menor coste energético, asegurando trabajar a la bomba en su punto óptimo de funcionamiento.

En consecuencia, en el siguiente apartado se plantean una serie de propuestas de mejora en cuanto a organización y manejo de la impulsión, que puedan repercutir positivamente sobre el coste total de la energía de la CC.RR. Estepar.

5.3 Propuesta de mejora en el manejo

Tras llevar a cabo el análisis de la impulsión del pozo, basándose en parámetros actuales de funcionamiento referentes a la extracción de volumen hídrico y a los caudales de funcionamiento actual (modelización en EPANET), se ha concluido sobre la capacidad de mejora.

El bombeo del pozo es claramente uno de los puntos críticos de consumo energético de toda la instalación, especialmente por el reducido volumen de almacenamiento de la balsa Perdices. La bomba trabaja muchas horas, sobre todo en el periodo de máximos requerimientos. Es por ello, es importante que la bomba trabaje en su punto óptimo de funcionamiento, o cercano a este.

De esta forma, se maximiza el rendimiento de la bomba y la potencia absorbida por esta, evitando derroches energéticos.

Consultando las Figuras 19 y 20, se observa el rango de trabajo de la bomba y la posibilidad de adecuarla al intervalo de mayor eficiencia. Además, la bomba fue seleccionada tras la determinación de la altura a impulsar (para lo cual se tuvo en cuenta las cotas del sondeo y la balsa, así como los niveles estáticos y dinámicos del agua del pozo). En la actualidad, gracias a la realización de sondeos, se adecúa la altura y caudal impulsados, atendiendo al nivel dinámico del agua.

En este contexto, una solución objetivamente realizable toma en consideración el caudal de trabajo, y busca adecuarlo al punto óptimo de funcionamiento. Para ello, se selecciona de la curva (Figura 19) un caudal que asegure impulsar la altura demandada. Todo ello queda resumido en la siguiente tabla.

Tabla 23: Propuesta de modificación del punto de trabajo de la bomba 316-7 (fuente: elaboración propia)

PUNTO	CAUDAL (l/min)	CAUDAL (m3/h)	ALTURA (mca)	Rendimiento (%)	P absorbida (kW)
Trabajo	4561	273,66	142	78	145,6
Propuesta	4250	255	165	82	140

En este caso, la CC.RR. Estepar podría adoptar una modificación en el caudal circulante, con la finalidad de incrementar el rendimiento total del bombeo del pozo. Sin embargo, el hecho de reducir, para la bomba dada y los números de rodets conectados en serie, el caudal circulante, implica incrementar la altura manométrica aportada a la bomba. Pese a no requerir el agua tanta presión, este planteamiento puede ser interesante en caso de sobreexplotación del pozo, donde los niveles estático y dinámico pueden verse alterados, necesitando mayor altura de impulsión por parte de la bomba.

En caso de reducir el caudal de salida, los tiempos de bombeo diarios y las horas necesarias se verían modificadas, por lo que se requiere determinar, para este nuevo caudal de trabajo, las condiciones de funcionamiento y llenado de la balsa.

Tabla 24: Propuesta organización horarios de bombeo modificando el caudal de trabajo para que se encuentre en el intervalo de máxima eficiencia (fuente: elaboración propia)

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Volumen bombeado diario
Enero	16289	63,88	4	15,97	1020,00
Febrero	8403	32,95	4	8,24	1020,00
Marzo	24513	96,13	6	16,02	1530,00
Abril	41237	161,71	6	26,95	1530,00
Mayo	60221	236,16	10	23,62	2550,00
Junio	47779	187,37	10	18,74	2550,00
Julio	114376	448,53	18	24,92	4590,00
Agosto	126467	495,95	18	27,55	4590,00
Septiembre	56666	222,22	10	22,22	2550,00

ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN

MESES	Consumo m ³ mes	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Volumen bombeado diario
Octubre	37513	147,11	6	24,52	1530,00
Noviembre	5797	22,73	4	5,68	1020,00
Diciembre	7517	29,48	4	7,37	1020,00

Tabla 25: Propuesta organización horarios de bombeo para el caudal de trabajo modificado en un escenario de elevada demanda hídrica mensual (fuente: elaboración propia)

MESES	Consumo mayorado m ³	Horas trabajo mensuales	Horas diarias	Días trabajo/mes	Volumen bombeado diario
Enero	23781,94	93,26	4	23,32	1020
Febrero	12268,38	48,11	4	12,03	1020
Marzo	35788,98	140,35	6	23,39	1530
Abril	60206,02	236,10	8	29,51	2040
Mayo	87922,66	344,79	12	28,73	3060
Junio	69757,34	273,56	10	27,36	2550
Julio	166988,96	654,86	22	29,77	5610
Agosto	184641,82	724,09	24	30,17	6120
Septiembre	82732,36	324,44	12	27,04	3060
Octubre	54768,98	214,78	8	26,85	2040
Noviembre	8463,62	33,19	4	8,30	1020
Diciembre	10974,82	43,04	4	10,76	1020

Modificando el caudal circulante, se siguen manteniendo unos horarios de bombeo que no exceden a la normalidad, trabajando diferenciadamente en dos periodos (bajos y altos requerimientos). Atendiendo a la *Tabla 25*, se concluye que es en los meses de julio y agosto cuando el consumo energético es mayor, al necesitar trabajar la bomba entre 18 y 24 horas diarias, incrementando sustancialmente en ambos meses el coste energético total.

Pese a estar correctamente diseñada, la bomba requiere de un trabajo diario, prácticamente todos los días del mes (en julio y agosto). Si se comprueban los periodos tarifarios de la tarifa actual 3.1A (*Tabla 26*), así como de la tarifa 6.1TD (*Tabla 27*) a adoptar en los próximos meses, se concluye lo siguiente.

Tabla 26: Horas de cada periodo de la tarifa 3.1A (fuente: elaboración propia)

Periodos	Tarifa 3.1A
P1 Punta	6
P2 Llano	10
P3 Valle	8

Tabla 27: Horas de cada periodo de la tarifa 6.1TD, atendiendo a la variación anual según los meses (fuente: elaboración propia a partir de datos recogidos de Intergia)

Periodos	Tarifa 6.1TD			
P1	9	X	X	X
P2	7	9	X	X
P3	X	7	X	9
P4	X	X	9	7
P5	X	X	7	X
P6	8	8	8	8
	EN/FE/JUL/DI	MAR/NOV	AB/MAY/OC	JUN/AG/SE

En ambas tarifas se dispone del periodo de mínimos costes en los fines de semana y los festivos anuales, de modo que en el periodo de bajos requerimientos, se puede tomar en consideración el bombeo en fines de semana.

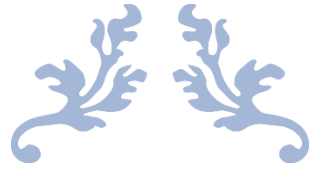
Además, si se observa la *Tabla 27*, se aprecian los seis periodos a lo largo del año, donde se destaca un coste menor en el periodo de máximos requerimientos en los meses de junio, agosto y septiembre. Sin embargo, el mes de julio recoge diariamente los periodos más costosos, por lo que el análisis anualmente de este mes (aportaciones reales, pronósticos climáticos de sequías o episodios de lluvias torrenciales, entre otros) puede ser clave en la reducción de la aportación hídrica y, por ende, reducción del consumo energético.

Por otro lado, tras el análisis de la red en baja, se ha constatado la capacidad y superficie que abarca el cabezal del Corral, mayor que el caso del cabezal Puja Bollo. En la modelización en el software EPANET se puede observar con claridad los distintos sectores que tiene asociado cada cabezal, así como las presiones resultantes en los hidrantes tras llevar a cabo la simulación.

A este nivel, un planteamiento de mejora valora realizar un conexionado de parte de la red 1 (asociada al cabezal Corral), para ser abastecida desde el cabezal Puja Bollo. De esta forma, se evitan posibles sobrepresiones a nivel hidrante, aligerando el bombeo del pozo ante la reducción en la demanda de parte de la red. Esta solución ha sido abordada por la CC.RR. Estepar, pese a no haberse realizado por no haber llegado a un acuerdo común los diferentes gestores de la comunidad. No obstante, esta solución requeriría del conexionado de una bomba que aporte la altura manométrica para asegurar las presiones de consigna en los hidrantes.

En el *ANEXO V: ESTUDIO DEL POTENCIAL DE RECUPERACIÓN ENERGÉTICA* se describe la red en Baja modelizada en su totalidad, comentando ciertos aspectos de mejora disponibles para la comunidad en el contexto de la recuperación energética y la reducción del susodicho consumo.

Por último, sería interesante cuantificar el coste económico del dimensionado y construcción de una segunda balsa de regulación, en la parte alta de la red. Ello podría resultar interesante ante la alta demanda hídrica en los meses de elevados requerimientos, un valor al alza en los próximos años, atendiendo a los pronósticos. Pese a ser una inversión importante, se requiere un análisis económico en cuanto a la amortización, pero puede ser una alternativa eficiente para reorganizar los horarios de bombeo y reducir el coste energético.



ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA



ÍNDICE

1. Introducción	1
2. Aspectos Generales	1
3. Contextualización del caso	4
4. Alternativa planteada.....	13
5. Escenarios de estudio.....	15
6. Metodología de estudio	16
5.1 Selección de la PAT.....	16
5.2 Modelización en EPANET	20
5.3 Cuantificación de la recuperación energética.....	24
7. Resultados obtenidos.....	25
8. Ahorro energético y huella de carbono	29
9. Conclusiones.....	30

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Modelización en EPANET de la red a la Baja, cotas asociadas a las balsas y los hidrantes multiusuario (fuente: CC.RR. Estepar)	5
Figura 2: Detalle de parte de la sub-red 1, ubicación de la balsa Perdices y el cabezal Corral, cotas asociadas a conexiones y ubicación nudo cota menor H-413 (fuente: CC.RR. Estepar)	6
Figura 3: Detalle de parte de la sub-red 2, ubicación balsa Esparza y cabezal Puja Bollo, cotas asociadas a las conexiones y ubicación nudo cota menor H-1520 (fuente: CC.RR. Estepar)	7
Figura 4: Modelización Sector 3 de la sub-red 1 en EPANET y ubicación nudo 6 sin conexionado de las válvulas reductoras de presión (fuente: CC.RR. Estepar)	11
Figura 5: Modelización Sector 3 de la sub-red 1 en EPANET y ubicación nudo 6 con conexionado de las válvulas reductoras de presión (fuente: CC.RR. Estepar).....	11
Figura 6: Modelización sector 1 sub-red 1 en EPANET (fuente: EPANET).....	13
Figura 7: Modelización sector 1 sub-red 1 con empleo de válvula reductora en EPANET (fuente: EPANET).....	14
Figura 8: Rango de operación turbina LINE para diferentes potencias aportadas (fuente: Powerturbines).....	18
Figura 9: Vista exterior (izquierda) e interior (derecha) de la turbina modelo LINE (fuente: Powerturbines).....	18
Figura 10: Kit de los elementos asociados a la turbina LINE requeridos para su funcionamiento (fuente: Powerturbines).....	18
Figura 11: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 65-B (fuente: Powerturbines)	19
Figura 12: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 80-B (fuente: Powerturbines)	19
Figura 13: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 125-D (fuente: Powerturbines).....	20
Figura 14: Creación del patrón de riego para los sectores 1 y 3 del modelo en EPANET con una simultaneidad de tomas equivalente a la media ponderada de los valores anuales	21
Figura 15: Conexionado dos PAT Escenario 1 (válvulas de propósito general) a las sub-redes 4 y 5 respectivamente (fuente: EPANET).....	22
Figura 16: Curva característica PAT LINE modelo 80-B asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 4 y a la válvula de propósito general sector 1 sub-red 1 (fuente: EPANET)	22
Figura 17: Curva característica PAT LINE modelo 65-B asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 5 (fuente: EPANET).....	22
Figura 18: Conexionado PAT Escenario 2 (válvula de propósito general) a la sub-red 3 del sector 3 (fuente: EPANET).....	23
Figura 19: Curva característica PAT LINE modelo 125-D asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 3 (fuente: EPANET).....	23
Figura 20: Conexionado PAT Escenario 3 (válvula de propósito general) a la sub-red 1 del sector 1 (fuente: EPANET).....	23

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Descripción de los hidrantes pertenecientes al Sector 3 de la sub-red 1, resultados obtenidos tras la modelización en EPANET con y sin válvulas reductoras de presión (fuente: elaboración propia)	12
Tabla 2: Descripción de parte de los hidrantes pertenecientes al Sector 1 de la sub-red 1, resultados obtenidos tras la modelización en EPANET con y sin válvulas reductoras de presión (fuente: elaboración propia)	14
Tabla 3: Planteamiento de escenarios de estudio de recuperación energética (fuente: elaboración propia)	15
Tabla 4: Determinación de los caudales medios anuales para cada escenario (fuente: elaboración propia)	17
Tabla 5: Modelos de la PAT prototipo LINE seleccionados para cada escenario (fuente: Powerturbines).....	19
Tabla 6: Determinación del coeficiente de simultaneidad anual para el modelo en EPANET	21
Tabla 7: Tiempos de riego teóricos por cultivo en horas (fuente: elaboración propia)	25
Tabla 8: Eficiencia turbina LINE modelo 65-B (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines).....	26
Tabla 9: Eficiencia turbina LINE modelo 80-B (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines).....	26
Tabla 10: Eficiencia turbina LINE modelo 125-D (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines).....	27
Tabla 11: Parámetros de funcionamiento del escenario 1 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)	27
Tabla 12: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 1 (fuente: elaboración propia)	27
Tabla 13: Energía total disponible anualmente para el escenario 1 (fuente: elaboración propia)	28
Tabla 14: Parámetros de funcionamiento del escenario 2 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)	28
Tabla 15: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 2 (fuente: elaboración propia)	28
Tabla 16: Parámetros de funcionamiento del escenario 3 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)	29
Tabla 17: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 3 (fuente: elaboración propia)	29
Tabla 18: Ahorro en la huella de carbono para cada uno de los escenarios (fuente: elaboración propia)	30
Tabla 19: Precios orientativos asociados a cada modelo del prototipo LINE, abarcando la PAT, transporte y conexionado (fuente: Powerturbines)	30

1. Introducción

El presente anexo tiene la finalidad de analizar el potencial de recuperación energética del que dispone la CC.RR. Estepar, ofreciendo una visión completa de las bombas actuando como turbinas (PAT, de sus siglas en inglés) como tecnología innovadora en el campo de la energía mini-hidráulica.

En consecuencia, primero se procede a realizar una caracterización de las PAT como máquina hidráulica, para lo cual se emplea bibliografía referente a estudios y ensayos del comportamiento de esta tecnología. Además, se ofrece una visión global que permita entender el funcionamiento y las aplicaciones que ofrece esta tecnología, comentando las principales ventajas y desventajas asociadas a su uso. Una vez descrito su comportamiento, se realiza un análisis de la red en baja, es decir, desde las balsas hasta los puntos de consumo o hidrantes y atendiendo a criterios topográficos y energéticos, se busca determinar las ubicaciones óptimas de las PAT.

Por último, se aborda el estudio de la recuperación energética, empleando el software informático EPANET 2.0 y analizando las condiciones reales de trabajo a lo largo del año. De esta forma se selecciona de catálogo comercial la PAT que más se adecue a las condiciones de trabajo de cada ubicación. Una vez seleccionadas, se busca cuantificar la potencia hidráulica aportada por el agua y la energía generada, a lo largo del año. De esta forma, concluir sobre la viabilidad de esta tecnología y su adecuación a comunidades de regantes de tamaño medio.

2. Aspectos Generales

La energía minihidráulica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética y/o potencial de corrientes y saltos de agua a pequeña escala, empleando generalmente turbinas de diferente rango de trabajo. Se postula, dentro de las diferentes formas de obtención de energía, como una de las más versátiles y adaptables, además de tener el carácter renovable.

A pesar de ello, la implementación de esta tecnología en redes de distribución está acotada, principalmente por cuestiones económicas; la maquinaria de recuperación de energía hidráulica es costosa y la amortización en instalaciones de pequeño tamaño reduce su rentabilidad, pero además por cuestiones energéticas, ya que la energía generada debe ser canalizada a la red o empleada directamente, lo cual encarece más aún la instalación en casos de tener que proyectar el conexionado a red.

En este contexto, las bombas actuando como turbinas (Pump as Turbines, PATs) se presentan como una alternativa interesante a la reducción de las sobrepresiones generadas en una red, aportando beneficios económicos y medioambientales, adecuándose al papel que tienen las válvulas reductoras de presión y aprovechando el potencial de energía hidráulica sobrante (Carravetta, 2018).

Una PAT, de sus siglas en inglés, es una bomba (generalmente centrífuga) que funciona en sentido contrario; su conexionado consiste en invertir la dirección del flujo modificando el ángulo de giro de los álabes de la bomba y convirtiéndola en una turbina. Esta tecnología innovadora y versátil para una gran variedad de condiciones de trabajo (caudal turbinado y altura recuperable) está limitada, en comparación a las turbinas convencionales, por las

características del dispositivo. Tradicionalmente, su uso se ha visto acotado a instalaciones con caudales y presiones constantes, puesto que las PAT son bombas y no disponen de distribuidores de entrada a los álabes, por lo que condiciones irregulares de funcionamiento de la red reducen la eficiencia de esta tecnología. Además, su adecuación a cada instalación se dificulta por la falta de información aportada por los fabricantes referente a las curvas de operación de las bombas en modo turbina, complicando el estudio y aplicación (Prats et al., 2018).

Sin embargo, las ventajas que ofrecen las PAT son evidentes y su optimización en las últimas décadas invita a pensar que su uso va a ser cada vez más común en pequeñas redes de distribución. Globalmente, las ventajas que ofrece esta tecnología pueden agruparse en tres grandes bloques, referentes a la disponibilidad, al proceso de fabricación y mantenimiento y al motivo económico (Pérez-Sánchez et al., 2020).

Como se ha comentado previamente, una PAT es simplemente una bomba que actúa en condiciones inversas de funcionamiento. Las bombas centrífugas son máquinas robustas y su mantenimiento no requiere de técnicos altamente cualificados, simplificando su empleo.

Por otro lado, la disponibilidad es mucho mayor debido al tamaño del mercado de las bombas centrífugas en detrimento de las turbinas. De esta forma, a la hora de seleccionar una bomba que se adecúe a las condiciones objeto de estudio, el abanico de posibilidades será mucho mayor.

Por último, y siendo la ventaja más relevante, a nivel económico el empleo de las PAT ofrece una rentabilidad muy elevada. Estudios de inversión realizados sobre este tipo de instalaciones, concluyen que para PATs del rango de 1-500 kW, la amortización del capital se realiza en un periodo de tres a cinco años (Carravetta, 2018).

Postulándose como una alternativa viable, los estudios para la caracterización de las bombas trabajando en modo turbina se han sucedido desde finales del siglo XX, con la finalidad de facilitar la extracción de las curvas de operación para su posterior aplicación y análisis en la modulación de los sistemas de distribución. De esta forma, varios investigadores del campo de la ingeniería del agua han propuesto métodos empíricos que obtienen las curvas características relacionando el caudal turbinado, la altura recuperable y el rendimiento a partir del Punto Óptimo de Funcionamiento (Best Efficient Point en Inglés, BEP) de la bomba.

