



**PROPUESTA DEL PLAN HIDROLOGICO  
DEL GUADALQUIVIR**

**ANEXO VII  
EVALUACION DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS**

## INDICE

### **CAPITULO I. ANTECEDENTES. ANALISIS DEL ENTORNO LEGAL DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROENERGETICOS**

#### 1.1. INTRODUCCION

#### 1.2. LEY DE AGUAS Y SUS REGLAMENTOS

1.2.1. Reglamento de la Administración Pública del Agua  
y de la Planificación Hidrológica

1.2.2. Reglamento del Dominio Público Hidráulico

#### 1.3. PLAN ENERGETICO NACIONAL

1.3.1. El escenario internacional

1.3.2. Demanda de energía

1.3.3. Oferta de energía eléctrica

1.3.4. Energía y Medio Ambiente

1.3.5. Investigación y desarrollo

1.3.6. Plan de Ahorro y Eficiencia energética 1991-2000

### **CAPITULO II. METODOLOGIA DEL ESTUDIO**

#### 2.1. SUPUESTOS BASICOS.OBJETIVOS DEL ESTUDIO

2.1.1. Consideraciones generales

2.1.2. Objetivos del estudio

#### 2.2. METODOLOGIA

#### 2.3. IDENTIFICACION DE LOS APROVECHAMIENTOS

2.3.1. Procedencia de la información

2.3.2. Actuaciones complementarias

### **CAPITULO III. ESTADO ACTUAL DEL APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO EN LA CUENCA DEL GUADALQUIVIR**

#### 3.1. POTENCIAL HIDROELECTRICO BRUTO Y POTENCIAL TECNICAMENTE DESARROLLABLE

#### 3.2. DISTRIBUCION DEL POTENCIAL ACTUALMENTE APROVECHADO

**CAPITULO IV. ANALISIS DEL POTENCIAL A DESARROLLAR EN EL FUTURO**

- 4.1. INTRODUCCION
- 4.2. DISTRIBUCION DEL POTENCIAL FUTURO
- 4.3. RELACION DE TRAMOS RESERVADOS PARA APROVECHAMIENTOS EN GRANDES CENTRALES
- 4.4. APROVECHAMIENTO DE LOS EMBALSES DE LA CUENCA
- 4.5. CENTRALES EN LA INFRAESTRUCTURA DE LOS CANALES DE LA CUENCA

**CAPITULO V. CRITERIOS A INCLUIR EN EL PLAN HIDROLOGICO DE CUENCA**

- 5.1. CRITERIOS DE EVALUACION
- 5.2. CONDICIONANTES DE EJECUCION

## APENDICES

APENDICE 1. RELACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

## LAMINAS

LAMINA VII.1. DISTRIBUCION ESPACIAL DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES

LAMINA VII.2. DISTRIBUCION ESPACIAL DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS. TRAMOS RESERVADOS

## CAPITULO I. ANTECEDENTES. ANALISIS DEL ENTORNO LEGAL DE LOS APROVECHAMIENTOS HIDROENERGETICOS

### 1.1. INTRODUCCION

El presente documento contempla el estudio general del potencial hidroeléctrico en la cuenca del Guadalquivir desde la perspectiva de la Planificación Hidrológica, con el objetivo de formular las propuestas concretas que deberán ser incorporadas al Plan Hidrológico de cuenca.

Se trata, por tanto, de un enfoque global que se nutre de estudios monográficos de detalle realizados tanto por la propia Confederación Hidrográfica, como por Organismos e Instituciones públicas o privadas que están presentes en el Sector. Se obvia, por tanto, el desarrollo de trabajos de detalle, prestando especial atención a los aspectos integradores y sintetizadores que establecen el necesario puente entre los estudios monográficos y los de planificación.

El desarrollo de los recursos hidroeléctricos de una cuenca hidrográfica, no es materia que pueda ser abordada con independencia de las actuaciones en otros sectores económicos. De hecho, el artículo 38.4 de la vigente Ley de Aguas, se refiere a que los Planes Hidrológicos de cuenca "*se elaborarán en coordinación con las diferentes planificaciones que les afecten*". Como los aprovechamientos hidroenergéticos figuran entre los contenidos del PLAN (art. 40k) es obvio que la propia Ley recomienda tener en cuenta estas planificaciones sectoriales que, para este caso y de manera muy especial, se refiere al Plan Energético Nacional (PEN).