Tales métodos posibilitan la obtención de unos coeficientes que determinan la relación entre el modo bomba y turbina. Destacando los métodos desarrollados por Mijailov en 1989 y Sharma-Williams en 1994; este último es el más ampliamente empleado debido a la sencillez de aplicación y la fiabilidad de los resultados en comparación al resto de métodos, no menos fiables, pero si menos empleados (Williams, 1994).

Por esta razón, ya son varias las entidades y organizaciones que se asocian para buscar soluciones a estas limitaciones, con el fin de poder diversificar el uso de esta tecnología. Fontanella et al., 2020 muestra los avances del proyecto REDAWN (Reduction Energy Dependency in Atlantic area Water Networks) que lleva por objetivo generar una base de datos que permita obtener y calibrar las curvas características de funcionamiento y concluir sobre los parámetros que influyen en el rendimiento de la bomba centrífuga cuando trabaja en modo turbina. Para ello, han recopilado las principales características y datos de diferentes bombas centrífugas catalogadas, y han estudiado su comportamiento para diferentes velocidades de giro en modo turbina, facilitando la posterior selección en proyectos reales.

En consecuencia, para validar este proyecto y motivar a su optimización, se ha llevado a cabo un proyecto piloto en el sur de España. Para ello, se han seleccionado tres puntos de instalación de las PAT en tres sectores distintos del agua: el regadío, el abastecimiento urbano y la industria de procesos. Con resultados satisfactorios, concluyen en la necesidad de mantener unas condiciones de trabajo constantes para un uso eficiente de esta tecnología, así como poder emplear la energía eléctrica generada (empleando un generador asíncrono) directamente en el lugar donde se encuentra la PAT. Los resultados demuestran que es en la instalación de regadío donde se obtienen mejores resultados, ya que las condiciones de riego constantes a lo largo del año han permitido ahorrar hasta 3000€ anuales en la factura energética. (Morillo et al., 2018; Gallagher et al., 2018)

Si bien su uso en instalaciones de regadío ya está activamente estudiado, su aplicación a otro tipo de redes de distribución se posibilita. Como ejemplo, la instalación de una PAT para autoconsumo en una red de abastecimiento urbano en la ciudad de Valencia, donde el empleo de una válvula reductora de presión genera una importante pérdida de carga. A fin de mejorar la eficiencia, se ha conectado una PAT que permite disponer de la energía demandada por los grupos de bombeo, permitiendo a la instalación ser autosuficiente. (Prats et al., 2018)

Atendiendo a los ejemplos de aplicación citados, se observa como las PAT se han posicionado en el contexto de los sistemas de distribución y abastecimiento hídrico, destacando su empleo para regadío. Si en muchos casos no se ha adoptado esta tecnología para reducir los costes energéticos y, paralelamente, la huella de carbono, es por el hecho de no disponer de información sobre el conexionado, la limitada generación energética en ciertos casos o la aplicación de energía fotovoltaica para autoconsumo.

Este estudio busca profundizar sobre el caso concreto de la CC.RR. Estepar, donde tras analizar su red en Epanet 2.0 se observan ciertos sectores con sobrepresiones en los hidrantes, para lo cual actualmente emplean válvulas reductoras de presión.

Tras esto, se proponen varios escenarios de organización del riego actual a lo largo del año, que permitan determinar las condiciones óptimas de trabajo de las PAT y estimar el potencial de recuperación energética en cada uno.

3. Contextualización del caso

La CC.RR. Estepar mostró cierto interés por la PAT como tecnología aplicable a su red, al disponer de dos válvulas reductoras de presión de gran calibre, asociadas ambas al sector 3 del cabezal Corral (Balsa Perdices).

El conexionado de este tipo de válvulas se requiere cuando existen puntos con presiones superiores a 40 – 50 mca. En concreto, en la red de Estepar existen puntos donde se debe acudir a válvulas que reduzcan la presión aguas arriba del hidrante, para evitar roturas o un funcionamiento deficiente.

El empleo de estas válvulas, aun siendo necesario, genera una reducción de la eficiencia energética al disipar una energía recuperable por la instalación.

El análisis busca sustituir las válvulas reductoras de presión actuales por PATs debidamente seleccionadas y analizar su comportamiento hidráulico en Epanet 2.0. Para ello, se requiere una primera explicación del funcionamiento de la red de distribución del riego o red en baja a lo largo del año.

La *Figura 1* muestra el modelo hidráulico de la red en baja en Epanet 2.0, donde se aprecia la diferencia entre las cotas de cada hidrante, constatando unas cotas más elevadas en la parte inferior izquierda (donde se encuentra el pozo y la Balsa Perdices) y cotas inferiores en la parte superior y derecha, más cercana al canal.

Se recuerda, la sub-red 1 está asociada a la balsa Perdices y al cabezal Corral (*Figura 2*) y la sub-red 2 está asociada a las balsas Esparza y Estepar y al cabezal Puja Bollo (*Figura 3*). En el presente caso, el estudio se centra en la sub-red 1 puesto que es donde están conectadas las válvulas reductoras de presión a sustituir, y donde se maximiza la diferencia de cota entre la balsa y los hidrantes multiusuario.

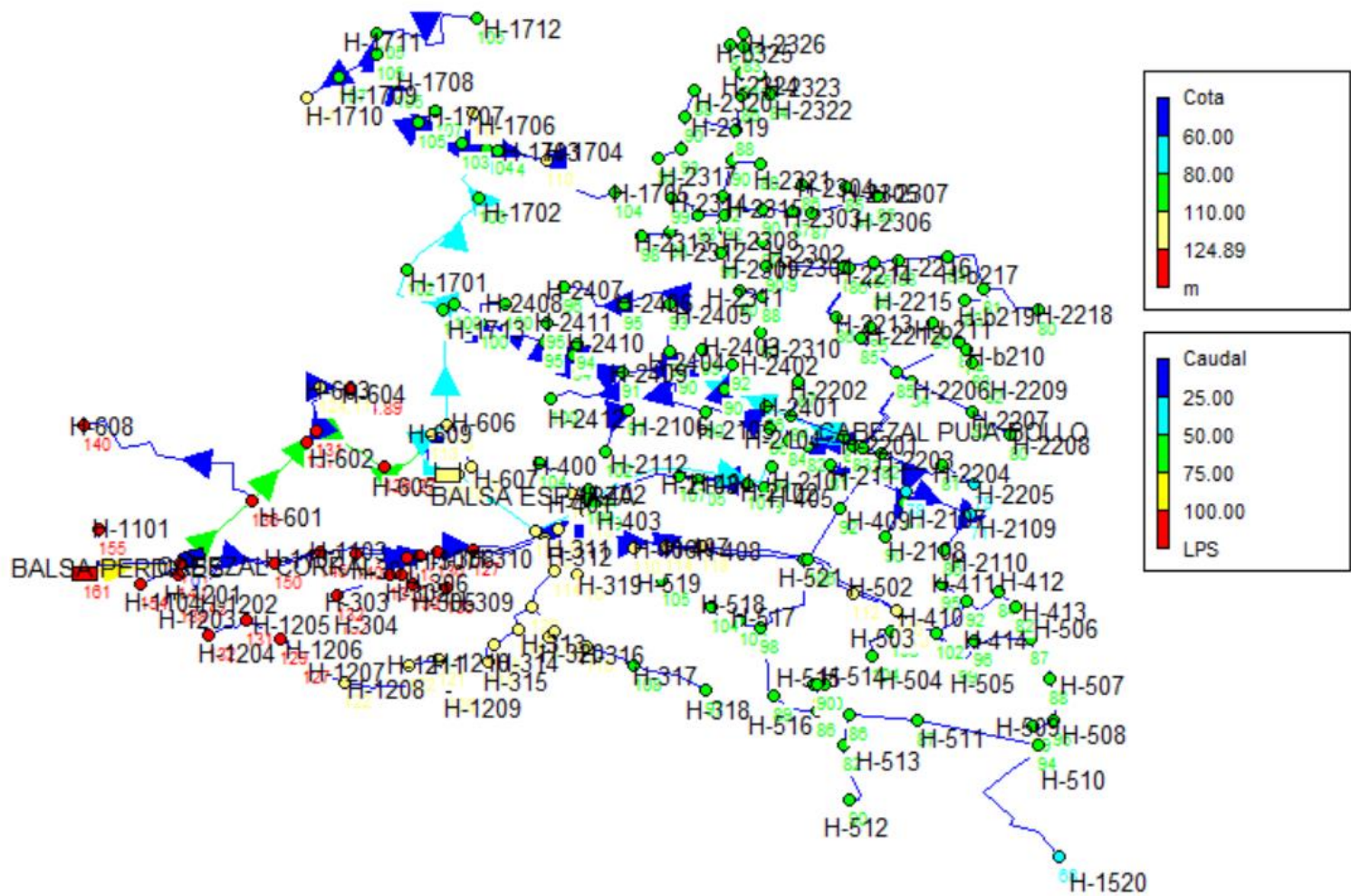


Figura 1: Modelización en EPANET de la red a la Baja, cotas asociadas a las balsas y los hidrantes multiusuario (fuente: CC.RR. Estepar)

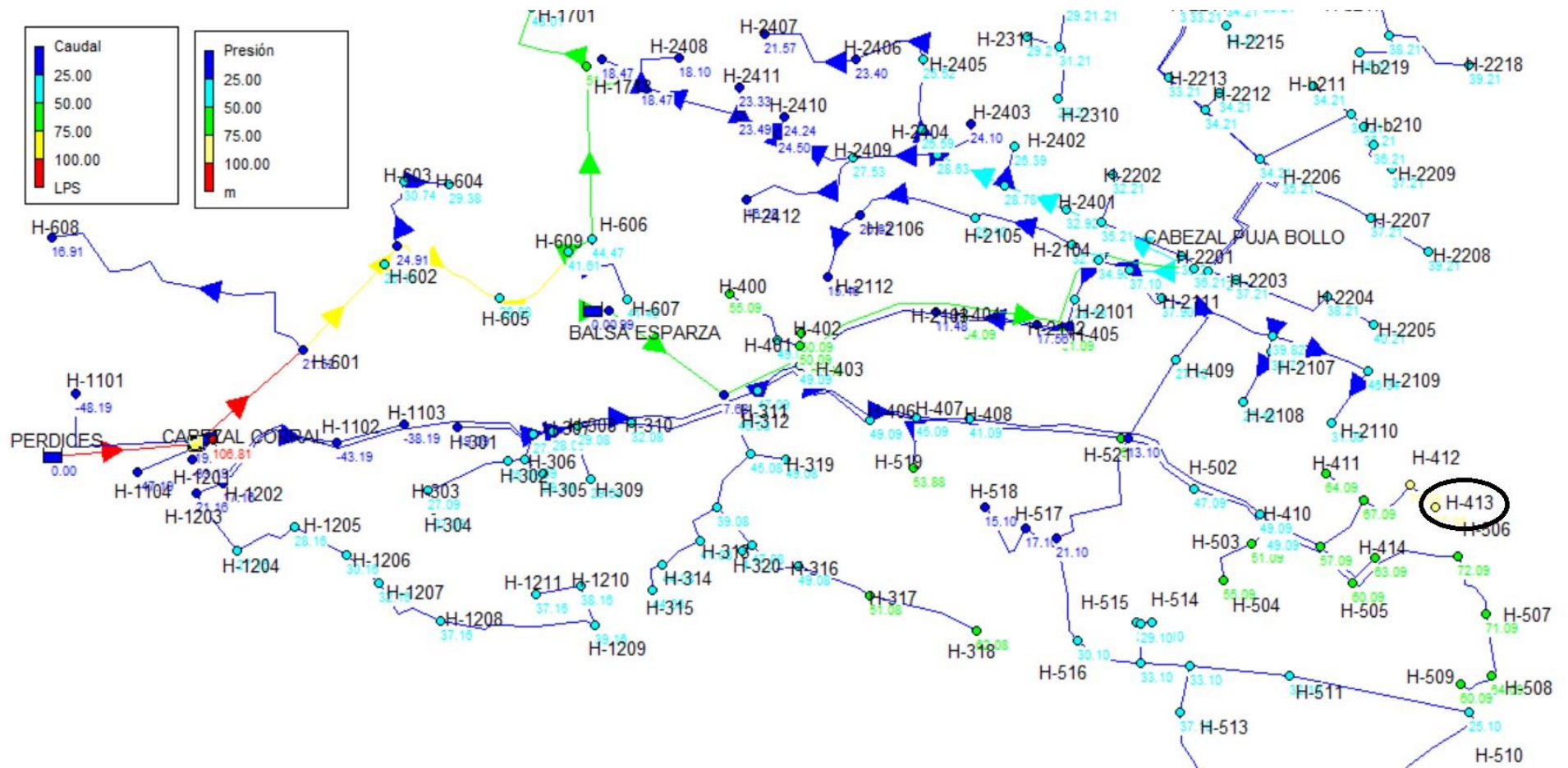


Figura 2: Detalle de parte de la sub-red 1, ubicación de la balsa Perdices y el cabezal Corral, cotas asociadas a conexiones y ubicación nudo cota menor H-413 (fuente: CC.RR. Estepar)

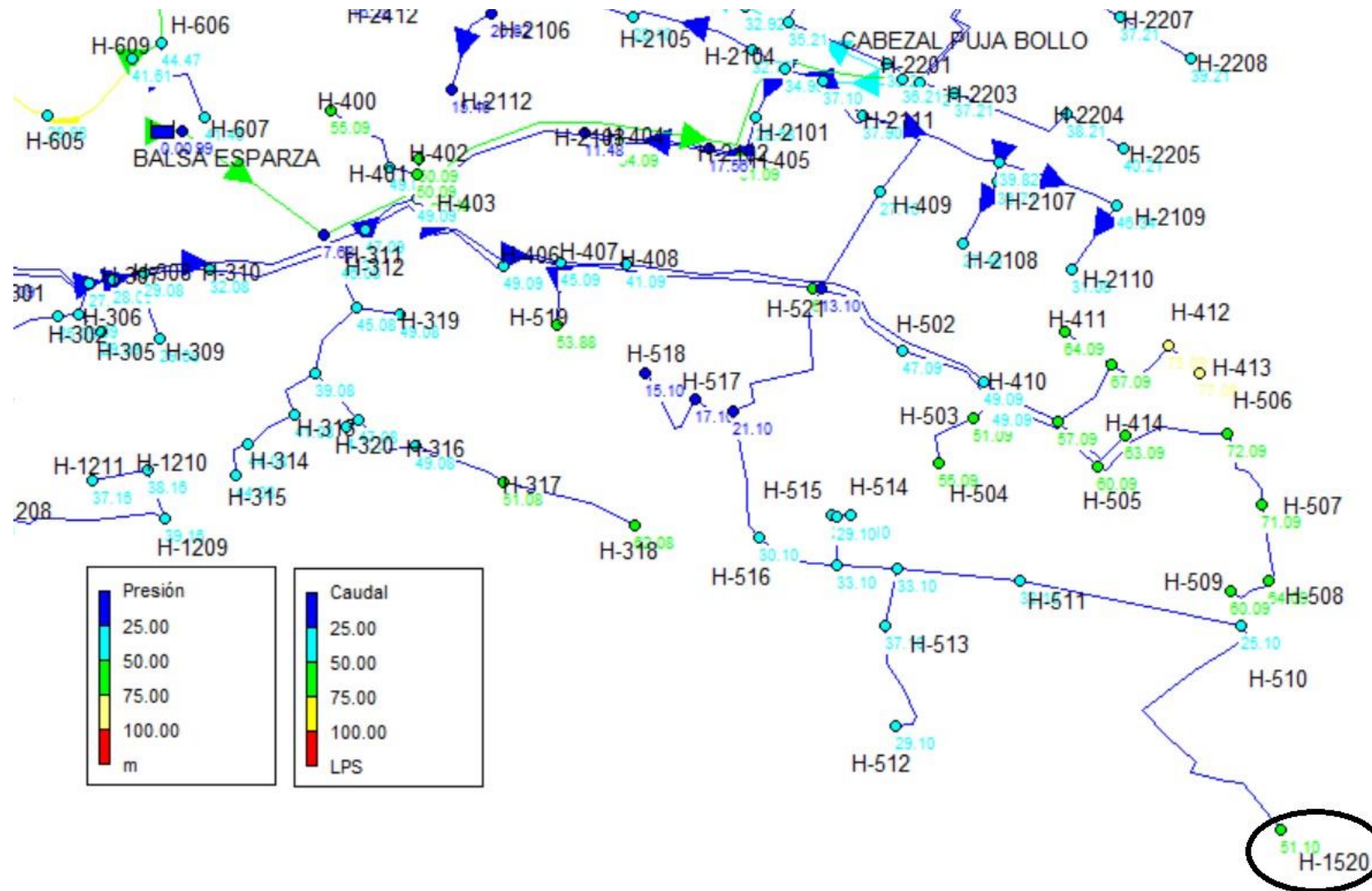


Figura 3: Detalle de parte de la sub-red 2, ubicación balsa Esparza y cabezal Puja Bollo, cotas asociadas a las conexiones y ubicación nudo cota menor H-1520 (fuente: CC.RR. Estepar)

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

En la sub-red 1, la balsa Perdices se encuentra a una cota de 161 msnm y el hidrante de menor cota, perteneciente al sector 3, se encuentra a una cota de 82 msnm (H-413). El desnivel existente está en torno a los 80 metros. Por otro lado, en la sub-red 2, la balsa Esparza se encuentra a una cota de 123 msnm y el hidrante de menor cota se encuentra a una cota de 68 msnm (H-1520). El desnivel existente en este caso está en torno a los 50 metros. (Figuras 2 y 3)

Cabe destacar, los desniveles en la sub-red 2 son menores, siendo el hidrante de menor cota un caso puntual. En este sentido, la sub-red presenta desniveles menos pronunciados, y las pérdidas de carga ocurrientes en el cabezal y las conducciones reducen la presión resultante en los hidrantes a valores habituales entre 25 y 35 mca.