En definitiva, parece oportuno que antes de entrar en la consideración detallada del tema objeto del documento, se analice el entorno legal y otros condicionantes en el que está inmerso, con especiales referencias a la Ley de Aguas y al PEN.

## 1.2. LEY DE AGUAS Y SUS REGLAMENTOS

La LEY 29/1985, de 2 de Agosto, de Aguas, contiene la legislación de referencia más relevante relacionada con el aprovechamiento de los recursos hidráulicos en general, y los aprovechamientos hidroeléctricos en particular.

Esta Ley es desarrollada por dos Reglamentos:

- **Reglamento del Dominio Público Hidráulico** que desarrolla los Títulos Preliminar, I, IV, V, VI y VII de la Ley, aprobado por el R.D. 849/1986 de 11 de abril.
- **Reglamento de la Administración Pública del Agua y de la Planificación Hidrológica** que desarrolla los títulos II y III de La Ley de Aguas, aprobado por el R.D. 927/1988 de 29 de julio.

Puesto que los Reglamentos desarrollan la Ley, en lo sucesivo únicamente se hace referencia a éstos.

### 1.2.1. Reglamento de la Administración Pública del Agua y de la Planificación Hidrológica

Comenzando por el Reglamento de la Administración Pública del Agua y de la Planificación Hidrológica, que es el que incide más directamente en el tema objeto de estudio, el **Artículo 1** enuncia los principios a los que debe someterse la función del Estado en materia de aguas. Se debe destacar entre los principios incluidos en el punto 1, *la unidad de gestión, la economía del agua, la coordinación, la eficacia y participación de los usuarios*. En el punto 3 se destaca *la compatibilidad de la gestión pública del agua con la ordenación del territorio, la conservación y protección del medio ambiente y la restauración de la naturaleza*.

Como se verá más adelante al comentar el PEN, el artículo 1 está haciendo una llamada a las Administraciones Públicas para el fomento de los aprovechamien-

tos hidroeléctricos por cuanto que, como energías renovables y de un impacto medioambiental muy inferior a los de otras energías alternativas (carbón y nuclear, especialmente), son altamente ventajosas para los intereses de la economía del país. Por consiguiente, podrá ser considerada como gestión eficaz la que propugne el uso de esta energía, coordinando actuaciones públicas y privadas.

El **Artículo 6** le confiere al Estado, en el marco de las competencias atribuidas por la Constitución, funciones en :a) Planificación hidrológica y la realización de los planes estatales de infraestructura hidráulica, b) la adopción de medidas precisas para el cumplimiento de los acuerdos y convenios internacionales en materia de aguas, c) el otorgamiento de concesiones referentes al dominio público hidráulico en las cuencas hidrográficas "intercomunitarias", d) el otorgamiento de autorizaciones en el mismo ámbito de c).

El **Artículo 25**, asigna a los Organismos de cuenca las siguientes funciones:

- a) La elaboración del Plan Hidrológico de cuenca, así como su seguimiento y revisión.
- b) La administración y control del dominio público hidráulico.
- c) La administración y control de los aprovechamientos de interés general o que afecten a más de una Comunidad Autónoma.
- d) El proyecto, la construcción y explotación de las obras realizadas con cargo a los fondos propios del Organismo, y las que les sean encomendadas por el Estado.

Eventualmente, el punto d) puede ser aplicado a los casos en que el Estado decida emprender la construcción y explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos en sus propias instalaciones, como presas, canales, etc...

El **Artículo 26** confiere a los Organismos de cuenca una serie de atribuciones y cometidos para el desempeño de su función, siendo de destacar:

- a) El otorgamiento de autorizaciones y concesiones referentes al dominio público hidráulico, salvo las relativas a las obras y actuaciones de interés general del Estado, que corresponderán al M.O.P.T.M.A.
- b) La inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones de concesiones y autorizaciones relativas al dominio público hidráulico, cuyo otorgamiento es asignado al Estado por el Artículo 6.
- d) El estudio, proyecto, ejecución, conservación, explotación y mejora de las obras incluidas en sus propios planes, así como de aquellas otras que pudieran encomendárseles.
- f) La prestación de toda clase de servicios técnicos relacionados con el cumplimiento de sus fines específicos y, cuando les fuera solicitado, el asesoramiento a la Administración del Estado, Comunidades Autónomas, Corporaciones Locales y demás Entidades públicas o privadas, así como a los particulares.

En el **Artículo 70** se establece, entre otros objetivos de la Planificación Hidrológica, el equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial incrementando las disponibilidades del recurso, *economizando su empleo y racionalizando sus usos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales*. La parte en cursiva puede aludir, entre otros, al aprovechamiento hidroenergético frente a otras alternativas de recursos, tales como nuclear, petróleo, carbón o gas natural. A destacar el menor impacto ambiental de la energía hidráulica frente, al menos, las tres primeras alternativas.

El **Artículo 72** transcribe prácticamente el artículo 40 de la Ley de Aguas en el que se establece el contenido obligatorio de los Planes Hidrológicos de cuenca. En su apartado k) se cita expresamente *los criterios de evaluación de los aprovechamientos energéticos y la fijación de los condicionantes requeridos para su construcción*".

El **Artículo 73**, punto 2, se refiere a la evaluación de los recursos naturales. Obviamente, por extrapolación, se puede entender tanto el recurso agua, como el potencial energético que conlleva, refiriéndose a que en el inventario se deberá presentar, punto c), *la zonificación y la esquematización de los recursos naturales en el ámbito territorial del Plan*.

### 1.2.2. Reglamento del Dominio Público Hidráulico

En este Reglamento es especialmente destacable el Título II, "de la utilización del dominio público hidráulico", que regula las autorizaciones y concesiones para el uso privativo de las aguas.

El **Artículo 93** señala que *todo uso privativo de las aguas no incluido en el artículo 52 de la Ley de Aguas requiere concesión administrativa*. En el punto 2 establece que *el procedimiento ordinario de otorgamiento de concesiones se ajustará a los principios de publicidad y tramitación en competencia, prefiriéndose, en condiciones de igualdad, aquellos que proyecten la más racional utilización del agua y una mejor protección de su entorno*. Para las minicentrales, y con el fin de agilizar el trámite concesional, se estableció un procedimiento abreviado mediante el R.D. 916/1985, pero posteriormente anulado por el un nuevo Decreto, de manera que en la actualidad es de aplicación la competencia de proyectos establecida por el art. 93.

El **Artículo 97** recoge que *toda concesión se otorgará según las previsiones de los Planes Hidrológicos, con carácter temporal y plazo no superior a setenta y cinco años*, añadiendo que *su otorgamiento será discrecional, pero toda resolu-*

*ción será motivada y adaptada en función del interés público.* En el campo de los aprovechamientos hidroeléctricos, ello requiere un pronunciamiento del Plan Hidrológico.

En el **Artículo 98** se menciona el orden de preferencia de las concesiones, remitiendo a lo que establezca el Plan Hidrológico, señalando, en su defecto, un orden en el que los aprovechamientos hidroeléctricos figuran en tercer lugar, después del abastecimiento de poblaciones y regadíos y usos agrarios.

El **Artículo 105** menciona la necesidad de presentar con la instancia de solicitud concesional, un proyecto por cuadruplicado en el que se determinen las obras e instalaciones necesarias y se justifiquen los caudales a utilizar y los plazos de ejecución. Con relación a los caudales, el **Artículo 115** establece la exigencia de respeto a los caudales mínimos para usos comunes o por motivos sanitarios o ecológicos.

La tramitación conjunta de las concesiones y autorizaciones relativas a los aprovechamientos hidroeléctricos de potencia inferior a 5 000 KVA es el objeto del **Artículo 128.2**, que remite al R.D. 916/1985 , modificado posteriormente por un nuevo Decreto por el que se restituye el trámite de competencia de proyectos.

Es interesante destacar el **Artículo 132** en el que textualmente se indica que *cuando, de acuerdo con el Plan Hidrológico de cuenca exista la posibilidad de utilizar con fines hidroeléctricos presas de embalse o los canales construidos total o parcialmente con fondo del Estado o propios del Organismo de cuenca, podrá sacarse a concurso público la explotación de dichos aprovechamientos.* Indudablemente, contemplado desde la óptica de eficacia y economía a que se refiere el artículo 1 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico, es una invitación a la Administración a poner en juego los recursos hidroeléctricos potencialmente aprovechables en su propia infraestructura, sin descartar, por cierto, que sea el propio Organismo o una empresa mixta quienes acometan la actuación.

La Sección 10 del Título II aborda las condiciones para la extinción de las concesiones. En el **Artículo 161** se indica que *las concesiones podrán declararse caducadas por cualquiera de las condiciones esenciales o plazos en ellas previstos*. El **Artículo 162** sentencia que *las concesiones se extinguirán por transcurso del plazo, por caducidad, expropiación forzosa o por renuncia del concesionario*.