El sector 3 de la sub-red 1 alberga un total de 22 hidrantes, regados por turnos flexibles simultáneamente a lo largo del año, en función de la JER y la agrupación de estos. Para abastecer a todos los hidrantes, el sector 3 cuenta con dos redes secundarias, ramificadas en el nudo 6 situado a una cota de 112 msnm. (Figura 4)

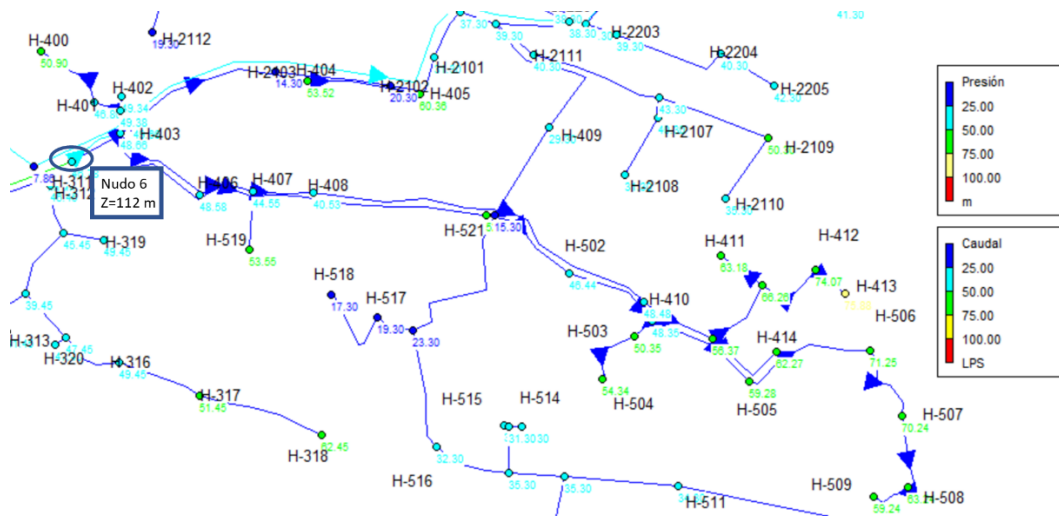


Figura 4: Modelización Sector 3 de la sub-red 1 en EPANET y ubicación nudo 6 sin conexionado de las válvulas reductoras de presión (fuente: CC.RR. Estepar)

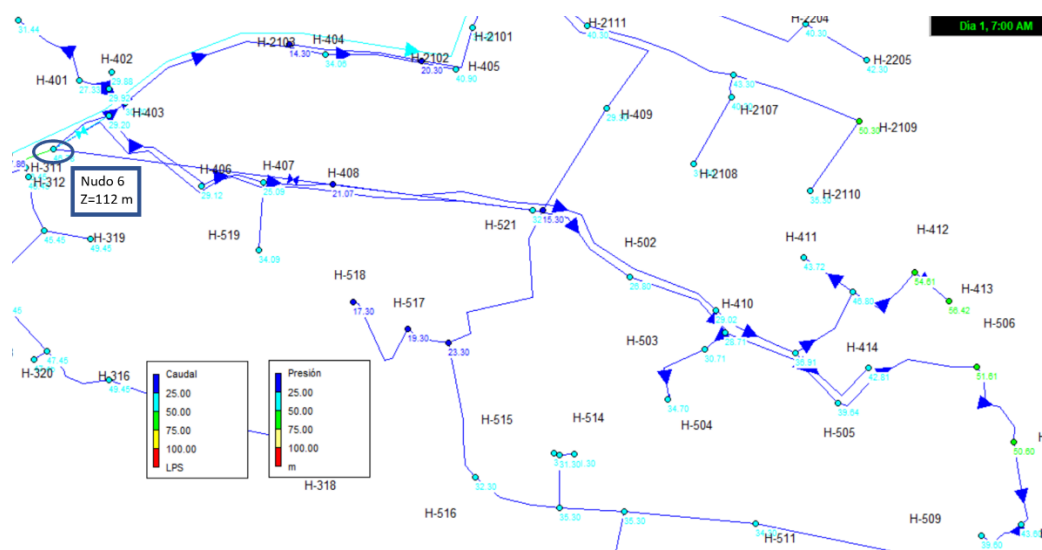


Figura 5: Modelización Sector 3 de la sub-red 1 en EPANET y ubicación nudo 6 con conexionado de las válvulas reductoras de presión (fuente: CC.RR. Estepar)

El nudo 6, ubicado en la *Figura 4* en la parte superior izquierda, es el punto de ramificación de la red secundaria en dos sub-redes, conformando el sector 3. En ese punto están conectadas las válvulas reductoras de presión, generando cada una de ellas una pérdida de carga en torno a los 22 mca, a fin de reducir la presión resultante en los hidrantes aguas abajo. (*Figura 5*)

Además, las *Figuras 4 y 5* muestran el sentido de circulación del agua cuando riega el Sector 3, así como los hidrantes que pertenecen a este. La JER establecida en la CC.RR. Estepar es dispar a lo largo del año: en los meses de mínimos requerimientos (enero-abril, octubre-diciembre) la JER corresponde a 12 horas diarias máximas, en intervalos de 3 horas por sector. En función del número de riegos semanales y las necesidades de los cultivos, se adoptan turnos flexibles regando diariamente una tercera parte de las tomas de los hidrantes del sector.

En cambio, en los meses de máximos requerimientos (mayo-septiembre), la JER corresponde a 24 horas diarias, en intervalos de 3 horas por sector, regando cada sector 2 turnos. En este caso, los turnos diarios y la simultaneidad de las tomas puede verse modificada, manteniendo el riego del 33% de las tomas o regando el 50% de estas (esto suele realizarse los meses de julio y agosto), a fin de satisfacer las necesidades diarias de los cultivos en los meses de mayores requerimientos.

Tabla 1: Descripción de los hidrantes pertenecientes al Sector 3 de la sub-red 1, resultados obtenidos tras la modelización en EPANET con y sin válvulas reductoras de presión (fuente: elaboración propia)

Red Secundaria	Hidrantes	Superficie (m ²)	Dotación (l/s)	Dotación (m ³ /h)	Presión sin válvula (mca)	Presión con válvula (mca)
4	400	42005	13,82	49,75	50,9	31,44
	401	9300	3,06	11,01	46,8	27,33
	402	11633	3,83	13,78	49,34	29,88
	403	16866	5,55	19,98	48,66	29,92
	404	19084	6,28	22,60	53,52	34,05
	405	28755	9,46	34,06	60,36	40,9
	406	12603	4,15	14,93	48,58	29,12
	407	14160	4,66	16,77	44,55	25,09
	408	34866	11,47	41,30	40,53	21,07
	410	7100	2,34	8,41	48,48	29,02
	411	22494	7,40	26,64	63,18	43,72
	412	4000	1,32	4,74	74,07	54,61
	413	26080	8,58	30,89	76,88	56,42
	414	21528	7,08	25,50	62,27	42,81
5	502	14667	4,83	17,37	46,44	26,8
	503	11313	3,72	13,40	50,35	30,71
	504	22340	7,35	26,46	54,34	34,7
	505	52414	17,24	62,08	59,28	39,64
	506	13405	4,41	15,88	71,25	51,61
	507	15478	5,09	18,33	70,24	50,6
	508	19017	6,26	22,52	63,24	43,6
	509	9399	3,09	11,13	59,24	39,6
	521	43582	14,34	51,62	52,3	32,1

Conocido el funcionamiento del sector objeto de estudio, y conocidos los tiempos de riegos anuales teóricos, así como los caudales circulantes por las tuberías (atendiendo a la JER y la organización de los turnos flexibles mensualmente), se procede a establecer dos escenarios de conexionado de las PAT. De esta forma, se puede concluir sobre el potencial de recuperación energética teórico existente y sobre la mejor solución de conexionado de las PAT, teniendo en cuenta el coste económico en función de la potencia de esta y la amortización.

4. Alternativa planteada

Al realizar el análisis de la red modelizada en EPANET, se ha constatado otra zona donde las presiones resultantes en los hidrantes son excesivas, si bien hasta el momento no se ha requerido la inclusión de válvulas reductoras de presión. Esta zona corresponde al sector 1 de la sub-red 1, abastecida directamente desde la balsa Perdices, en la cual un número considerable de hidrantes alcanza presiones superiores a los 45 mca (H1702-H1712), al regar simultáneamente el 33% de las tomas. (Figura 6)

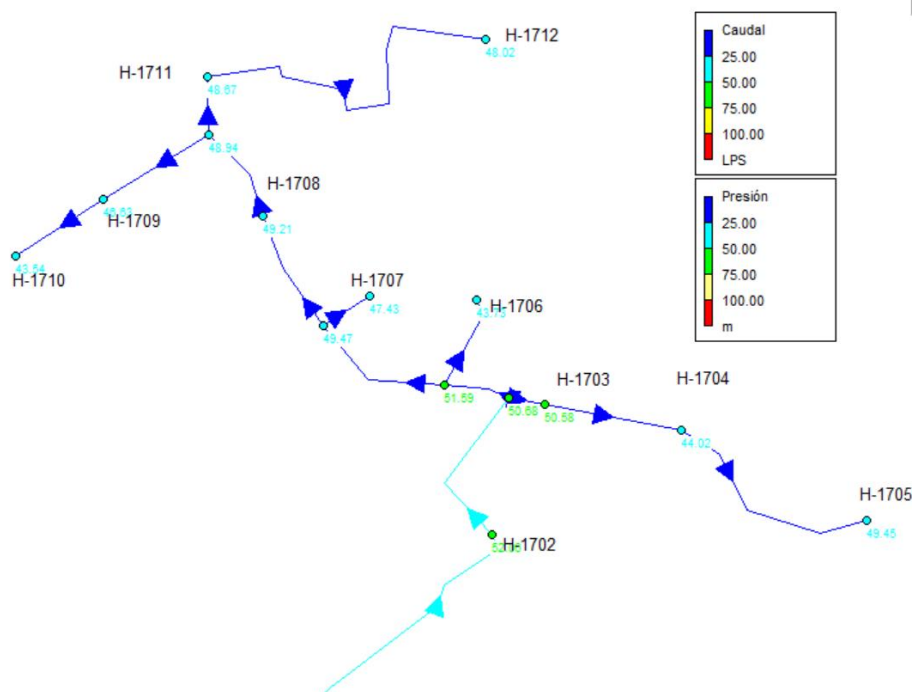


Figura 6: Modelización sector 1 sub-red 1 en EPANET (fuente: EPANET)

Atendiendo al perfil longitudinal de la zona (Figura 1), se aprecia un desnivel de hasta 60 msnm entre la balsa Perdices y los hidrantes del sector 1, lo cual explica las presiones resultantes excesivas. De esta forma, se ha comprobado el funcionamiento de este sector, simulando una válvula reductora que genere una pérdidas en torno a 15 mca, ubicada entre el hidrante 1702 y el nudo aguas abajo de la ramificación. (Figura 7)

La CC.RR. Estepar no ha fijado un valor de presión resultante mínima para todos los hidrantes, puesto que el número de tomas por hidrante varía. Si bien, el valor mínimo establecido para asegurar un correcto funcionamiento es de 20 mca, contando las pérdidas previas ocurrientes en el cabezal de riego y en las conducciones. Al plantear la alternativa, se observa que para un caudal medio de 30 l/s, el uso de una válvula reductora mejora los valores de las presiones, acercándolas al valor mínimo establecido. De esta forma, se plantea la inclusión de una PAT en este punto, para cuantificar la recuperación energética mensual y anual que disponen.

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

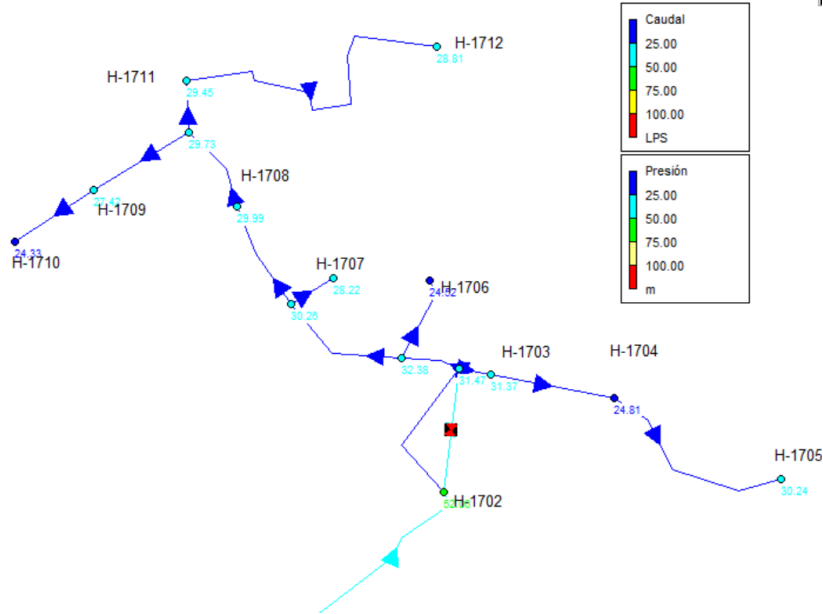


Figura 7: Modelización sector 1 sub-red 1 con empleo de válvula reductora en EPANET (fuente: EPANET)

Asimismo, este lugar tiene mayor ventaja en cuanto al uso de la energía generada, al encontrarse el punto de conexionado de la PAT muy cercano a la granja avícola, abastecida mediante la red de agua clara proveniente del pozo Corral. El hecho de poder extraer energía puede ser ventajoso en este caso particular, al verse reducidos los costes energéticos de la CC.RR. Estepar, además de asegurar un mantenimiento a largo plazo de los elementos de los hidrantes, reduciendo la presión resultante a valores óptimos de funcionamiento y facilitarse el vertido a red o el consumo directo por parte de la granja.

Tabla 2: Descripción de parte de los hidrantes pertenecientes al Sector 1 de la sub-red 1, resultados obtenidos tras la modelización en EPANET con y sin válvulas reductoras de presión (fuente: elaboración propia)

Hidrantes	Superficie (m ²)	Dotación (l/s)	Dotación (m ³ /h)	Presión sin válvula (mca)	Presión con válvula (mca)
1703	34969	11,50	41,42	50,58	31,37
1704	59024	19,42	69,91	44,02	24,81
1705	37831	12,45	44,81	49,45	30,24
1706	31268	10,29	37,03	43,73	24,52
1707	9643	3,17	11,42	47,43	28,22
1708	20767	6,83	24,60	49,21	29,99
1709	27031	8,89	32,02	46,63	27,42
1710	26632	8,76	31,54	43,54	24,33
1711	19127	6,29	22,65	48,67	29,45
1712	13471	4,43	15,96	48,02	28,81

5. Escenarios de estudio

La mayoría de estudios analíticos, independientemente de la temática, suelen requerir una comparativa entre diferentes escenarios u opciones, a fin de obtener conclusiones objetivas y realistas. El caso abordado no es una excepción, por lo que, pese a no disponer de muchas opciones de conexionado, el análisis se plantea de la forma explicada a continuación.

Actualmente, el sector 3 cuenta con dos válvulas reductoras de presión de cierre automático, que regulan la apertura o cierre según el caudal aguas arriba, asegurando la presión de consigna aguas abajo. De esta forma, el caudal circulante modifica el grado de cierre, generando unas pérdidas de carga que oscilan entre 20-25 mca.

Las PAT tienen la desventaja de ver su rendimiento reducido ante oscilaciones en el caudal circulante. A pesar de tener la instalación, un caudal semejante diariamente, este puede incrementarse en el periodo de máximas necesidades, al regar más tomas simultáneamente en cada sector. Por otro lado, el conexionado actual de las válvulas reductoras de presión requiere la asociación de una PAT a cada una de ellas, siendo también una opción viable el conexionado de una única PAT, aguas arriba de la ramificación de las redes secundarias del Sector 3. De esta forma, se plantea realizar un estudio comparativo de recuperación energética, cuantificando la diferencia entre conectar una sola PAT o dos (sustituyendo a cada una de las válvulas reductoras) a la sub-red 1.

A su vez, se plantea el escenario propuesto como alternativa viable de recuperación energética, conectando una PAT a la red secundaria que abastece al sector 1 de la sub-red 1. La *Tabla 3* recoge el planteamiento de los escenarios, así como el caudal circulante por la red respectivamente, en función de la simultaneidad de tomas que riegan conjuntamente.

Tabla 3: Planteamiento de escenarios de estudio de recuperación energética (fuente: elaboración propia)

Escenario	Número de PAT	Ubicación PAT	JER	Nº tomas simultáneas	Nº de mes	Q circulante (l/s)	Q circulante (m ³ /h)
1	2	Sub-Red 4	12	0,33	1-2-3-4-10-	29,37	105,732
		Sub-Red 5		0,33	11-12	21,89	78,804
		Sub-Red 4	24	0,33	5-6-9	29,37	105,732
		Sub-Red 5		0,33		21,89	78,804
		Sub-Red 4	24	0,5	7-8	44,5	160,2
		Sub-Red 5		0,5		33,17	119,412
2	1	Red 3	12	0,33	1-2-3-4-10-11-12	51,26	184,536
			24	0,33	5-6-9	51,26	184,536
			24	0,5	7-8	77,67	279,612
3	1	Red 1	12	0,33	1-2-3-4-10-11-12	30,37	109,332
			24	0,33	5-6-9	30,37	109,332
			24	0,5	7-8	46,01	165,636

A continuación, se desarrolla la metodología seguida en el análisis; en primer lugar, se aborda la selección de las PAT, a fin de poder caracterizar su funcionamiento y modelizarlo a través de EPANET. En segundo lugar, se cuantifica la recuperación energética determinando la potencia útil capaz de generar y la energía anual. Por último, y tras la exposición de los resultados, se concluye acerca de esta tecnología y la viabilidad para el caso concreto de la CC.RR. Estepar.

6. Metodología de estudio

5.1 Selección de la PAT

La falta de información acerca de las curvas de comportamiento de las bombas en modo turbina ha sido la principal limitación de su uso, dificultándose la adecuación de estas máquinas a las condiciones de trabajo de cada posible lugar de aplicación.

Ante esta situación, varias empresas se han visto forzadas a ampliar la información acerca de sus bombas, si bien, otras empresas se han enfocado directamente en la producción de turbinas de pequeño calibre para la recuperación energética en pequeñas redes de distribución.

Es el caso de la empresa española Powerturbines, la cual se presenta como una empresa pionera en la fabricación de bombas usadas como turbinas PATs para generación de energía eléctrica en redes de agua potable.

La razón de elegir esta empresa en el proceso de selección de los modelos de PAT que mejor se adapten a cada escenario planteado recae en la elevada calidad, el precio competitivo y la facilidad en el mantenimiento de las PAT, siendo idéntico al de una bomba convencional. Además, desde su creación en 2013, la investigación y desarrollo de la tecnología aplicada les ha permitido patentar sus prototipos actuales, constituyendo una solución viable, simple y efectiva con infinidad de aplicaciones en redes de agua potable. Por último, el contacto previo del Departamento de Ingeniería Rural de la UPV con esta empresa ha facilitado la selección de los modelos mejor adaptados a cada escenario, para los cuáles se han obtenido las curvas características de funcionamiento.

El rango de trabajo de las PATs desarrolladas por Powerturbines es amplio, y se facilita la selección de la que más convenga según el caso mediante un proceso de selección intuitivo. Generalizando, los modelos se agrupan en dos categorías: turbinas conectadas a red (microgrid) y turbinas para carga de baterías (microbat), ambas categorías disponen de prototipos capaces de extraer la energía sobrante del agua, trabajando a rendimientos elevados.

En el presente caso, la ubicación de las válvulas reductoras de presión en una caseta aislada, posibilita la selección de turbinas de ambas categorías. Sin embargo, la elección de turbinas directamente conectadas a red abarata los costes del proyecto, además, la ubicación de la caseta no facilita el posterior empleo de la energía almacenada en las baterías. Es por ello, la opción de conectar a red es la más viable.

En cuanto a la alternativa planteada, la situación es similar, al encontrarse en un punto aislado de cualquier punto de consumo energético de la comunidad, pero cercano a la granja avícola. Es por ello, la elección de turbinas conectadas a red es también la opción más viable.

Para el caso de turbinas conectadas a la red, la empresa dispone de tres prototipos que pueden instalarse de diferente forma: a la entrada de depósitos con rotura de carga en la tubería de llenado, a la salida de presas o embalses y en paralelo a válvulas reductoras de presión. Este último es el caso que atañe a la CC.RR. Estepar, y es el planteado en la elección de la PAT y el respectivo conexionado.

Por lo tanto, el primer paso en la selección de la PAT recae en valorar los caudales circulantes en cada escenario, para contrarrestar las alternativas disponibles en el catálogo de Powerturbines. A saber, se recomienda seleccionar la turbina para un caudal medio anual, limitando el coste total de la instalación y la amortización. En este contexto, la empresa ha

desarrollado estudios de viabilidad económica, y en casos como el presente, con el conexionado de la PAT en paralelo a una válvula reductora, sale más rentable dimensionarla para caudales medios-bajos. De esta forma, en caso de sobrepasar el caudal, que la válvula reductora complete su trabajo. Pese a disipar parte de la energía, el dimensionado de una PAT de menor calibre repercute directamente sobre el coste total y la amortización, por lo que una PAT de mayor tamaño encarece mucho la inversión.

Las turbinas hidráulicas conectadas a red se agrupan en tres modelos o prototipos: LINE, LINE HP y MONOBLOC. Cada una de estas, dispone de una amplia gama de modelos distintos, difiriendo según el caudal y la presión de trabajo. Como dato, todas estas turbinas se suministran en forma de kit, que recoge los siguientes elementos. (Figura 10)

- Cuadro de control (control remoto, monitorización de los resultados y diagnóstico de problemas, además de permitir la automatización de la válvula)
- Inversor de conexión a red (su finalidad es convertir la corriente continua en corriente alterna, a fin de poder verter a red)
- Resistencia de frenado (su función es de disipar en forma de calor la energía generada únicamente en caso de fallo de la red eléctrica)
- Válvula automática (empleada en casos excepcionales, cierra el paso en caso de fallo de la red eléctrica)

Conocidas las condiciones de funcionamiento, se comprueba cuál de los tres modelos previamente citados se adecua más a las condiciones de trabajo y de recuperación estimada de energía. A este nivel, se requiere plantear, para los tres escenarios estudiados, el caudal medio anual que existe en cada uno de los sectores estudiados. Para ello, conociendo la simultaneidad de riego anual en cada mes, y el caudal circulante, se pondera atendiendo a este factor.

Para llevar a cabo la ponderación del caudal, el estudio se basa en las condiciones reales de trabajo y organización de los turnos de riego. De esta forma, se obtiene para cada escenario el caudal medio anual, como la media entre el caudal circulante con una simultaneidad del 33% durante 10 meses y el caudal circulante con una simultaneidad del 50% durante 2 meses.

Los resultados se recogen en la *Tabla 4* a continuación, y han sido empleados en el dimensionado, con la ayuda de la empresa Powerturbines.

Tabla 4: Determinación de los caudales medios anuales para cada escenario (fuente: elaboración propia)

Escenario	Número PAT	Q medio anual (l/s)	Salto presión (mca)
1	2	31,89	20-25
		23,77	
2	1	55,66	20-25
3	1	32,98	15-25

Atendiendo al rango de trabajo de los prototipos de turbinas conectadas a red, el modelo LINE es el que mejor se adecua a las condiciones de cada uno de los escenarios. En la *Figura 8*, se aprecian los rangos de trabajo de los diferentes modelos del prototipo LINE (*Figura 9*) y la potencia eléctrica generada.

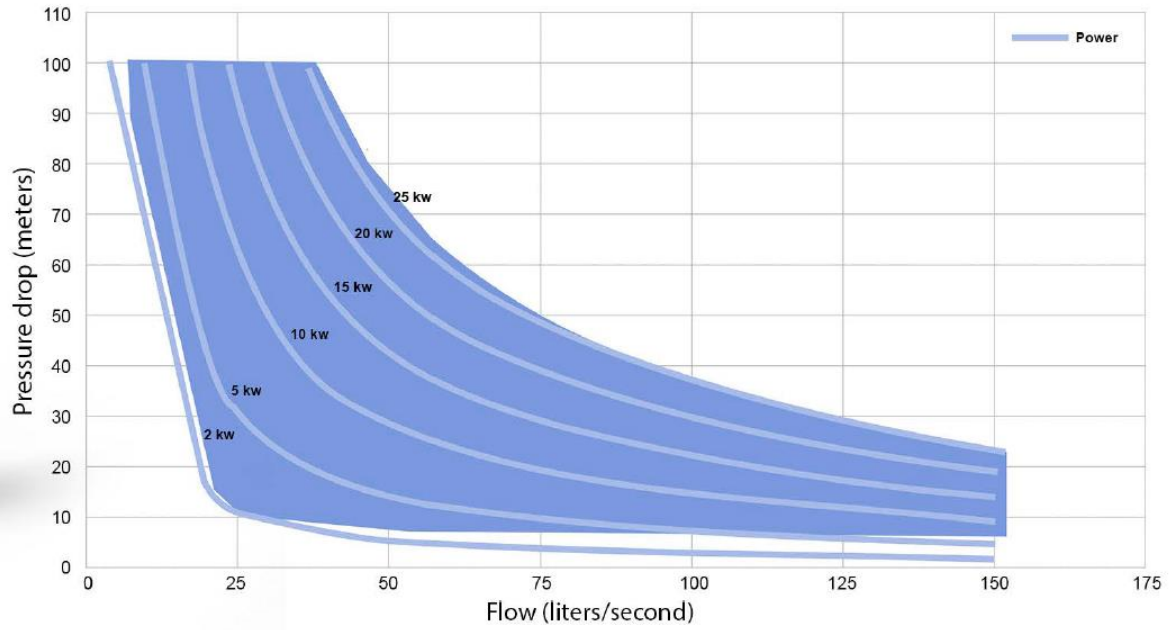


Figura 8: Rango de operación turbina LINE para diferentes potencias aportadas (fuente: Powerturbines)

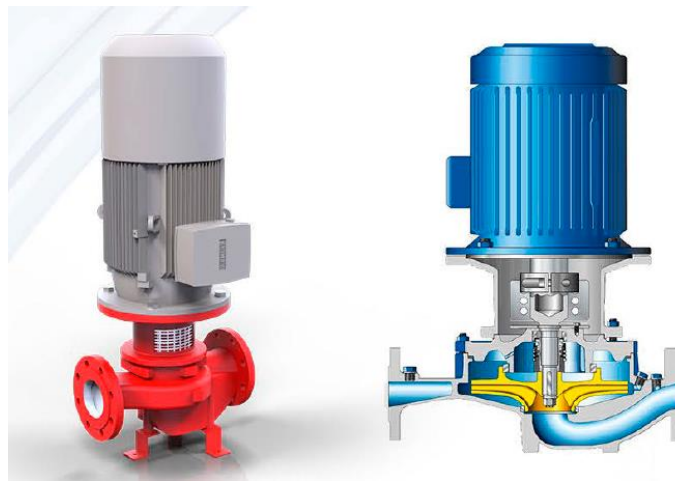


Figura 9: Vista exterior (izquierda) e interior (derecha) de la turbina modelo LINE (fuente: Powerturbines)



Figura 10: Kit de los elementos asociados a la turbina LINE requeridos para su funcionamiento (fuente: Powerturbines)

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

En la *Tabla 5* a continuación, se exponen los caudales medios orientativos empleados para la selección de la PAT, y el modelo de PAT del prototipo LINE seleccionado para cada escenario.

Tabla 5: Modelos de la PAT prototipo LINE seleccionados para cada escenario (fuente: Powerturbines)

Escenario	Número PAT	Q medio (l/s)	Salto presión (mca)	Prototipo	Potencia	Modelo
1	2	31,89	20-25	LINE	5 kW	80-B
		23,77				65-B
2	1	55,66	10 kW		125-D	
3	1	32,98	15-25		5 kW	80-B

Los modelos seleccionados han sido adaptados a las condiciones de trabajo de cada uno de los sectores, atendiendo a la modelización en EPANET de la red de riego en baja. Se dispone de las curvas características relacionando el caudal circulante y el salto de presión (Q-H) y el caudal circulante y la potencia eléctrica (Q-P). Las curvas han sido obtenidas mediante ensayos de laboratorio por parte de la empresa Powerturbines, por lo que la potencia corresponde a la potencia eléctrica real generada.

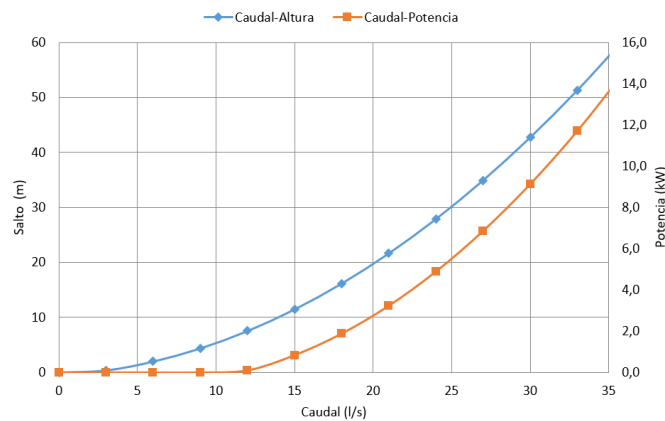


Figura 11: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 65-B (fuente: Powerturbines)

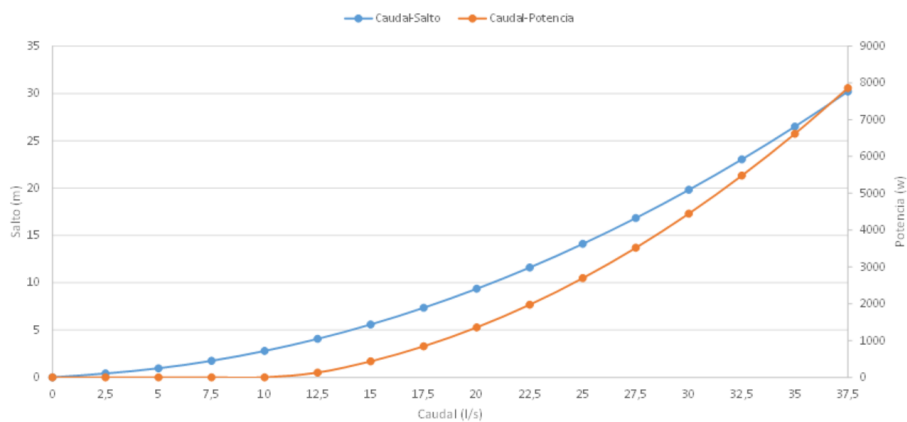


Figura 12: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 80-B (fuente: Powerturbines)

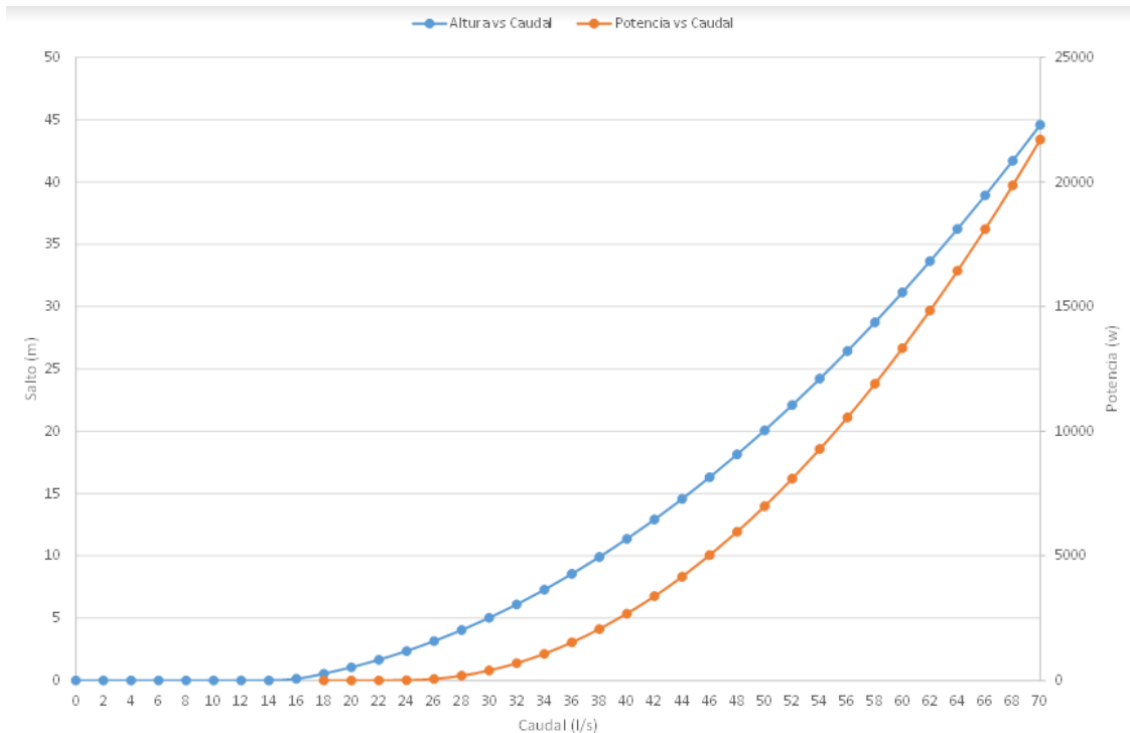


Figura 13: Curvas características de funcionamiento (Q-H) (Q-P) de la PAT prototipo LINE modelo 125-D (fuente: Powerturbines)

Por último, previo a la modelización de las turbinas en EPANET, se requiere comentar las especificaciones técnicas y eléctricas asociadas al modelo LINE. Los diferentes elementos que componen la turbina Microgrid LINE, de conexión directa a red, están fabricados en fundición de hierro, exceptuando el eje, hecho en acero templado. El conexionado de la turbina puede realizarse en vertical u horizontal, sin afectar ello al rendimiento de la máquina.

La turbina está conectada a un generador eléctrico de 3 fases, síncrono de imanes permanentes, con un voltaje de salida oscilando entre los 160 y 272 VAC. La conexión a red se puede realizar en baja tensión (1 fase, 180-264 VAC) o en media tensión (3 fases, 320-480 VAC), con una potencia de salida oscilando entre los 2 y los 25 kW, en función del modelo seleccionado. El sistema dispone de todas las protecciones requeridas, ante problemas como la sobretensión, la sobrecorriente o el cortocircuito, evitando daños graves en el generador y el cuadro de control. Este último funciona correctamente hasta una altitud de 2000 msnm, con un intervalo de temperatura que oscila entre los -20 y los 45 °C.

5.2 Modelización en EPANET

Llegados a este punto, el estudio del potencial de recuperación energética requiere la simulación de las turbinas en el software EPANET 2.0. Sin embargo, el programa no permite incorporar la PAT dentro del sistema, al no disponer entre sus utilidades ninguna turbina. Por lo tanto, para simular su comportamiento se requiere la asimilación a un elemento disponible en el programa, en este caso una válvula de propósito general, con la respectiva curva resistente asociada.

De esta forma, asociando a cada válvula de propósito de general la curva característica de cada uno de los modelos, y conectándola en el lugar seleccionado, se obtiene la energía recuperable para las condiciones de funcionamiento establecidas en forma de pérdida de carga.

El dimensionado de cada una de las PAT se ha llevado a cabo para un caudal circulante medio y un salto de presión equivalente a la pérdida de carga aportada por cada una de las válvulas reductoras de presión.

No obstante, al haberse seleccionado las PAT para un caudal anual teórico ponderado, se requiere modificar la simultaneidad de riego de las tomas, especialmente en los sectores 1 y 3 de la sub-red 1. Así, simular el funcionamiento teórico de la PAT a lo largo del año, y obtener la pérdida unitaria o altura recuperable teórica por la válvula de propósito general (PAT).

En primer lugar, se determina el coeficiente de simultaneidad de riego de las diferentes tomas a lo largo del año como la media ponderada de los valores anuales. Los meses más representativos son los que se riega con una simultaneidad del 33%, sin embargo la modificación del caudal en los meses de julio y agosto regando el 50% de las tomas influye sobre el coeficiente.

Tabla 6: Determinación del coeficiente de simultaneidad anual para el modelo en EPANET

Meses	Coeficiente Simultaneidad	Media Ponderada
1-6/9-12	0,33	0,36
7-8	0,5	

Conocido el coeficiente (Tabla 6), se modifica el patrón de riego asociado al sector 1 (alternativa planteada) y al sector 3 (válvulas reductoras de presión), a fin de simular la red y el estudio de recuperación energética con los caudales medios ponderados para cada escenario.

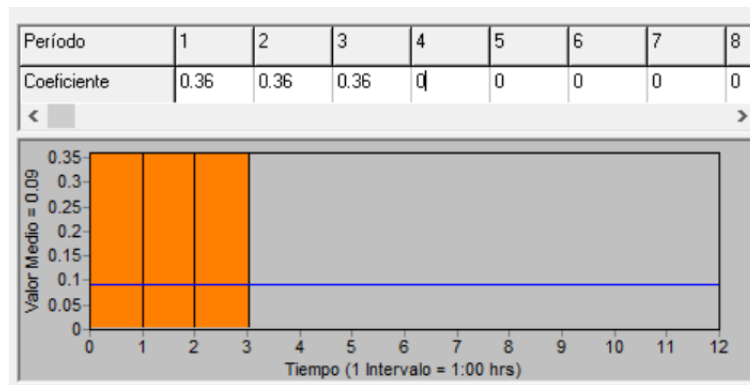


Figura 14: Creación del patrón de riego para los sectores 1 y 3 del modelo en EPANET con una simultaneidad de tomas equivalente a la media ponderada de los valores anuales

Llegados a este punto, se requiere ubicar las válvulas de propósito general en cada una de las ubicaciones comentadas previamente. Acto seguido, se introducen las curvas características de cada modelo de PAT, asociadas respectivamente a cada válvula en cuestión. Para la asociación de las curvas, se toman diferentes puntos de caudal y salto de presión, modelizando en EPANET las curvas resistentes de la forma más real posible.

Asociadas las curvas, se puede simular la instalación, para lo cuál se requiere cerrar la tubería de paso del agua en condiciones normales. Ello permite que el agua circule a través de la válvula de propósito general, la cuál generará unas pérdidas unitarias en función del caudal, equivalentes a la energía recuperada por esta, para cada uno de los escenarios.