### 1.3. PLAN ENERGETICO NACIONAL

El Plan Energético Nacional\* actualmente en vigor data de 1983. En el momento actual, el Gobierno ha presentado en el Parlamento un avance del nuevo PEN que cubre el horizonte 1991-2000 pero, realmente, lo que es el PEN en sí mismo todavía no ha sido debatido por la Institución Parlamentaria y, por tanto, no ha entrado en vigor. Por consiguiente, en el momento de redactar el presente documento, existe una situación transitoria, que es necesario tener en cuenta.

Ahora bien, como en realidad las grandes líneas de actuación no parece que vayan a sufrir grandes modificaciones, parece razonable atenerse al borrador del nuevo PEN en lo que concierne a la materia objeto del presente documento. Todo ello con las cautelas propias de la situación descrita.

El PEN 91 establece las líneas básicas de actuación de la política energética en España para la década 1991-2000. Se estructura en cinco grandes epígrafes (Escenario Internacional, Demanda Energética, Oferta Energética, Energía y Medio Ambiente, Política de I+D) y dos Anexos (Plan de Ahorro y Eficiencia Energética y Plan General de Residuos Radiactivos).

---

\* En lo sucesivo, PEN.

### 1.3.1. El escenario internacional

El escenario internacional recoge las previsiones de los Organismos internacionales especializados, fundamentalmente la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Se revisan las características de los mercados energéticos, petróleo, carbón, gas natural, nuclear y las energías renovables, con previsiones a corto, medio y largo plazo.

El mercado del petróleo se caracteriza por su alto grado de incertidumbre, ligado a la concentración de reservas en el Oriente Medio. Sin embargo, el pronunciamiento final es esperanzador, apostando por una mayor estabilidad y unos precios reales medios en torno a los actuales.

Por lo que respecta al **carbón**, se constata la existencia de una oferta mundial diversificada y de bajo coste de extracción, lo que hace prever un contexto moderado de precios.

En cuanto al **gas natural**, su expansión responde sobre todo al interés creciente por reducir el impacto medioambiental de las plantas tradicionales de carbón, gasóleo o fuel. El gas natural tiene un contenido casi nulo de azufre y reducido de NO<sub>x</sub>, su combustión no produce prácticamente partículas y las emisiones de CO<sub>2</sub> son del orden del 60% de las del carbón e inferiores a las del gasóleo y fuel. Por otra parte, la mejora alcanzada en la tecnología de las turbinas de gas ha permitido aumentar su fiabilidad y alargar su vida útil hasta períodos muy próximos a los de las centrales convencionales de fuel o carbón, y aumentar su rendimiento.

Por lo que se refiere a la **energía nuclear**, la AIE prevé una importante desaceleración del crecimiento de la energía nuclear en la OCDE. Se repasa la política prevista por distintos países, comprobándose que salvo Japón y Francia, y algún grupo adicional de pequeños países, que tienen previsto mantener una decidida política de expansión nuclear, los demás han frenado las actuaciones en

este sector, vinculando la expansión futura con el desarrollo de nuevas tecnologías de reactores nucleares y el perfeccionamiento del tratamiento de los residuos radiactivos.

Las **energías renovables** representan en la actualidad algo menos del 3% del consumo de energía primaria en los países desarrollados, siendo la energía hidroeléctrica convencional, con diferencia, la más importante, aunque su expansión está limitada por la creciente competencia con usos alternativos del agua y por el techo alcanzado en los emplazamientos disponibles para grandes centrales hidroeléctricas en la mayoría de los países de la OCDE.

Sí, parecen, por el contrario, muy favorables las perspectivas de desarrollo de la minihidráulica porque la atomización de sus instalaciones evita los problemas medioambientales asociados a las grandes centrales hidroeléctricas y permite explotar los pequeños aprovechamientos hidráulicos frecuentemente infrauti-  
lizados en estos países. De todas formas, debe hacerse notar que en estos países la frontera de la minihidráulica está en 10 000 KVA frente a los 5 000 KVA de España.

El resto de las energías renovables, eólica, solar, geotérmica, biomasa, etc... aunque ha tenido avances notables, presenta el inconveniente de sus altos costes, en absoluto competitivos, estando en marcha en los distintos países diferentes vías de apoyo a la investigación tecnológica a través de programas I+D, e incentivos fiscales y financieros.

Analizado el entorno energético internacional, el PEN dedica un capítulo monográfico al marco comunitario de la planificación energética que, como es obvio, deberá influir de manera muy directa en la orientación española. De todas formas, debe hacerse notar que el sector energético es uno de los sectores económicos comunitarios con menor grado de integración, como consecuencia

de su carácter estratégico y de sus especiales condiciones económicas y técnicas que le diferencian de otros mercados de bienes y servicios.

La actuación comunitaria se orienta a la consecución de tres objetivos fundamentales:

- a) El avance en la realización del Mercado Interior de la Energía.
- b) La mejora en la seguridad del aprovisionamiento energético.
- c) La protección del medio ambiente.

### **1.3.2. Demanda de energía**

El PEN 91 realiza la estimación de la demanda a través de un proceso que incluye tres fases diferenciadas.

En primer lugar, se aborda la demanda tendencial de energía final que es la que resultaría del libre funcionamiento del mercado y medida en abonado, con exclusión del consumo de energía por el sector energético. Esta demanda tendencial es corregida con los efectos previstos por la aplicación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) lo que permite determinar la demanda objetivo de energía final. Finalmente, de la demanda objetivo se deducen necesidades de energía primaria que es la variable más relevante para determinar el abastecimiento de energía y para evaluar la eficiencia energética.

Como conclusión, el PEN 91 prevé un incremento medio anual acumulativo en la demanda de energía final del 3,18% o del 2,41% según que se tenga o no en cuenta el PAEE. En valores absolutos, el consumo total previsto para el año 2000 se eleva a 82 818 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), estimándose el consumo a reducir por el PAEE en 5 999 ktep.

Interesa destacar el incremento por encima de esta media de los sectores residencial y terciario, debido a la mejora de calidad de vida asociada al crecimiento económico que provocará un aumento del equipamiento eléctrico y un acercamiento al consumo eléctrico "per cápita" de los países comunitarios. Por sectores, destacan el gas natural y la electricidad con ratios de aumento superiores a la media.

La demanda de energía primaria, establecida partiendo de la demanda de energía final, presenta la siguiente estructura:

**CUADRO 1. DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA**

FUENTE	1990		2000	
	CONSUMO (ktep)	ESTRUCTURA RA (%)	CONSUMO (ktep)	ESTRUCTURA (%)
Carbón	18 762	20,92	21 498	19,39
Petróleo	47 175	52,59	56 255	50,73
Gas natural	5 000	5,57	13 482	12,16
Nuclear	14 138	15,76	12 512	11,28
Hidráulica	2 203	2,46	3 142	2,83
Otras energías renovables	2 460	2,74	3 518	3,17
Importación total de electricidad	-37	-0,04	491	0,44
<b>TOTAL</b>	<b>89 701</b>	<b>100,00</b>	<b>110 898</b>	<b>100,00</b>

En el cuadro se detecta la reducción de la participación relativa del carbón y del petróleo, aunque sólo ligeramente. Sí se nota una reducción más acusada en la nuclear, que pasa de aportar en 1990 el 15,76% del total al 11,28% en el año 2000.

El gas natural presenta un fuerte tirón al pasar del 5,57% en 1990 al 12,16% en el año 2000, aunque su contribución relativa a la cobertura de las necesidades de energía primaria seguirá siendo, no obstante, muy inferior a la media actual en la CEE.

La energía hidráulica eleva ligeramente su participación, pero, y esto es lo destacable, debido a la incidencia de la minihidráulica. Es decir, el PEN trata de impulsar el desarrollo de pequeñas centrales hidráulicas, aún cuando su contribución a la cobertura de las necesidades totales es modesta, en base a su carácter de energía autóctona y renovable.

En el epígrafe de "otras energías renovables" se incluye la biomasa, residuos, geotermia solar y calores residuales usados por los autoprodutores para usos finales y en la generación de electricidad. La minihidráulica está incluida en hidráulica.

### **1.3.3. Oferta de energía eléctrica**

La oferta eléctrica, que es la que interesa en el presente trabajo, se define en el PEN mediante un modelo de optimización que tiene en cuenta el equipamiento actual y los costes de generación de las diferentes alternativas. Con ello, se define el "Nuevo equipamiento eléctrico" que se recoge en el **Cuadro 2**.