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

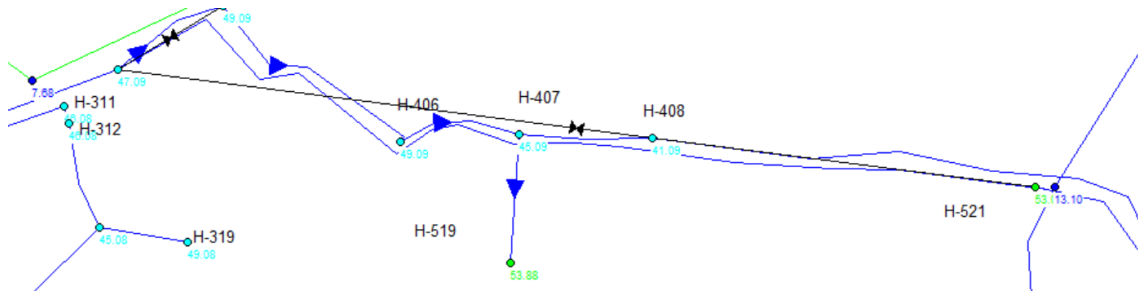


Figura 15: Conexión de los PAT Escenario 1 (válvulas de propósito general) a las sub-redes 4 y 5 respectivamente (fuente: EPANET)

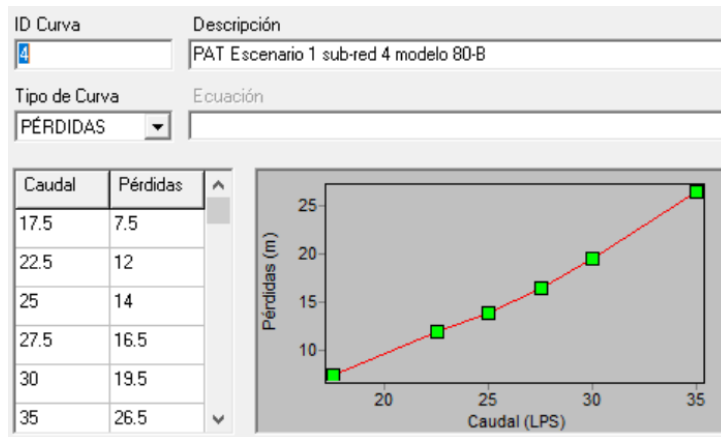


Figura 16: Curva característica PAT LINE modelo 80-B asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 4 y a la válvula de propósito general sector 1 sub-red 1 (fuente: EPANET)

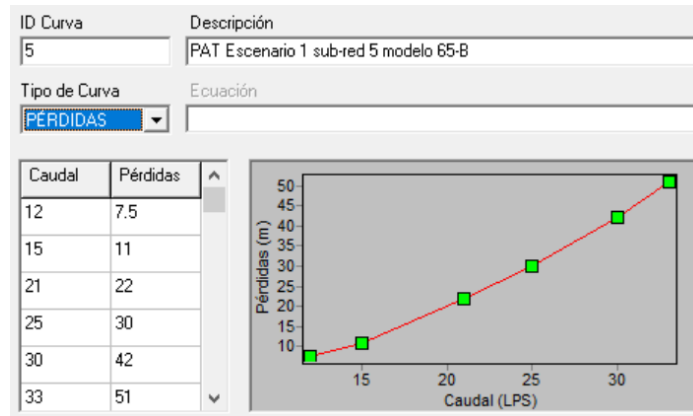


Figura 17: Curva característica PAT LINE modelo 65-B asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 5 (fuente: EPANET)

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

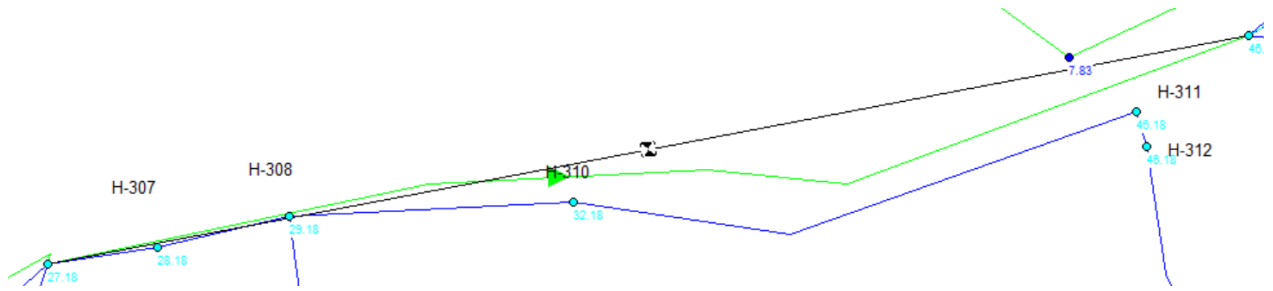


Figura 18: Conexión de PAT Escenario 2 (válvula de propósito general) a la sub-red 3 del sector 3 (fuente: EPANET)

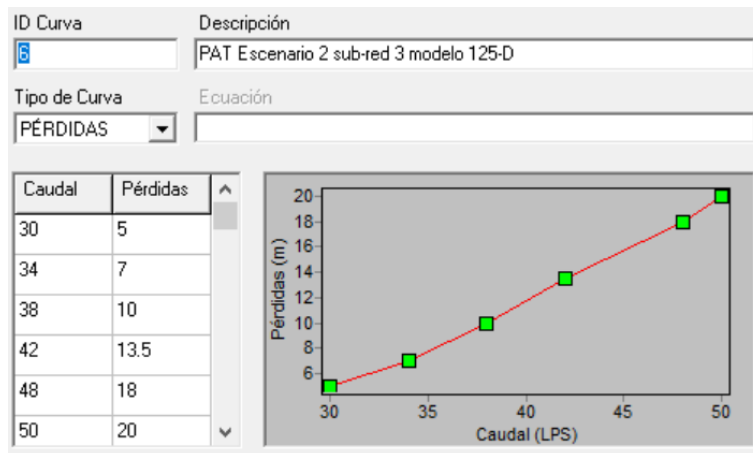


Figura 19: Curva característica PAT LINE modelo 125-D asociada a la válvula de propósito general sector 3 sub-red 3 (fuente: EPANET)

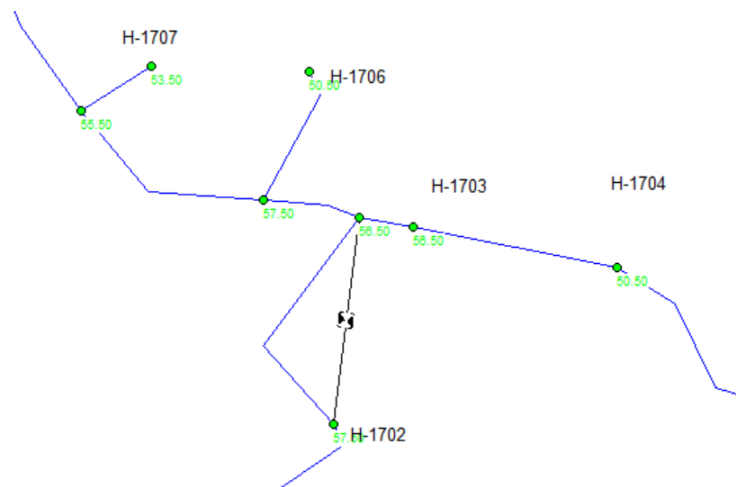


Figura 20: Conexión de PAT Escenario 3 (válvula de propósito general) a la sub-red 1 del sector 1 (fuente: EPANET)

Hasta este punto, se han modelizado las diferentes PAT en forma de válvulas de propósito general, a cada cual le ha sido asociada la curva resistente (en función del modelo dimensionado) para determinar las pérdidas unitarias que generan. Por tanto, previo a la exposición de los resultados, se requiere comentar la metodología seguida para la obtención de la energía anual generada en cada uno de los escenarios.

5.3 Cuantificación de la recuperación energética

Los parámetros que se busca cuantificar desde el inicio del proyecto son la potencia eléctrica generada y la energía obtenida, en un año, por cada una de las PAT. El escenario planteado desde el principio cobra sentido ante la necesidad de recuperar parte de energía disipada mediante el uso de válvulas reductoras de presión. A este nivel, se busca concluir sobre la viabilidad de conectar dos PAT en paralelo a las válvulas, o una única aguas arriba de la ramificación.

Conocidos los parámetros de caudal y salto de presión (pérdida de carga unitaria), se puede determinar, conociendo el peso específico del agua, la potencia útil generada por la turbina.

$$P_{\text{útil}} (W) = \gamma * H * Q$$

Siendo:

- γ : peso específico del agua= 9810 N/m³
- H: altura recuperable (mca)
- Q: caudal circulante (m³/s)

Una vez conocida la potencia útil para cada escenario, su valor se modifica en función del rendimiento del generador asociado a la PAT, obteniendo la potencia eléctrica.

En líneas generales, el generador tiene un rendimiento del 85% en la conversión de la energía hidráulica a energía mecánica. Los valores de rendimiento fluctúan entre 80 y 90% dependiendo de las propiedades intrínsecas del generador, así como de las condiciones de funcionamiento. Por lo tanto, para cada escenario, el rendimiento del grupo turbina-generador será:

$$\eta_{\text{TOTAL}} = \eta_{\text{PAT}} * \eta_{\text{GENERADOR}}$$

La potencia eléctrica es directamente proporcional al rendimiento de todo el sistema, viéndose muy reducida para valores bajos de rendimiento de la PAT. Para determinar la potencia eléctrica generada, únicamente se requiere multiplicar la potencia útil por el rendimiento total, siendo:

$$P_{\text{eléctrica}} = P_{\text{útil}} * \eta_{\text{TOTAL}} (W)$$

Cabe resaltar, esta metodología se emplea en casos de no disponer de las curvas características de caudal-potencia, puesto que se requiere la determinación de la potencia eléctrica para seguir con el estudio. No obstante, gracias a la colaboración con la empresa Powerturbines, se han obtenido las curvas para cada uno de los modelos, relacionando el caudal circulante y la potencia eléctrica extraída. De esta forma, los valores recogidos de potencia ya incluyen las pérdidas por el rendimiento del generador y de la propia PAT.

Finalmente, el último paso en la determinación de la recuperación energética, es obtener la energía aprovechada o generada en un periodo de tiempo. Para facilitar la comprensión, se suele calcular la energía generada en un año, en kWh, por la PAT.

Concluyendo, la energía depende de la potencia eléctrica generada y el tiempo de funcionamiento, lo que corresponde con el tiempo de riego anual. Previamente, el en *ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO*, se determinaron los tiempos de riego teóricos anuales para cada cultivo. Al ser un estudio del potencial de recuperación, se requiere conocer el tiempo de riego

mensual orientativo para cada cultivo, predeterminado basándose en los parámetros climáticos de los últimos veinte años y en las condiciones reales de funcionamiento en la CC.RR. Estepar.

Por lo tanto, conociendo el tiempo total de riego para cada cultivo en cuestión, y conociendo la potencia eléctrica generada en cada escenario, se determina la energía recuperada anual para cada escenario.

$$\text{Energía Recuperada} = P_{\text{eléctrica}} * \text{tiempo (kWh)}$$

7. Resultados obtenidos

En el presente apartado, se exponen los resultados del estudio de recuperación energética para cada uno de los escenarios abordados. Para ello, se requiere conocer el tiempo de riego anual para cada uno de los cultivos, permitiendo conocer el tiempo de riego mínimo por sector. Por otro lado, al no disponer de la curva relacionando el caudal turbinado con la eficiencia global del grupo PAT-generator, se determina, para cada uno de los modelos empleados, la eficiencia del sistema.

Los tiempos de riego empleados en la obtención de la energía generada anualmente se recogen en la *Tabla 7*. Determinados en el *ANEXO III: DISEÑO AGRONÓMICO*, contemplan la disposición actual de los emisores y la organización del riego, aportando ligeras modificaciones que favorezcan el funcionamiento de la instalación. Además, los parámetros climáticos en los cuales se basa el estudio han sido promediados con estudios anteriores de la misma zona, adaptándose a las oscilaciones climáticas de las últimas dos décadas.

Tabla 7: Tiempos de riego teóricos por cultivo en horas (fuente: elaboración propia)

Tiempos Teóricos de Riego por cultivo (horas)				
Meses	Naranja	Caqui	Melocotonero	SUMA
Enero	5,83	0	0	5,83
Febrero	15,64	0	0	15,64
Marzo	18,52	6,59	7,91	33,02
Abril	24,13	10,58	18,42	53,13
Mayo	37,98	35,75	46,87	120,60
Junio	48,09	45,74	45,74	139,58
Julio	62,30	71,32	54,39	188,01
Agosto	61,45	75,94	45,55	182,94
Septiembre	31,58	27,49	23,21	82,27
Octubre	13,08	15,18	15,18	43,45
Noviembre	6,45	0	0	6,45
Diciembre	5,72	0	0	5,72
TOTAL	330,77	288,59	257,27	876,63

La eficiencia global del sistema puede obtenerse empleando las curvas características aportadas por Powerturbines, al disponer de los parámetros de potencia eléctrica y salto de presión, para cada uno de los caudales ensayados.

De esta forma, se emplea la fórmula citada previamente en el estudio de la cuantificación energética, para despejar la incógnita del rendimiento global del sistema.

$$P_{\text{eléctrica}} = P_{\text{útil}} * \eta_{\text{TOTAL}} \text{ (W)}$$

$$\eta_{\text{TOTAL}} = \frac{P_{\text{eléctrica}}}{P_{\text{útil}}} = \frac{P_{\text{eléctrica}} \text{ (W)}}{9,81 \left(\frac{N}{l}\right) * Q \left(\frac{l}{s}\right) * H \text{ (m)}}$$

Para cada uno de los modelos, se determinan gráficamente los valores de H y P eléctrica, para cada uno de los caudales ensayados. El estudio se realiza para conocer el rendimiento global del sistema, en cada uno de los escenarios.

Tabla 8: Eficiencia turbina LINE modelo 65-B (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines)

Modelo LINE 65-B			
Q (l/s)	H (mca)	P (kW)	Eficiencia (%)
0	0	0	0
3	0,4	0	0
6	2,0	0	0
9	4,4	0	0
12	7,5	0,1	11,13
15	11,5	0,8	49,64
18	16,2	1,9	65,92
21	21,7	3,2	72,50
24	27,9	4,9	74,44
27	34,9	6,9	74,08
30	42,7	9	72,55
33	51,3	12	70,44
36	60,7	15	68,07

Tabla 9: Eficiencia turbina LINE modelo 80-B (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines)

Modelo LINE 80-B			
Q (l/s)	H (mca)	P (kW)	Eficiencia (%)
0	0	0,0	0
2,5	1	0,0	0
5	1,5	0,0	0
7,5	2	0,0	0
10	3,5	0,0	0
12,5	4,7	0,1	17,35
15	5,3	0,5	64,11
17,5	7,5	1	77,67
20	9,6	1,3	69,02
22,5	12	2	75,51
25	14	2,6	75,72
27,5	17,5	3,5	74,14
30	19,5	4,3	74,93
32,5	23	5,3	72,28

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

Modelo LINE 80-B			
Q (l/s)	H (mca)	P (kW)	Eficiencia (%)
35	26,5	6,5	71,44
37,5	30	7,8	70,68

Tabla 10: Eficiencia turbina LINE modelo 125-D (fuente: elaboración propia a partir de datos de Powerturbines)

Modelo LINE 125-D			
Q (l/s)	H (mca)	P (kW)	Eficiencia (%)
6	0	0	0
12	0	0	0
18	1	0	0
24	2,5	0	0
30	5	0,2	13,59
36	8	2	70,79
42	13	3	56,01
48	18	5,5	64,89
54	24	9	70,79
60	31	13	71,25
66	38	16	65,03

A continuación se recogen los valores obtenidos para cada escenario en el estudio de la recuperación energética. Para cada escenario, se recoge el caudal de funcionamiento de la turbina en la modelización en EPANET, así como las pérdidas asociadas a esta (salto de presión) y la potencia eléctrica extraída (obtenida gráficamente). A su vez, se determina el rendimiento de trabajo de la PAT en tales condiciones.

Por último, combinando estos datos con los tiempos de riego mensuales y anuales, se cuantifica la cantidad de energía (en kWh) recuperable mensual y anualmente, simulando un modelo homogéneo de organización del riego.

ESCENARIO 1

Tabla 11: Parámetros de funcionamiento del escenario 1 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)

Escenario	Modelo turbina	Q (l/s)	H (mca)	P eléctrica (W)	Eficiencia (%)
1.1	80-B	32,04	22,36	5200	73,99
1.2	65-B	23,88	27,76	4400	67,66

Tabla 12: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 1 (fuente: elaboración propia)

Meses	SUMA	Energía (kWh) Escenario 1.1	Energía (kWh) Escenario 1.2
Enero	5,83	30,31	25,64
Febrero	15,64	81,31	68,80
Marzo	33,02	171,70	145,28
Abril	53,13	276,27	233,77

ANEXO V: ESTUDIO DE LA RECUPERACIÓN ENERGÉTICA

Meses	SUMA	Energía (kWh) Escenario 1.1	Energía (kWh) Escenario 1.2
Mayo	120,60	627,10	530,62
Junio	139,58	725,83	614,16
Julio	188,01	977,67	827,26
Agosto	182,94	951,28	804,93
Septiembre	82,27	427,82	362,00
Octubre	43,45	225,91	191,16
Noviembre	6,45	33,56	28,39
Diciembre	5,72	29,74	25,16
TOTAL	876,63	4558,50	3857,19

Tabla 13: Energía total disponible anualmente para el escenario 1 (fuente: elaboración propia)

Escenario	Energía (kWh)	TOTAL (kWh)
1.1	4558,50	8415,69
1.2	3857,19	

ESCENARIO 2

Tabla 14: Parámetros de funcionamiento del escenario 2 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)

Escenario	Modelo turbina	Q (l/s)	H (mca)	P eléctrica (W)	Eficiencia (%)
2	125-D	55,92	25,92	10500	73,84

Tabla 15: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 2 (fuente: elaboración propia)

Meses	SUMA	Energía (kWh) Escenario 2
Enero	5,83	61,20
Febrero	15,64	164,19
Marzo	33,02	346,70
Abril	53,13	557,86
Mayo	120,60	1266,26
Junio	139,58	1465,61
Julio	188,01	1974,14
Agosto	182,94	1920,86
Septiembre	82,27	863,88
Octubre	43,45	456,17
Noviembre	6,45	67,76
Diciembre	5,72	60,05
TOTAL	876,63	9204,66

ESCENARIO 3

Tabla 16: Parámetros de funcionamiento del escenario 3 en la modelización en EPANET (fuente: elaboración propia)

Escenario	Modelo turbina	Q (l/s)	H (mca)	P eléctrica (W)	Eficiencia (%)
3	80-B	33,13	23,88	5800	74,73

Tabla 17: Cuantificación de la recuperación energética para el escenario 3 (fuente: elaboración propia)

Meses	SUMA	Energía (kWh) Escenario 3
Enero	5,83	33,80
Febrero	15,64	90,69
Marzo	33,02	191,51
Abril	53,13	308,15
Mayo	120,60	699,46
Junio	139,58	809,57
Julio	188,01	1090,47
Agosto	182,94	1061,04
Septiembre	82,27	477,19
Octubre	43,45	251,98
Noviembre	6,45	37,43
Diciembre	5,72	33,17
TOTAL	876,63	5084,48

8. Ahorro energético y huella de carbono

En el presente apartado, se analiza el efecto del potencial de recuperación energética sobre el ahorro en la huella de carbono para cada uno de los escenarios estudiados.

La huella de carbono es un indicador ambiental que permite reflejar la totalidad de gases de efecto invernadero generados por una organización, un individuo o un proceso. Con el objetivo de categorizar las actuaciones y actividades de personas y empresas, se puede concluir con la sostenibilidad del caso objeto de estudio. La huella de carbono se mide en kg de CO₂ equivalente, lo que permite contemplar el abanico de gases de efecto invernadero.

Para llevar a cabo el cálculo del ahorro de emisiones, se emplea el factor de emisión más actualizado ofrecido por la DEFRA (Department for Environment, Food & Rural Affairs), el cual establece que la producción de 1 kWh genera una emisión de 0,28 kg.eq. de CO₂.

Con el objetivo de sostenibilizar la instalación y canalizar la energía generada (que por regla general se suele disipar mediante válvulas reductoras de presión) para su posterior empleo, se aplica el factor de emisión determinando los kilogramos equivalentes de CO₂ que se dejan de emitir a la atmósfera.

Tabla 18: Ahorro en la huella de carbono para cada uno de los escenarios (fuente: elaboración propia)

Escenario	Energía (kWh)	Kg CO ₂ eq. evitados
1	8415,69	2356,39
2	9204,66	2577,30
3	5084,48	1423,65

9. Conclusiones

Tras la exposición de los resultados acerca del estudio de la recuperación energética, se requiere comentar tales resultados, concluyendo sobre cuál sería la mejor disposición de las PAT, atendiendo a los escenarios 1 y 2.

La idea principal recaía en conectar en paralelo a cada una de las válvulas reductoras de presión existentes una PAT, en las sub-redes 4 y 5, a fin de evitar una inversión desorbitada para la CC.RR. L'Estepar. Paralelamente, se propuso como alternativa la desconexión de las dos válvulas reductoras actuales, conectando una de mayor calibre aguas arriba de la ramificación en ambas sub-redes (4 y 5).