**CUADRO 2. NUEVO EQUIPAMIENTO ELECTRICO PREVISTO  
POR EL PEN 91**

<b>FUENTE</b>	<b>POTENCIA (MW INSTALADOS)</b>
Hidráulica	902
Carbón nacional	1 338
Carbón de importación	550
Turbinas de gas	300
Gas natural	1 835
Importación de Francia	1 000
Total SPP	5 925
Autoprodutores	2 452
<b>TOTAL (MW instalados)</b>	<b>8 377</b>

Como se desprende del cuadro 2, la potencia total correspondiente al Sistema Público Peninsular (SPP) es del 70%, quedando el resto, 30%, a cargo de los Autoprodutores.

Desde el punto de vista del enfoque hidroeléctrico del presente trabajo, hay que destacar lo siguiente:

- 1) Se prevé la puesta en servicio de 902 MW hidráulicos, un 10,77% del nuevo equipo. Naturalmente, se trata de centrales de potencia superior a 5 000 KVA, incluyendo 317 MW de centrales ya en curso de construcción. Es, por tanto, 585 MW la potencia de futuras nuevas plantas.

En la documentación actualmente accesible, no se identifican las instalaciones, al contrario de lo que ocurre con las centrales de carbón o alguna de las instalaciones de gas natural. Sí se indica, por el contrario, que están presentes hidráulicas de regulación, con capacidad de generar energía de puntas para cubrir la parte superior de la curva de carga y los fallos de corta duración del equipo térmico. Incluyen también aquellas centrales sin

regulación, es decir, fluyentes cuyos costes son competitivos con el de energías de la misma calidad.

Según se señala en el texto del PEN, esta nueva capacidad hidráulica viene a realizar la mayoría del potencial hidroeléctrico que puede ser rentable.

- 2) Además de las centrales hidráulicas de gran potencia, el PEN 91 apuesta por la Autoproducción. Bajo esta denominación se incluyen dos actividades netamente diferenciadas: a) la cogeneración de vapor y energía eléctrica en el desarrollo de procesos industriales y b) la generación de electricidad a partir de las energías renovables.

La cogeneración permite obtener un ahorro considerable de energía primaria. Significa que el usuario genera la energía que precisa para su actividad industrial prácticamente en el mismo centro de consumo ( o en lugar próximo a él), lo que reduce pérdidas de transporte y distribución, evitando, además, los problemas que para las empresas del SPP supone la localización de nuevos emplazamientos.

En cuanto a las energías renovables, ahorran energía primaria convencional. El PEN 91 ha optado por la minihidráulica y la combustión de residuos sólidos urbanos, como tecnologías más competitivas.

Una estimación conservadora del potencial de autoproducción lo eleva a 2 452 MW, de los cuales 1 263 MW corresponden a cogeneración y 1 189 MW a energías renovables, minihidráulica fundamentalmente.

En definitiva, y a falta de una identificación de instalaciones al menos para grandes centrales, el PEN confiere un gran protagonismo a la energía hidráulica, y especialmente a la minihidráulica (585 MW en grandes nuevas centrales, frente a 1 189 MW de pequeñas centrales). Si se tiene en cuenta que en la España

Peninsular las cuencas Norte y Ebro son las que más posibilidades ofrecen para la instalación de minicentrales rentables, se puede deducir que la colaboración de la cuenca del Guadalquivir será poco relevante.

Para finalizar la síntesis que el PEN 91 realiza sobre la oferta de equipamiento, se puede reflejar la estructura del equipo instalado y la de la producción neta, **cuadros 3 y 4**, respectivamente.

**CUADRO 3. ESTRUCTURA DEL EQUIPO INSTALADO**

FUENTE	1990		1995		2000	
	POTENCIA (MW)	PORCENTAJE (%)	POTENCIA (MW)	PORCENTAJE (%)	POTENCIA (MW)	PORCENTAJE (%)
Hidráulica	16 103	37,0	16 420	35,5	17 005	33,1
Nuclear	7 363	16,9	7 363	15,9	7 363	14,3
Carbón nacional	9 362	21,5	9 362	20,3	10 559	20,5
Carbón importado	1 314	3,1	1 314	2,8	1 864	3,6
Fuel	6 574	15,1	6 298	13,6	3 105	6,0
Fuel/Gas	1 320	3,0	1 320	2,9	4 638	9,0
Gas	0	0,0	0	0,0	1 710	3,3
Turbinas de gas	0	0,0	0	0,0	300	0,6
Importación EdF	0	0,0	1 000	2,2	1 000	2,0
Autoproducción	1 454	3,4	3 150	6,8	3 906	7,6
<b>TOTAL</b>	<b>43 490</b>	<b>100,0</b>	<b>46 227</b>	<b>100,0</b>	<b>51 450</b>	<b>100,0</b>