El planteamiento recaía en valorar, energética y económicamente, cada uno de los escenarios, a fin de concluir sobre el óptimo, que aporte la función que realiza la válvula reductora. Para ello, se requiere conocer el precio asociado a cada modelo de PAT, así como la mano de obra para su conexionado.

A fin de conocer la inversión a realizar en cada uno de los escenarios, se ha mantenido una colaboración durante el proyecto con la empresa Powerturbines. Ello ha facilitado la adecuación de los modelos seleccionados del prototipo LINE a cada uno de los escenarios abordados.

Pese a no disponer de un presupuesto técnico, Powerturbines ha aportado un precio orientativo para cada modelo. Aproximadamente, los precios mostrados a continuación engloban el equipo completo, el transporte y la puesta en funcionamiento.

Tabla 19: Precios orientativos asociados a cada modelo del prototipo LINE, abarcando la PAT, transporte y conexionado (fuente: Powerturbines)

Modelo turbina	Precio sin IVA (€)
65-B	11000
80-B	15000
125-D	22000

El escenario 2 es el que recoge los mejores resultados en el contexto de la recuperación energética, al disponer de un modelo de mayor calibre que trabaja a un rendimiento cercano al 74%. A pesar de ello, esta opción es económicamente la menos viable, y ello atiende a varias razones. En primer lugar, el conexionado de esta PAT requiere una inversión importante, al ser el modelo menos económico. En segundo lugar, se requiere conectar una válvula reductora de presión en esa conducción, a fin de asegurar siempre presiones resultantes correctas, en caso de circular un caudal superior al de referencia. Por tanto, se concluye que lo óptimo en cualquier

instalación es incluir PATs de pequeño calibre, que anualmente trabajen más horas debido a ser diseñadas para caudales medios y bajos, siendo lo más adecuado para esta instalación.

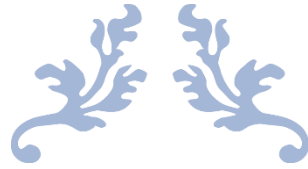
Por lo tanto, para el presente caso, se recomienda adoptar las PAT estudiadas en el escenario 1, y generar energía de cada una de las sub-redes, reduciendo la inversión y mejorando, a largo plazo, el funcionamiento de la maquinaria a elevados rendimientos.

Para el caso de la alternativa planteada (escenario 3), los resultados obtenidos referentes a la energía recuperada son satisfactorios. En la actualidad, no disponen para este escenario de válvula reductora, pero al incluir una PAT como posible solución, se obtienen resultados satisfactorios. La presión resultante en los hidrantes se ve reducida a valores óptimos de funcionamiento (oscilando entre 20 y 30 mca), y se extrae anualmente alrededor de 5000 kWh.

De esta forma, se puede concluir que el potencial de recuperación energética disponible para la CC.RR. L'Estepar es bastante amplio, la inversión a realizar se amortizaría en un corto periodo de tiempo, y el consumo energético se vería reducido notablemente (*ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS*).

Sin embargo, el estudio se debería complementar con el dimensionado de la conexión a red o canalización de la energía a los puntos de consumo (granja avícola, casas de veraneo o la propia red). Esta parte del estudio no ha sido abordada, si bien el tipo de conexionado a red del equipo permite conectar a redes de baja y media tensión.

En definitiva, las PAT se exponen como una solución viable e interesante para redes presurizadas, especialmente para el caso de comunidades de regantes con ligeras oscilaciones en el perfil topográfico. En su caso, se debería estudiar y profundizar sobre esta tecnología, facilitando la información acerca de las ventajas que ofrece y las posibles ubicaciones óptimas en la instalación.



ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS



ÍNDICE

1. Introducción	1
2. Proceso de cambio tarifario	1
3. Metodología de estudio	7
3.1. Impulsión del Canal Júcar-Turia	7
3.2. Impulsión del Pozo del Corral.....	8
4. Resultados	12
4.1. Impulsión del Canal Júcar-Turia	12
4.2. Impulsión del Pozo del Corral.....	14
4.3. Resumen Resultados	16
a) Impulsión Canal.....	16
b) Impulsión Pozo	17

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Tarifa 3.1A, distribución de los periodos tarifarios a lo largo del año (fuente, ESIFE)	2
Tabla 2: Precios de la tarifa 3.1 A, para cada uno de los periodos (H.P: Horas Punta, H.LL: Horas Llano, H.V: Horas Valle) (fuente: elaboración propia a partir de los datos de Iberdrola, ejercicio 2020)	2
Tabla 3: Horas de cada periodo de la tarifa 3.1A (fuente: elaboración propia).....	2
Tabla 4: Cambio del tipo de tarifa de las actuales a las nuevas entradas en vigor a partir de junio de 2021 (fuente: Intergia)	3
Tabla 5: Clasificación de los días de la semana para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia).	4
Tabla 6: División anual por temporadas para la Península para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia)	4
Tabla 7: Estructura anual por periodos horarios en la Península atendiendo a la temporada en cada mes para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia)	4
Tabla 8: Horas de cada periodo de la tarifa 6.1TD, atendiendo a la variación anual según los meses (fuente: elaboración propia a partir de datos recogidos de Intergia)	5
Tabla 9: Precios por potencia (€/kW/año) y por energía (€/kWh) para los seis periodos de la tarifa 6.1TD (fuente: Energigreen y Endesa)	6
Tabla 10: Potencia contratada en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A por la CC.RR. L'Estepar en la impulsión del canal para el ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia)	7
Tabla 11: Energía consumida en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A en la impulsión del canal para el ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia)	7
Tabla 12: Adecuación de la potencia a contratar en la impulsión del canal atendiendo a los diferentes elementos de consumo energético (fuente: elaboración propia).....	8
Tabla 13: Energía consumida en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia).....	9
Tabla 14: Determinación de la potencia a contratar en la impulsión del pozo atendiendo a los diferentes elementos de consumo energético (fuente: elaboración propia).....	9
Tabla 15: Horas de bombeo mensuales de la bomba del Pozo, atendiendo a las condiciones del ejercicio 2018, discretizando las horas en los periodos de la tarifa 6.1TD en función del mes (fuente: elaboración propia)	10
Tabla 16: Presentación de los escenarios de estudio con las respectivas potencias contratadas en cada uno de los periodos de la tarifa 6.1TD, en kW (fuente: elaboración propia)	11
Tabla 17: Cuantificación del coste total de potencia contratada con los datos recogidos en el ejercicio 2020 aplicando los precios de la nueva tarifa 6.1TD (fuente: elaboración propia).....	12
Tabla 18: Cuantificación del coste energético total con los datos recogidos en el ejercicio 2020 aplicando los precios de la energía en cada periodo ofrecidos por la empresa comercializadora (fuente: elaboración propia)	12
Tabla 19: Cuantificación del coste total de potencia contratada con la adecuación de la potencia a contratar y aplicando los precios de la nueva tarifa 6.1TD (fuente: elaboración propia)	13
Tabla 20: Cuantificación del coste energético total modificando la potencia contratada en el periodo P6 y el consumo energético mensual, atendiendo a las horas de bombeo diarias, tomando los precios de la energía en cada periodo ofrecidos por la empresa comercializadora (fuente: elaboración propia)	13
Tabla 21: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 1, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia).....	14

Tabla 22: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 2, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia).....	14
Tabla 23: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 3, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia).....	15
Tabla 24: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 4, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia).....	15
Tabla 25: Resultados obtenidos en el estudio de la contratación de la nueva tarifa 6.1TD y el efecto de adecuar la potencia contratada sobre el coste total (fuente: elaboración propia)....	16
Tabla 26: Resultados obtenidos en el estudio de la contratación de la nueva tarifa 6.1TD y el coste total de cada escenario atendiendo a la facturación por exceso de potencia (fuente: elaboración propia)	17

1. Introducción

El presente anexo tiene la finalidad de analizar la contratación de las tarifas eléctricas por parte de la CC.RR. L'Estepar y el efecto del cambio tarifario con la inclusión de las nuevas tarifas eléctricas en vigor desde el 1 de junio de 2021.

Hasta el presente, la tarifa eléctrica contratada para las dos impulsiones y los dos cabezales de riego correspondía a la tarifa 3.1A de alta tensión (Real Decreto 1164/2001, BOE), dirigida a instalaciones o comunidades con potencia contratada en todos los periodos tarifarios igual o inferior a 450 kW. La tarifa citada se divide en tres periodos de diferente facturación a lo largo del día, correspondiendo a los periodos Valle, Llano y Punta.

Debido al cambio en el sistema eléctrico y los periodos tarifarios publicados por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), las tarifas 3.1A y 6.1A se convierten en la tarifa 6.1 TD. La principal diferencia recae en los periodos, puesto que esta nueva tarifa discretiza en seis periodos de coste diferente.

A este nivel, el objetivo del presente anexo recae en describir el proceso del cambio tarifario, conociendo las características de cada una de las tarifas y el efecto de esta transición para las comunidades de regantes. Ello se complementará con los consejos ofrecidos por las empresas comercializadoras para disminuir el coste energético total.

Acto seguido, se aborda la comparativa entre los datos referentes a consumo energético recogidos para el estudio (periodo 2018 y 2020), así como el coste total ante el cambio tarifario para esos mismos datos, permitiendo determinar el encarecimiento o ahorro existente.

Tras este paso, se determinará de una forma teórica, el coste energético mensual y anual para la CC.RR. Estepar atendiendo a la propuesta de reorganización de los equipos de impulsión, siendo ambos los puntos críticos de consumo energético de la instalación.

2. Proceso de cambio tarifario

Las tarifas eléctricas contratadas por la CC.RR. L'Estepar hasta el presente corresponden a las citadas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecieron las tarifas eléctricas de acceso a las redes de transporte y distribución de la energía eléctrica. Principalmente, los costes totales incluyen el transporte y la distribución de energía eléctrica a los puntos de consumo.

Las tarifas agrupadas en el Real Decreto citado se diferencian en función de la tensión suministrada, discretizando en tarifas de baja tensión (tensiones no superiores a 1kV) y tarifas de alta tensión (tensiones superiores a 1kV).

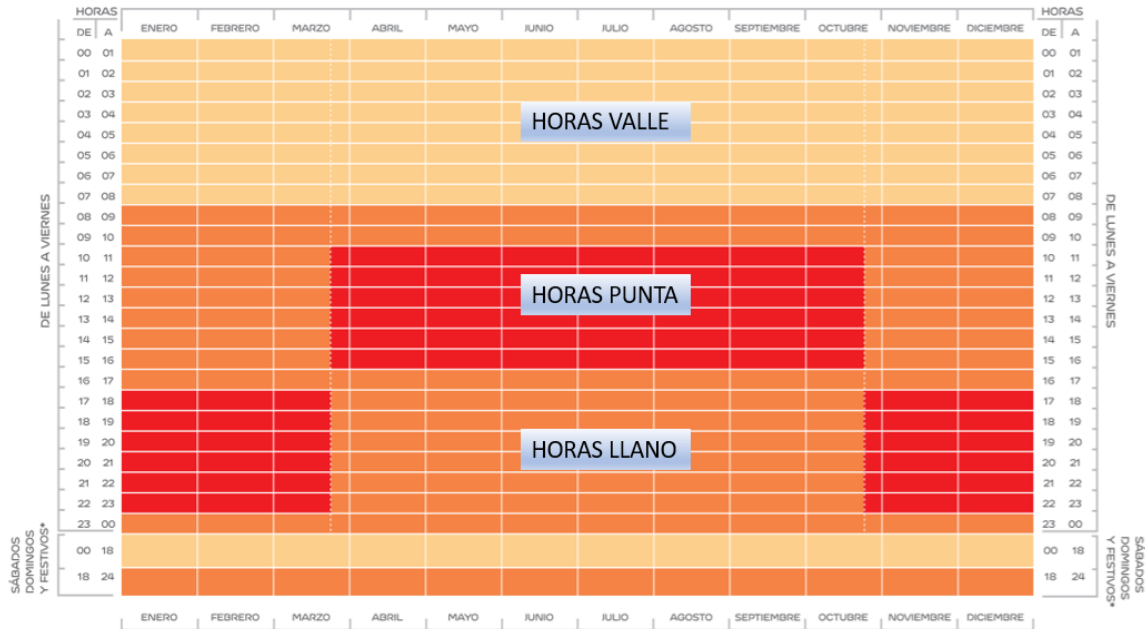
La CC.RR. L'Estepar tenía contrada la tarifa 3.1A, “de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los periodos tarifarios igual o inferior a 450 kW”.

La tarifa citada se divide en tres periodos de diferente facturación a lo largo del día, correspondiendo a los periodos Valle, Llano y Punta. El primero de ellos es el más económico, puesto que el término de potencia y de energía es más barato. La condicionalidad en la

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

distribución de los periodos a lo largo del año es dependiente de la estación a la que pertenezca y el consumo asociado, diferenciando verano e invierno. Además, los periodos también se ven modificados según el día de la semana, cambiando la distribución de los periodos en los días festivos. Todo ello se observa consultando la *Tabla 1* a continuación.

Tabla 1: Tarifa 3.1A, distribución de los periodos tarifarios a lo largo del año (fuente, ESIPE)



Los precios de la tarifa 3.1 A asociados a cada uno de los periodos se obtienen directamente de la página oficial de Iberdrola, el proveedor de la CC.RR. Estepar. La *Tabla 2* muestra los precios por KW contratado y KWh consumido, discretizando para los tres periodos que caracterizan a esta tarifa.

Tabla 2: Precios de la tarifa 3.1 A, para cada uno de los periodos (H.P: Horas Punta, H.LL: Horas Llano, H.V: Horas Valle) (fuente: elaboración propia a partir de los datos de Iberdrola, ejercicio 2020)

TÉRMINO	PRECIO		
	H.P.	H.LL.	H.V.
Potencia (€/KW día)	0,162323	0,100100	0,022954
Energía (€/KWh)	0,097678	0,090213	0,067339

Tabla 3: Horas de cada periodo de la tarifa 3.1A (fuente: elaboración propia)

Periodos	Tarifa 3.1A
P1 Punta	6
P2 Llano	10
P3 Valle	8

Pese a existir una oscilación anual en la distribución de los periodos, las horas diarias de cada uno de los periodos siempre son constantes (*Tabla 3*). Por lo tanto, el papel de los consumidores, en este caso las comunidades de regantes, recae en organizar los periodos de consumo

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

energético en los periodos de menor coste (Valle o Llano) evitando el periodo punta de mayor coste.

Consultando las *Tablas 1 y 2*, se concluye que lo óptimo sería realizar las captaciones dentro del periodo Valle, puesto que el coste energético se reduciría notablemente. En caso de no poder limitar el bombeo al periodo tarifario Valle, y bombear en periodo Llano, adecuar al máximo las horas y momentos según el día dependiendo de la estacionalidad y la festividad. Posteriormente se comentan los términos de potencia y energía contratados en cada punto de consumo de la red, a fin de plantear alternativas de la facturación de energía eléctrica.

Descrita la tarifa contratada por la CC.RR. L’Estepar hasta la actualidad, se procede a describir la nueva tarifa 6.1TD contratada y el proceso de transición a esta nueva tarifa, con las implicaciones eléctricas y económicas que representa esta última.

Fue a principios del año 2020 cuando la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) publicó la Circular 3/2020, como propuesta a una nueva forma de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. No obstante, con la llegada de la COVID-19 se tuvo que retrasar su implementación, entrando en vigor a partir del 1 de junio de 2021.

El principal cambio que muestra esta nueva distribución de las tarifas eléctricas recae en la reducción del número de tarifas (de 12 tipos a 6), dependientes del nivel de tensión al que se conecte el punto de suministro eléctrico y de la tarifa de potencia contratada.

Tabla 4: Cambio del tipo de tarifa de las actuales a las nuevas entradas en vigor a partir de junio de 2021 (fuente: Intergia)

Tensión (V)	Potencia (P)	TARIFAS ACTUALES			NUEVAS TARIFAS 2021		
		Tarifa de acceso	Periodos de potencia	Periodos energía	Peaje	Periodos potencia	Periodos energía
V < 1kV	P ≤ 10 kW	2.0A	1	1	2.0TD	2	3
V < 1kV	P ≤ 10 kW	2.0DHA	1	2			
V < 1kV	P ≤ 10 kW	2.0DHS	1	3			
V < 1kV	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1A	1	1			
V < 1kV	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1DHA	1	2			
V < 1kV	10 kW < P ≤ 15 kW	2.1DHS	1	3			
V < 1kV	P > 15 kW	3.0A	3	3	3.0TD	6	6
1 kV ≤ V < 30 kV	P > 450 kW	6.1	6	6	6.1TD	6	6
1 kV ≤ V < 36 kV	P ≤ 450 kW	3.1A	3	3	(1 kV ≤ V < 30 kV) 6.2TD	6	6
30 kV ≤ V < 72,5 kV	P > 450 kW	6.2	6	6	(30 kV ≤ V < 72,5 kV)	6	6
72,5 kV ≤ V < 145 kV	P > 450 kW	6.3	6	6	6.3TD	6	6
V ≥ 145 kV	P > 450 kW	6.4	6	6	6.4TD	6	6

Como se puede observar en la *Tabla 4*, la tarifa 6.1TD reemplaza a las tarifas 3.1A y 6.1A, siendo el cambio principal la inclusión de seis periodos de potencia y los mismos de energía. La tensión de suministro debe ser superior a 1 kV pero inferior a 30 kV, y la ventaja que ofrece esta nueva tarifa es que se puede contratar la tarifa de potencia ajustándola a cada instalación. De esta forma, se puede adecuar la contratación a la potencia real consumida por la instalación o los puntos respectivos de conexionado a red y consumo. Como dato, las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo P_{n+1} sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior P_n.

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

En la Circular 3/2020, se introduce la división anual en cuatro temporadas, variando en función del territorio donde se ubique el punto de suministro (dentro del territorio nacional), clasificando los días de la semana en cinco tipos.

Tabla 5: Clasificación de los días de la semana para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia)

TIPO	TEMPORADA	DÍAS
A	ALTA	Lunes a viernes días laborales
B	MEDIA ALTA	
B1	MEDIA	
C	BAJA	
D	FESTIVO	Sábados, Domingos y festivos nacionales

Tabla 6: División anual por temporadas para la Península para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia)

MESES	TEMPORADA
Enero	A
Febrero	A
Marzo	B
Abril	C
Mayo	C
Junio	B1
Julio	A
Agosto	B1
Septiembre	B1
Octubre	C
Noviembre	B
Diciembre	A

Tabla 7: Estructura anual por periodos horarios en la Península atendiendo a la temporada en cada mes para las tarifas 3.0TD y 6.xTD (fuente: Intergia)

Hora	Lunes - viernes laborables												Sábados, domingos y festivos
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tabla 8: Horas de cada periodo de la tarifa 6.1TD, atendiendo a la variación anual según los meses (fuente: elaboración propia a partir de datos recogidos de Intergia)

MESES	TEMPORADA	PUNTA	LLANO					VALLE
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Enero	A	9	7	0	0	0	8	
Febrero	A	9	7	0	0	0	8	
Marzo	B	0	9	7	0	0	8	
Abril	C	0	0	0	9	7	8	
Mayo	C	0	0	0	9	7	8	
Junio	B1	0	0	9	7	0	8	
Julio	A	9	7	0	0	0	8	
Agosto	B1	0	0	9	7	0	8	
Septiembre	B1	0	0	9	7	0	8	
Octubre	C	0	0	0	9	7	8	
Noviembre	B	0	9	7	0	0	8	
Diciembre	A	9	7	0	0	0	8	

Ante la nueva inclusión de la tarifa 6.1TD y la división anual y mensual en periodos de diferente coste de energía y potencia, las Comunidades de Regantes juegan un papel clave en la reorganización de las horas de consumo. Como se observa en la Tabla 8, mensualmente los periodos se dividen en 3: uno de bajo coste correspondiendo a 8 horas diarias, uno de coste intermedio correspondiendo a 7 horas diarias y, por último, uno de elevado coste correspondiendo a 9 horas diarias. Así, una reducción de la JER a valores de 15 horas diarias máximas, en caso de posible, puede repercutir significativamente en el coste de la tarifa eléctrica mensual.