CUADRO 4. ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NETA

FUENTE	1990		1995		2000	
	POTENCIA (MW)	PORCENTA- JE (%)	POTENCIA (MW)	PORCENTA- JE (%)	POTENCIA (MW)	PORCENTAJE (%)
Hidráulica	24 673	17,5	31 755	18,8	32 781	16,4
Nuclear	51 664	36,7	46 383	27,4	46 383	23,2
Carbón nacional	48 960	34,8	54 465	32,2	57 608	28,9
Carbón importado	6 507	4,6	7 800	4,6	11 501	5,8
Fuel	2 034	1,5	6 783	4,0	0	0,0
Gas	619	0,4	0	0,0	22 612	11,3
Importación EdF	0	0,0	5 484	3,2	8 760	4,4
Autoproducción	6 267	4,5	16 567	9,8	19 964	10,0
<b>Total</b>	<b>140 724</b>	<b>100,0</b>	<b>169 237</b>	<b>100,0</b>	<b>199 609</b>	<b>100,0</b>
Consumo en bombeo	1 039		1 233		1 240	
Exportación	-425		-2 448		-3 048	
<b>DEMANDA b.c.</b>	<b>139 260</b>		<b>165 556</b>		<b>195 321</b>	

#### **1.3.4. Energía y Medio Ambiente**

El PEN 91 declara como uno de sus objetivos prioritarios el hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

Naturalmente, la atención prioritaria se fija en las centrales de tipo térmico, para lo que se propone unas actuaciones conducentes a reducir las emisiones de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> y reducción del número de emplazamientos. Realmente, la energía hidráulica no es objeto de especial atención, aunque se cita la incidencia de las grandes infraestructuras, presas especialmente, en el impacto ambiental y la necesidad de prestar durante la etapa del diseño un especial cuidado para minimizar su incidencia.

#### **1.3.5. Investigación y desarrollo**

Las propuestas en torno a esta materia se fundamentan en el Plan de Investigación Energética (PIE-89) aprobado por la Comisión Delegada para Asuntos Económicos en octubre de 1989, cuyo horizonte temporal abarca hasta 1993, estando previstas revisiones cuatrianuales para su actualización.

Dentro del Programa de Investigación Energética que incluye el PIE-89 se pueden destacar en el apartado de disminución de costes:

- a) La automatización y monitorización de los grupos hidráulicos.
- b) La optimización de los recursos hidráulicos de cuenca.
- c) La metodología para determinar la vida remanente de una central.

Realmente, esto pone en evidencia el carácter de desarrollo consolidado de la tecnología hidroeléctrica y apunta hacia una cuestión a la que actualmente se le está dedicando una especial atención, como es la gestión de la cuenca hidrográfica con el objetivo de optimizar el aprovechamiento de los recursos, teniendo en cuenta las restricciones del problema, que se refieren sobre todo a la prioridad y compatibilidad con otros usos, especialmente los riegos, grandes consumidores del recurso agua y habituales competidores de los usos hidroeléctricos.

### **1.3.6. Plan de Ahorro y Eficiencia energética 1991-2000**

El PEN 91 dedica el Anexo 1 a la presentación de un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) que incluye un conjunto de medidas para lograr una utilización más racional de la energía. Las actuaciones se enfocan tanto a la demanda de energía como a la promoción de nuevas modalidades de oferta energética, especialmente cogeneración y energías renovables.

En el caso de las energías renovables se incluye el impulso a la minihidráulica, desde el reconocimiento de la abundancia de recursos potencialmente explotables y el interés mostrado por numerosos inversores en el área de minicentrales.

El total del programa PAEE es de 1 108 305 millones de pesetas. En cuanto a inversiones en energías renovables, se han previsto 334 000 millones de pesetas, de los cuales, 156 000 millones (46,7%) se centran en la minihidráulica. La aportación de recursos públicos prevista para contribuir a la minihidráulica es de 14 718 millones de pesetas (9,43%) que se destinarán en forma de financiación por terceros (12 290 millones), subvenciones (2 028 millones) y promoción y seguimiento (400 millones).