La facturación para las tarifas eléctricas 3.0TD Y 6.xTD consta de un término de potencia contratada, uno por energía consumida, uno por excesos de potencia demandada y otro por energía reactiva.

Los peajes de transporte, distribución y cargos del sistema se recogen en la *Tabla 9*. Corresponden a la suma de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, definidos en la Resolución del 18 de marzo de 2021, y la suma de los cargos del sistema definidos en la Orden TED/371/2021 del 19 de abril. Por un lado, se muestra la suma de los términos de los peajes de transporte, distribución y cargos del sistema para el término de potencia (€/kW/año) y para el término de energía (€/kWh).

Cabe destacar que los precios por potencia contratada son idénticos para todos los consumidores, si bien el precio de energía depende de la comercializadora. Al disponer la CC.RR. L'Estepar de una oferta de una empresa comercializadora, se toman los precios en cada uno de los periodos aportados a la comunidad, a fin de llevar a cabo el análisis de la forma más real posible.

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tabla 9: Precios por potencia (€/kW/año) y por energía (€/kWh) para los seis periodos de la tarifa 6.1TD (fuente: Energigreen y Endesa)

PERIODOS	Precio Potencia (€/kW/año)	Precio Potencia (€/kW/día)	Precio Energía (€/kWh)
P1	30,54	0,083671233	0,14084
P2	25,89	0,070931507	0,12307
P3	14,91	0,040849315	0,10657
P4	12,09	0,033123288	0,09014
P5	3,94	0,010794521	0,0728
P6	2,11	0,005780822	0,07665

En comparación a la anterior tarifa 3.1A, se ha reducido el término de los peajes de transporte, distribución y cargos de la potencia contratada anual (coste fijo), si bien este término se ha incrementado en la parte variable (energía consumida), especialmente en el periodo de mayor consumo energético P1.

Por otro lado, otra diferencia notable que aparece con las nuevas tarifas es el incremento de la penalización por exceso de potencia contratada, además de facturar la energía reactiva capacitiva de la instalación, aunque solo se aplicaría en el período 6 (por el momento no se ha puesto en marcha esta penalización).

La facturación por exceso de potencia contratada depende del punto de medida o tipo de contador. Para casos de potencia contratada mayor a 50 kW, siendo el caso que atañe a ambas impulsiones, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes elementos de medida. De esta forma, se registrará la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada periodo tarifario, a lo largo del día. En los casos que no se disponga de aparatos de medida de potencia cuartohoraria, se considerará la misma potencia demanda en toda la hora correspondiente. Es por ello, resulta indispensable realizar un estudio que determine si es rentable mayorar la potencia contratada para no pagar excesos de demanda o contratar menor potencia y pagar los excesos, especialmente en los periodos más caros si se va a hacer uso de la instalación durante pocas horas.

En cuanto a la facturación de energía reactiva inductiva, en la tarifa 6.1TD se aplicará la facturación de esta energía en todos los periodos, exceptuando el 6 de menor coste, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa, en cada uno de los periodos.

El nuevo marco tarifario aporta ciertas ventajas, especialmente al poder realizar el cambio de potencia anualmente, pese a que esta modificación pueda incurrir en cargos. Se recomienda, a fin de reducir el coste total de la factura, gestionar las potencias a contratar (adecuándolas a los equipos que consumen para su funcionamiento) y planificar los consumos energéticos en cada uno de los periodos, en función de las necesidades reales actuales.

De esta forma, el nuevo marco tarifario busca incentivar la instalación de autoconsumo, en el marco de las energías renovables y la autosuficiencia. Al disponer, las nuevas tarifas, de una mayor componente variable (dependiente directamente de la energía consumida), se fomentará el ahorro y la eficiencia energética, siempre y cuándo se realice un análisis exhaustivo y específico para cada situación o instalación. Por lo tanto, una buena planificación anual del

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

consumo energético y las horas de consumo, además de la inclusión de la PAT como tecnología innovadora en el campo de las energías renovables y el autoconsumo, puede repercutir significativamente sobre el coste total de la CC.RR. L'Estepar anualmente, y ello es lo que se procede a analizar a continuación.

3. Metodología de estudio

El presente estudio se aborda para cada una de las impulsiones, y el objetivo recae en realizar una comparativa entre la contratación de la tarifa 3.1A actual y la tarifa 6.1TD entrada en vigor el 1 de junio de 2021 a partir de los datos recogidos en los ejercicios 2020 y 2018.

A continuación, se describe la metodología de estudio seguida en cada una de las impulsiones, siendo el enfoque diferente en cada una de ellas, debido a la disparidad en la disponibilidad de datos, tanto de potencia contratada como de energía consumida.

3.1. Impulsión del Canal Júcar-Turia

La impulsión del canal es uno de los dos puntos críticos de consumo energético de la instalación, al realizar la captación del agua del canal y transportarla a las balsas de Esparza y Estepar. Para este caso, se dispone de los datos de contratación de potencias eléctricas y de consumo energético para los tres periodos de la tarifa 3.1A. Los datos se recogen en las *Tablas 10 y 11*.

Tabla 10: Potencia contratada en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A por la CC.RR. L'Estepar en la impulsión del canal para el ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia)

ESTADO ACTUAL IMPULSIÓN CANAL EJERCICIO 2020 POTENCIA CONTRATADA													
PERIODO	PUNTA				LLANO				VALLE				IMPORTE TOTAL (€)
	MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	
Enero	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Febrero	4,25	0,162323	29	20,01	4,25	0,100100	29	12,34	198,90	0,022954	29	132,40	164,74
Marzo	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Abril	4,25	0,162323	30	20,70	4,25	0,100100	30	12,76	198,90	0,022954	30	136,97	170,43
Mayo	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Junio	4,25	0,162323	30	20,70	4,25	0,100100	30	12,76	198,90	0,022954	30	136,97	170,43
Julio	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Agosto	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Septiembre	4,25	0,162323	30	20,70	4,25	0,100100	30	12,76	198,90	0,022954	30	136,97	170,43
Octubre	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
Noviembre	4,25	0,162323	30	20,70	4,25	0,100100	30	12,76	198,90	0,022954	30	136,97	170,43
Diciembre	4,25	0,162323	31	21,39	4,25	0,100100	31	13,19	198,90	0,022954	31	141,53	176,11
TOTAL				252,49				155,71				1670,99	2079,19

Tabla 11: Energía consumida en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A en la impulsión del canal para el ejercicio 2020 (fuente: elaboración propia)

ESTADO ACTUAL IMPULSIÓN CANAL EJERCICIO 2020 ENERGÍA CONSUMIDA											
PERIODO	PUNTA			LLANO			VALLE			IMPORTE TOTAL (€)	TOTAL ENERGÍA (kWh)
	MESES	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)		
Enero	212,00	0,097678	20,71	446,00	0,090213	40,23	3.100,00	0,067339	208,75	269,69	3.758,00
Febrero	196,00	0,097705	19,15	420,00	0,090240	37,90	4.235,00	0,067366	285,30	342,35	4.851,00
Marzo	213,00	0,097705	20,81	450,00	0,090240	40,61	7.116,00	0,067366	479,38	540,80	7.779,00
Abril	212,00	0,097705	20,71	433,00	0,090240	39,07	8.200,00	0,067366	552,40	612,19	8.845,00
Mayo	195,00	0,097705	19,05	428,00	0,090240	38,62	16.334,00	0,067366	1100,36	1158,03	16.957,00
Junio	222,00	0,097705	21,69	453,00	0,090240	40,88	20.550,00	0,067366	1384,37	1446,94	21.225,00
Julio	240,00	0,097668	23,44	483,00	0,090202	43,57	29.407,00	0,067329	1979,94	2046,95	30.130,00
Agosto	201,00	0,097668	19,63	436,00	0,090202	39,33	31.450,00	0,067329	2117,50	2176,46	32.087,00
Septiembre	220,00	0,097668	21,49	458,00	0,090202	41,31	30.855,00	0,067329	2077,44	2140,24	31.533,00
Octubre	203,00	0,097668	19,83	439,00	0,090202	39,60	22.850,00	0,067329	1538,47	1597,89	23.492,00
Noviembre	201,00	0,097668	19,63	426,00	0,090202	38,43	2.473,00	0,067329	166,50	224,56	3.100,00
Diciembre	200,00	0,097668	19,53	437,00	0,090202	39,42	1.222,00	0,067329	82,28	141,23	1.859,00
TOTAL			245,68			478,97			11972,68	12697,32	185616,00

La impulsión del canal realiza el bombeo en horario nocturno, al disponer de dos balsas de gran tamaño que le permiten adecuar los horarios a un máximo de 8 horas diarias. Ello se realiza con

la finalidad de ajustar todo el consumo dentro del periodo de menor coste (Valle). No obstante, como se puede apreciar en la *Tabla 10*, la comunidad tiene contratada una tarifa reducida de potencia en los periodos punta y llano de 4,25 kW, al disponer de otros elementos en la impulsión que funcionan diariamente. Entre estos se destacan: el transformador, el equipo de aire y el equipo de PLC.

Por otro lado, del estudio realizado se concluye que la potencia contratada en el periodo valle está sobredimensionada, por lo que a este nivel la instalación está incrementando el coste de la factura eléctrica en lo que respecta al término de potencia. Así, adecuar la potencia contratada puede marcar la diferencia en el coste total, más aún con la inclusión de la nueva tarifa 6.1TD.

Tabla 12: Adecuación de la potencia a contratar en la impulsión del canal atendiendo a los diferentes elementos de consumo energético (fuente: elaboración propia)

EQUIPO	POTENCIA (kW)	TOTAL (kW)
Bomba Canal	132	169,25
Bombas Cabezal	33	
Equipos impulsión	4,25	

El estudio planteado determina primeramente la adaptación del coste de la potencia y la energía anual, a partir de los datos de consumo recopilados, a la nueva tarifa 6.1TD. Conociendo la distribución anual de los diferentes periodos y el precio de la potencia (€/kW/día) y la energía (€/kWh) dentro de los mismos, se cuantifica dicho coste total anual.

Por otro lado, se recalcula el coste total a partir de una propuesta de modificación de la potencia a contratar en el periodo P6, y el respectivo consumo energético en el periodo citado, lo que permite obtener conclusiones acerca de una posible mejora de la facturación de la energía en sus dos términos (potencia eléctrica y consumo de energía).

Concluyendo, la metodología busca cuantificar el coste total ante el cambio tarifario, y el ahorro existente al contratar una tarifa de potencia que se adecue a las condiciones de trabajo de los grupos de impulsión y los respectivos elementos que consumen energía.

3.2. Impulsión del Pozo del Corral

La impulsión del pozo es el segundo punto crítico de consumo energético de la instalación, al realizar la captación del agua del pozo del Corral y transportarla a la balsa Perdices. Este caso concreto es más representativo, puesto que abastece a una mayor superficie y la balsa de regulación tiene un tamaño considerablemente menor. Para este caso, se dispone únicamente de los datos de consumo energético para los tres periodos de la tarifa 3.1A.

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tabla 13: Energía consumida en cada uno de los periodos de la tarifa 3.1A en la impulsión del pozo para el ejercicio 2018 (fuente: elaboración propia)

ESTADO ACTUAL IMPULSIÓN POZO EJERCICIO 2018 ENERGÍA CONSUMIDA											
PERIODO	PUNTA			LLANO			VALLE			IMPORTE TOTAL (€)	TOTAL ENERGÍA (kWh)
	MESES	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)		
Enero	194,00	0,097678	18,95	2.424,00	0,090213	218,68	20.886,00	0,067339	1406,44	1644,07	23.504,00
Febrero	14,00	0,097705	1,37	104,00	0,090240	9,38	6.970,00	0,067366	469,54	480,29	7.088,00
Marzo	142,00	0,097705	13,87	1.036,00	0,090240	93,49	13.745,00	0,067366	925,95	1033,31	14.923,00
Abril	149,00	0,097705	14,56	2.625,00	0,090240	236,88	16.671,00	0,067366	1123,06	1374,50	19.445,00
Mayo	150,00	0,097705	14,66	3.200,00	0,090240	288,77	16.543,00	0,067366	1114,44	1417,86	19.893,00
Junio	169,00	0,097705	16,51	6.750,00	0,090240	609,12	14.466,00	0,067366	974,52	1600,15	21.385,00
Julio	49,00	0,097668	4,79	4.440,00	0,090202	400,50	16.903,00	0,067329	1138,06	1543,34	21.392,00
Agosto	134,00	0,097668	13,09	14.518,00	0,090202	1309,55	13.525,00	0,067329	910,62	2233,26	28.177,00
Septiembre	74,00	0,097668	7,23	9.805,00	0,090202	884,43	10.212,00	0,067329	687,56	1579,22	20.091,00
Octubre	429,00	0,097668	41,90	13.108,00	0,090202	1182,37	8.379,00	0,067329	564,15	1788,42	21.916,00
Noviembre	886,00	0,097668	86,53	17.711,00	0,090202	1597,57	10.094,00	0,067329	679,62	2363,72	28.691,00
Diciembre	162,00	0,097668	15,82	1.018,00	0,090202	91,83	7.922,00	0,067329	533,38	641,03	9.102,00
TOTAL			249,27			6922,56			10527,34	17699,17	235.607,00

A diferencia del caso anterior, para el estudio de la impulsión del pozo y la contratación de las tarifas eléctricas, en este caso no se dispone de las tarifas de potencia contratadas en cada uno de los periodos. Ello dificulta el estudio comparativo, puesto que no se tienen los datos de partida completos.

No obstante, al tener esta impulsión un mayor consumo de energía y unos equipos de mayor potencia eléctrica, se requiere abordar un análisis que permita sacar conclusiones acerca de la contratación de la nueva tarifa 6.1TD.

La organización actual de las horas de bombeo del pozo (se recuerda, en los meses de mayores requerimientos, julio y agosto, la bomba trabaja unas 18 horas diarias), impide el ajuste de dichas horas dentro del período P6, en el que el coste del término de potencia y de energía resultan más bajos. Con respecto al término de potencia, y dado que esta circunstancia solo tiene lugar dos meses al año, se plantea el estudio comparativo de dos alternativas:

1. Contratar una misma potencia en todos periodos, incluido el P1 (el de mayor coste fijo), para evitar los excesos de potencia demandada en los meses mencionados;
2. Contratar una potencia mínima para los períodos en los que no haya demanda el resto de meses del año (que incluiría P1 y P2) y abonar los excesos de potencia en los que se incurrirá en los dos meses citados.

Con este fin, se cuantifica la potencia teórica a contratar, atendiendo a las características de la bomba sumergida vertical, las electrobombas del cabezal y los diversos elementos que consuman energía diariamente en todos los periodos. Basándose en los datos del partida de la impulsión del pozo, se obtienen los resultados expuestos en la *Tabla 14*.

Tabla 14: Determinación de la potencia a contratar en la impulsión del pozo atendiendo a los diferentes elementos de consumo energético (fuente: elaboración propia)

EQUIPO	POTENCIA (kW)	TOTAL (kW) P6	TOTAL, sin bombas P1-P5 (kW)
Bomba Pozo	146	180,25	150,25
Bombas Cabezal	30		
Otros Elementos	4,25		

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

La tarifa 6.1TD discretiza en seis periodos, cada mes presenta tres periodos, unos de los cuales siempre es P6 (el de menor coste, tanto en término de potencia como de energía), y los otros dos van alternando de P1 a P5. Es por ello, en la organización del riego, lo óptimo sería regar en horario nocturno (período P6 todo el año; *Tabla 7*) los hidrantes de mayor cota que requieren de una impulsión previa; de esta forma tanto la mayor demanda de potencia como el mayor consumo de energía tendrían lugar en el período de menor coste. Por lo tanto en el período P6 es recomendable contratar la potencia correspondiente a todos los equipos que integran la impulsión del pozo (P=180,25 kW ; *Tabla 14*)

En el resto de periodos, P1 a P5, el valor de la potencia contratada puede ajustarse a la potencia demandada por la bomba y el resto de elementos de la instalación. Además, observando los datos facilitados por la CC.RR, el riego en horario correspondiente a los períodos de mayor coste de potencia (P1 y P2) solo tiene lugar en el mes de julio (*Tabla 15*). Por tanto, se plantea la hipótesis de si sería rentable contratar para todos los períodos excepto P6 el valor de la potencia correspondiente a los elementos de la impulsión, excluyendo las bombas del cabezal, esto es 150,25 kW (*Tabla 14*), sabiendo que durante el mes de julio se va a incurrir en un exceso de potencia demandada frente a la contratada durante unas horas, con su correspondiente sobrecoste.

Para la determinación de la penalización por el exceso de potencia consumida, se acude a la publicación realizada por Energigreen, una consultora especializada en eficiencia y ahorro energético. (Tarifa 6.1TD, Energigreen)

Los excesos de potencia, en instalaciones con potencia contratada superior a 50 kW, se miden en periodos cuartohorarios, y su facturación se calcula de igual forma que en las antiguas tarifas de acceso 6.X (según Real Decreto 1164/2001 de 26 de octubre), penalizando el exceso de potencia cada cuarto de hora y facturándolo mensualmente. En caso de que el equipo de medida no disponga de un registro específico para el periodo citado, se considerará el mismo valor de potencia excedida para toda la hora.

El término de exceso de potencia tiene la finalidad de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las demandadas. Si bien, en ciertos casos, esta estrategia puede resultar más económica, por lo que que se va a analizar su conveniencia en este caso particular.

En la *Tabla 15* se observa las horas mensuales de riego, atendiendo al estudio abordado en el ANEXO IV: ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE CAPTACIÓN, diferenciadas en función del mes en los distintos periodos.

Tabla 15: Horas de bombeo mensuales de la bomba del Pozo, atendiendo a las condiciones del ejercicio 2018, discretizando las horas en los periodos de la tarifa 6.1TD en función del mes (fuente: elaboración propia)

MESES	Horas diarias	Días trabajo/mes	Horas mensuales	Horas Bombeo Mensuales en cada Periodo Tarifa 6.1TD						SUMA
				P1	P2	P3	P4	P5	P6	
Enero	4	14,88	59,52	0	0	0	0	0	59,52	59,52
Febrero	4	7,68	30,72	0	0	0	0	0	30,72	30,72
Marzo	6	14,93	89,58	0	0	0	0	0	89,58	89,58
Abril	6	25,11	150,66	0	0	0	0	0	150,66	150,66
Mayo	10	22	220	0	0	0	0	44	176	220
Junio	10	17,46	174,6	0	0	0	34,92	0	139,68	174,6
Julio	18	23,22	417,96	69,66	162,54	0	0	0	185,76	417,96
Agosto	18	25,67	462,06	0	0	77,01	179,69	0	205,36	462,06
Septiembre	10	20,71	207,1	0	0	0	41,42	0	165,68	207,1
Octubre	6	22,85	137,1	0	0	0	0	0	137,1	137,1
Noviembre	4	5,3	21,2	0	0	0	0	0	21,2	21,2
Diciembre	4	6,87	27,48	0	0	0	0	0	27,48	27,48

Como se puede observar, solo se bombea en los periodos P1, P2 y P3 durante los meses de julio y agosto, por lo que contratar la potencia máxima para esos períodos, siendo que supone un coste mensual fijo durante todo el año, puede encarecer de manera significativa la factura eléctrica. Por lo tanto, se propone estudiar la conveniencia de contratar la potencia más baja (la correspondiente al funcionamiento de los elementos restantes de la impulsión; 4,25 kW) en estos periodos, significativamente más caros, y abonar el exceso de potencia correspondiente. A continuación, se comenta la fórmula empleada en la determinación de los excesos de potencia, especificando cada uno de los términos.

$$F_{EP} = \sum_{p=1}^{P=i} K_p \times t_{ep} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (Pd_j - Pc_p)^2}$$

F _{EP}	Facturación por exceso de potencia (€)
K _p	Relación de precios por periodo horario p, coeficiente adimensional: P1=1; P2=1; P3=0,542746
t _{EP}	Término de exceso de potencia (€/kW), valor constante en todas las tarifas y periodos, t _{EP} =1,4064
P _{dj}	Potencia demandada en cada cuarto hora j del periodo p en que se sobrepase la potencia (kW)
P _{cp}	Potencia contratada en el periodo p (kW)

Por último, la Tabla 16 recoge los escenarios planteados en el estudio de la impulsión del pozo del Corral. Para cada uno de los escenarios, se especifica la potencia contratada en cada uno de los periodos de la tarifa 6.1TD.

Tabla 16: Presentación de los escenarios de estudio con las respectivas potencias contratadas en cada uno de los periodos de la tarifa 6.1TD, en kW (fuente: elaboración propia)

ESCENARIOS	Potencias Contratadas (kW) en cada periodo					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
1	150,25	150,25	150,25	150,25	150,25	180,25
2	4,25	150,25	150,25	150,25	150,25	180,25
3	4,25	4,25	150,25	150,25	150,25	180,25
4	4,25	4,25	4,25	150,25	150,25	180,25

En el siguiente apartado se exponen los resultados de ambos estudios, impulsión del canal Júcar-Turía (i) e impulsión del Pozo del Corral (ii). Posteriormente, se aportarán las conclusiones pertinentes acerca de las estrategias recomendadas para (i) la organización horaria de los consumos de energía con el objetivo de ajustarlos a los períodos más económicos dentro de la nueva tarifa 6.1TD a la que debe acogerse la CC.RR; y para (ii) la contratación de la potencia eléctrica adecuada a cada uno de dichos periodos, que resulte en un menos coste.

4. Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos tanto para la impulsión del Canal Júcar-Turia como para la impulsión del Pozo del Corral.

4.1. Impulsión del Canal Júcar-Turia

Tabla 17: Cuantificación del coste total de potencia contratada con los datos recogidos en el ejercicio 2020 aplicando los precios de la nueva tarifa 6.1TD (fuente: elaboración propia)

COMPARATIVA DATOS REALES CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																									
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL (€)
MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	
Enero	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Febrero	4,25	0,083671233	29	10,31	4,25	0,070931507	29	8,74	4,25	0,040849315	29	5,03	4,25	0,033123288	29	4,08	4,25	0,010794521	29	1,33	198,90	0,0057808	29	33,34	62,85
Marzo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Abril	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,033123288	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	198,90	0,0057808	30	34,49	65,01
Mayo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Junio	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,033123288	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	198,90	0,0057808	30	34,49	65,01
Julio	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Agosto	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Septiembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,033123288	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	198,90	0,0057808	30	34,49	65,01
Octubre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
Noviembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,033123288	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	198,90	0,0057808	30	34,49	65,01
Diciembre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,033123288	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	198,90	0,0057808	31	35,64	67,18
TOTAL				130,15				110,33				63,54				51,52				16,79				420,83	793,17

Tabla 18: Cuantificación del coste energético total con los datos recogidos en el ejercicio 2020 aplicando los precios de la energía en cada periodo ofrecidos por la empresa comercializadora (fuente: elaboración propia)

COMPARATIVA DATOS REALES CON PRECIOS TARIFA 6.1TD ENERGÍA CONSUMIDA																			
PERIODO	P1			P2			P3			P4			P5			P6			TOTAL (€)
MESES	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	
Enero	212,00	0,14084	29,86	446,00	0,123071	54,89	446,00		0,00	446,00		0,00	446,00		0,00	3.100,00	0,076645	237,60	322,35
Febrero	196,00	0,14084	27,60	420,00	0,123071	51,69	420,00		0,00	420,00		0,00	420,00		0,00	4.235,00	0,076645	324,59	403,89
Marzo	213,00		0,00	450,00	0,123071	55,38	450,00	0,106567	47,96	450,00		0,00	450,00		0,00	7.116,00	0,076645	545,41	648,74
Abril	212,00		0,00	433,00		0,00	433,00		0,00	433,00	0,090139	39,03	433,00	0,072801	31,52	8.200,00	0,076645	628,49	699,04
Mayo	195,00		0,00	428,00		0,00	428,00		0,00	428,00	0,090139	38,58	428,00	0,072801	31,16	16.334,00	0,076645	1251,92	1321,66
Junio	222,00		0,00	453,00		0,00	453,00	0,106567	48,27	453,00	0,090139	40,83	453,00		0,00	20.550,00	0,076645	1575,05	1664,16
Julio	240,00	0,14084	33,80	483,00	0,123071	59,44	483,00		0,00	483,00		0,00	483,00		0,00	29.407,00	0,076645	2253,90	2347,14
Agosto	201,00		0,00	436,00		0,00	436,00	0,106567	46,46	436,00	0,090139	39,30	436,00		0,00	31.450,00	0,076645	2410,49	2496,25
Septiembre	220,00		0,00	458,00		0,00	458,00	0,106567	48,81	458,00	0,090139	41,28	458,00		0,00	30.855,00	0,076645	2364,88	2454,97
Octubre	203,00		0,00	439,00		0,00	439,00		0,00	439,00	0,090139	39,57	439,00	0,072801	31,96	22.850,00	0,076645	1751,34	1822,87
Noviembre	201,00		0,00	426,00	0,123071	52,43	426,00	0,106567	45,40	426,00		0,00	426,00		0,00	2.473,00	0,076645	189,54	287,37
Diciembre	200,00	0,14084	28,17	437,00	0,123071	53,78	437,00		0,00	437,00		0,00	437,00		0,00	1.222,00	0,076645	93,66	175,61
TOTAL			119,43			327,62			236,90			238,60			94,64			13626,87	14644,05

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tabla 19: Cuantificación del coste total de potencia contratada con la adecuación de la potencia a contratar y aplicando los precios de la nueva tarifa 6.1TD (fuente: elaboración propia)

COMPARATIVA DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																									
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL (€)
	MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	
Enero	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Febrero	4,25	0,083671233	29	10,31	4,25	0,070931507	29	8,74	4,25	0,040849315	29	5,03	4,25	0,03312329	29	4,08	4,25	0,010794521	29	1,33	169,25	0,005780822	29	28,37	57,88
Marzo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Abril	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,03312329	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	169,25	0,005780822	30	29,35	59,87
Mayo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Junio	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,03312329	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	169,25	0,005780822	30	29,35	59,87
Julio	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Agosto	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Septiembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,03312329	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	169,25	0,005780822	30	29,35	59,87
Octubre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
Noviembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,070931507	30	9,04	4,25	0,040849315	30	5,21	4,25	0,03312329	30	4,22	4,25	0,010794521	30	1,38	169,25	0,005780822	30	29,35	59,87
Diciembre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,070931507	31	9,35	4,25	0,040849315	31	5,38	4,25	0,03312329	31	4,36	4,25	0,010794521	31	1,42	169,25	0,005780822	31	30,33	61,87
TOTAL				130,15				110,33				63,54				51,52				16,79				358,10	730,44

Tabla 20: Cuantificación del coste energético total modificando la potencia contratada en el periodo P6 y el consumo energético mensual, atendiendo a las horas de bombeo diarias, tomando los precios de la energía en cada periodo ofrecidos por la empresa comercializadora (fuente: elaboración propia)

COMPARATIVA DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD ENERGÍA CONSUMIDA																				
PERIODO	P1			P2			P3			P4			P5			P6			TOTAL (€)	
	MESES	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)	Importe €	kWh	Precio (€/kWh)		Importe €
Enero	212,00	0,14084	29,86	446,00	0,123071	54,89	446,00		0,00	446,00		0,00	446,00		0,00	2.708,00	0,076645	207,55	292,30	
Febrero	196,00	0,14084	27,60	420,00	0,123071	51,69	420,00		0,00	420,00		0,00	420,00		0,00	4.062,00	0,076645	311,33	390,63	
Marzo	213,00		0,00	450,00	0,123071	55,38	450,00	0,106567	47,96	450,00		0,00	450,00		0,00	7.443,62	0,076645	570,52	673,85	
Abril	212,00		0,00	433,00		0,00	433,00		0,00	433,00	0,090139	39,03	433,00	0,072801	31,52	8.802,69	0,076645	674,68	745,24	
Mayo	195,00		0,00	428,00		0,00	428,00		0,00	428,00	0,090139	38,58	428,00	0,072801	31,16	13.201,50	0,076645	1011,83	1081,57	
Junio	222,00		0,00	453,00		0,00	453,00	0,106567	48,27	453,00	0,090139	40,83	453,00		0,00	20.310,00	0,076645	1556,66	1645,77	
Julio	240,00	0,14084	33,80	483,00	0,123071	59,44	483,00		0,00	483,00		0,00	483,00		0,00	29.788,00	0,076645	2283,10	2376,35	
Agosto	201,00		0,00	436,00		0,00	436,00	0,106567	46,46	436,00	0,090139	39,30	436,00		0,00	32.496,00	0,076645	2490,66	2576,42	
Septiembre	220,00		0,00	458,00		0,00	458,00	0,106567	48,81	458,00	0,090139	41,28	458,00		0,00	30.465,00	0,076645	2334,99	2425,08	
Octubre	203,00		0,00	439,00		0,00	439,00		0,00	439,00	0,090139	39,57	439,00	0,072801	31,96	19.294,50	0,076645	1478,83	1550,36	
Noviembre	201,00		0,00	426,00	0,123071	52,43	426,00	0,106567	45,40	426,00		0,00	426,00		0,00	2.708,00	0,076645	207,55	305,38	
Diciembre	200,00	0,14084	28,17	437,00	0,123071	53,78	437,00		0,00	437,00		0,00	437,00		0,00	677,00	0,076645	51,89	133,84	
TOTAL			119,43			327,62			236,90			238,60			94,64				13179,59	14196,78

4.2. Impulsión del Pozo del Corral

ESCUENARIO 1

Tabla 21: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 1, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia)

DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																									
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL
	MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	
Enero	150,25	0,083671233	31,00	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Febrero	150,25	0,083671233	29	364,58	150,25	0,07093151	29	309,07	150,25	0,04084932	29	177,99	150,25	0,03312329	29	144,33	150,25	0,01079452	29	47,03	180,25	0,00578082	29	30,22	1073,21
Marzo	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Abril	150,25	0,083671233	30	377,15	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	1110,22
Mayo	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Junio	150,25	0,083671233	30	377,15	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	1110,22
Julio	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Agosto	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Septiembre	150,25	0,083671233	30	377,15	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	1110,22
Octubre	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
Noviembre	150,25	0,083671233	30	377,15	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	1110,22
Diciembre	150,25	0,083671233	31	389,72	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	1147,23
TOTAL				4601,21				3900,63				2246,37				1821,50				593,61				381,37	13544,68

ESCUENARIO 2

Tabla 22: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 2, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia)

DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																									
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL
	MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	
Enero	4,25	0,083671233	31,00	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Febrero	4,25	0,083671233	29	10,31	150,25	0,07093151	29	309,07	150,25	0,04084932	29	177,99	150,25	0,03312329	29	144,33	150,25	0,01079452	29	47,03	180,25	0,00578082	29	30,22	718,95
Marzo	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Abril	4,25	0,083671233	30	10,67	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	743,74
Mayo	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Junio	4,25	0,083671233	30	10,67	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	743,74
Julio	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Agosto	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Septiembre	4,25	0,083671233	30	10,67	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	743,74
Octubre	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
Noviembre	4,25	0,083671233	30	10,67	150,25	0,07093151	30	319,72	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	743,74
Diciembre	4,25	0,083671233	31	11,02	150,25	0,07093151	31	330,38	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	768,53
TOTAL				130,15				3900,63				2246,37				1821,50				593,61				381,37	9073,62

ANEXO VI: ESTUDIO DE LA CONTRATACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

ESCENARIO 3

Tabla 23: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 3, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia)

DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																										
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL	
MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €		
Enero	4,25	0,083671233	31,00	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Febrero	4,25	0,083671233	29	10,31	4,25	0,07093151	29	8,74	150,25	0,04084932	29	177,99	150,25	0,03312329	29	144,33	150,25	0,01079452	29	47,03	180,25	0,00578082	29	30,22	418,62	
Marzo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Abril	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	433,06	
Mayo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Junio	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	433,06	
Julio	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Agosto	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Septiembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	433,06	
Octubre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
Noviembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	150,25	0,04084932	30	184,13	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	433,06	
Diciembre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	150,25	0,04084932	31	190,27	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	447,49	
TOTAL				130,15				110,33				2246,37				1821,50				593,61				381,37	5283,33	

ESCENARIO 4

Tabla 24: Coste total anual de potencia contratada para el escenario 4, tomando los datos teóricos de contratación de potencia atendiendo a las características de los elementos que la componen (fuente: elaboración propia)

DATOS TEÓRICOS CON PRECIOS TARIFA 6.1TD POTENCIA CONTRATADA																										
PERIODO	P1				P2				P3				P4				P5				P6				TOTAL	
MESES	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €	kW	Precio (€/kW/día)	Días	Importe €		
Enero	4,25	0,083671233	31,00	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Febrero	4,25	0,083671233	29	10,31	4,25	0,07093151	29	8,74	4,25	0,04084932	29	5,03	150,25	0,03312329	29	144,33	150,25	0,01079452	29	47,03	180,25	0,00578082	29	30,22	245,67	
Marzo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Abril	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	4,25	0,04084932	30	5,21	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	254,14	
Mayo	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Junio	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	4,25	0,04084932	30	5,21	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	254,14	
Julio	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Agosto	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Septiembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	4,25	0,04084932	30	5,21	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	254,14	
Octubre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
Noviembre	4,25	0,083671233	30	10,67	4,25	0,07093151	30	9,04	4,25	0,04084932	30	5,21	150,25	0,03312329	30	149,30	150,25	0,01079452	30	48,66	180,25	0,00578082	30	31,26	254,14	
Diciembre	4,25	0,083671233	31	11,02	4,25	0,07093151	31	9,35	4,25	0,04084932	31	5,38	150,25	0,03312329	31	154,28	150,25	0,01079452	31	50,28	180,25	0,00578082	31	32,30	262,61	
TOTAL				130,15				110,33				63,54				1821,50				593,61				381,37	3100,50	

ESCENARIO 1

En este caso, no se factura ningún exceso de potencia, puesto que se contrata en todos los periodos la potencia máxima, sin contar las bombas del cabezal que funcionan únicamente en el periodo P6.

$$F_{EP}=0$$

ESCENARIO 2

En este caso, se contrata en P1 la tarifa mínima de potencia, por lo que la facturación del exceso de potencia se determina tomando en consideración las horas de bombeo en el periodo P1, aplicando la fórmula explicada en el epígrafe anterior.

$$F_{EP2}= 1*1,4064* \sqrt{(150,25 - 4,25)^2 * (69,66 * 4)} = 3427,54 \text{ €}$$

ESCENARIO 3

En este caso, se contrata en P1 y P2 la tarifa mínima de potencia, determinando la facturación del exceso de potencia durante el periodo P2 de la misma forma que en el periodo 1, y sumando el valor 2.

$$F_{EP3}= (1*1,4064* \sqrt{(150,25 - 4,25)^2 * (162,54 * 4)}) + F_{EP2}= 5235,66 + 3427,54= 8663,21\text{€}$$

ESCENARIO 4

Por último, en el escenario 4 se contrata la potencia mínima en P1, P2 y P3 y se calcula el coste del exceso de potencia en los tres periodos.

$$F_{EP3}= (1*1,4064* \sqrt{(150,25 - 4,25)^2 * (77,01 * 4)}) + F_{EP2}+ F_{EP3}= 3603,83 + 5235,66 + 3427,54= 12267,05\text{€}$$

4.3. Resumen Resultados

a) Impulsión Canal

La *Tabla 25* recoge los valores referentes al coste de potencia contratada y energía consumida en los escenarios planteados. Atendiendo a los datos actuales, el cambio tarifario (de la tarifa 3.1A a la 6.1TD) incrementa notablemente el coste variable (energético), pero disminuye el coste de potencia. En este contexto, se confirma la integración de esta tarifa en el marco de la autosuficiencia, al incentivar las instalaciones de autoconsumo para reducir el coste energético de la instalación.

Por otro lado, la adecuación de la potencia a contratar en la impulsión del canal a valores óptimos muestra un efecto notable sobre los costes de energía consumida y potencia contratada.

Tabla 25: Resultados obtenidos en el estudio de la contratación de la nueva tarifa 6.1TD y el efecto de adecuar la potencia contratada sobre el coste total (fuente: elaboración propia)

Precios tarifa 3.1A (€) ACTUAL			Precios tarifa 6.1TD (€) ACTUAL			Precios tarifa 6.1TD (€) PROPUESTA		
Potencia	2079,19	14776,51	Potencia	793,17	15437,22	Potencia	730,44	14927,21
Energía	12697,32		Energía	14644,05		Energía	14196,78	

b) Impulsión Pozo

La *Tabla 26* recoge los valores del coste de la potencia contratada junto con el coste del exceso de potencia asociado a cada escenario, así como de la suma de ambos costes, que constituye el valor final del término de facturación de potencia anual.

Como se puede observar, facturar el exceso de potencia puede resultar rentable cuando se riega en el periodo de elevado coste (P1) ciertas horas al mes. Sin embargo, excederse en la potencia demandada en otros periodos, encarece significativamente el coste final de la factura de energía eléctrica.

En el presente estudio, partiendo de datos teóricos, se puede concluir que lo óptimo sería la organización de la contratación de las potencias eléctricas del escenario 2. Es decir, contratar la potencia mínima para el periodo P1, de mayor coste, y facturar en el mes de julio el exceso de potencia demandada en las horas de funcionamiento de la bomba.

Tabla 26: Resultados obtenidos en el estudio de la contratación de la nueva tarifa 6.1TD y el coste total de cada escenario atendiendo a la facturación por exceso de potencia (fuente: elaboración propia)

ESCENARIOS	Coste Potencia (€)	F Exceso Potencia (€)	TOTAL
Escenario 1	13544,68	0	13544,6773
Escenario 2	9073,60	3427,5472	12501,1472
Escenario 3	5283,00	8663,21203	13946,212
Escenario 4	3100,50	12267,0501	15367,5501