## CAPITULO II. METODOLOGIA DEL ESTUDIO

### 2.1. SUPUESTOS BASICOS.OBJETIVOS DEL ESTUDIO

#### 2.1.1. Consideraciones generales

La metodología de un trabajo tan laborioso como el presente debe plantearse a la luz de los objetivos buscados. En este sentido, y con carácter general, el objetivo del presente estudio consiste en proporcionar la información que en materia de aprovechamientos hidroeléctricos debe recoger el Plan Hidrológico de cuenca.

A este respecto, y tal como se ha indicado en el apartado 1.2.1., el artículo 40 de la Ley de Aguas indica expresamente que se deberán incluir: 1) la definición de los criterios para su evaluación y 2) el establecimiento de los condicionantes requeridos para su ejecución.

Teóricamente, cabría la posibilidad de limitarse a dar estos criterios, sin entrar en la cuantificación del potencial y su distribución con un esquema de aprovechamientos (es decir, con un catálogo tentativo de centrales), adoptando, por tanto, como Administración, una actitud "pasiva". Ahora bien, los principios invocados en el artículo 70 del Reglamento de la Administración Pública del Agua (véase el apartado 1.2.1.) acerca del *equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial y de la economía y racionalización del uso del agua en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales*, obligan a adoptar una postura más activa.

En tal sentido, en la actualidad se presentan algunos problemas que es preciso tener en consideración. En primer lugar, el gran incremento en peticiones concesionales de minicentrales (potencia hasta 5 MW), al amparo de una legislación que ofrece un conjunto de ayudas económicas e incentiva la figura del autoproduccionista, puede llevar a que ciertos tramos de superior potencia y que podrían explotarse con una única central, sean fraccionados en múltiples minicentrales

con un rendimiento energético global inferior\*. Obviamente, esta es una situación que no es deseable para el interés general, razón por la cual el Plan Hidrológico debe plantear algún tipo de solución. La más razonable consistiría en identificar estos posibles tramos de "grandes centrales"\*\*\* para establecer una reserva que impida la instalación en ellos de minicentrales.

Por otra parte, en la infraestructura del Estado, presas, saltos de canales, etc., aparecen posibles aprovechamientos que la Administración debe promover, bien mediante la actuación directa, o mediante concesiones al sector privado a través de concursos públicos, e, incluso, participando conjuntamente con dicho sector a través de sociedades mixtas.

Por todas estas razones, es necesario adentrarse en el complejo problema de la identificación concreta de los aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos. Al respecto, se presentan dos grandes bloques: 1) los existentes y 2) los aprovechamientos futuros.

Con respecto a los primeros, es decir, los aprovechamientos existentes, la tarea consiste en situarlos e identificarlos convenientemente, a fin de hacer un primer diagnóstico sobre la forma y cuantía en que, actualmente, se aprovecha el recurso hidroeléctrico. A partir de ahí, se pueden detectar los "tramos libres" sobre los que, en el futuro, se puedan emplazar nuevas centrales. Desde el punto de vista de la planificación hidrológica, es indudable que el interés se centra, fundamentalmente, en los futuros aprovechamientos.

---

\* El problema estriba en que, en un fraccionamiento del tramo, siempre quedarán sin aprovechar ciertas partes del mismo por no ser, aisladamente, rentables, pero que sí lo serían contemplado el tramo como un todo. Ello reduce el producible esperable para el conjunto del tramo.

\*\* Es decir, de potencia superior a 5 MW.

La situación e identificación de las centrales existentes, se ha llevado a cabo a la luz de la información existente.

La identificación de las futuras centrales es la tarea más complicada, por cuanto que obligaría a desarrollar estudios sobre hidrología, potencial de tramos de ríos y valoraciones económicas. En el presente estudio se parte del supuesto de que los aprovechamientos susceptibles de desarrollo futuro (con viabilidad técnica y económica) han sido ya estudiados por las Compañías Eléctricas presentes en la cuenca, especialmente Compañía Sevillana de Electricidad, integrada en UNESA. En efecto, desde hace décadas, las Compañías integradas en UNESA han realizado estudios de identificación de emplazamientos, actualizando periódicamente sus características y costes, así como su viabilidad técnica y económica. Difícilmente un trabajo de nuevo cuño podría alcanzar el rigor de estos estudios, por lo que se ha optado por partir de sus resultados y procesarlo para los fines previstos.

Por otro lado, desde el punto de vista de la Planificación, lo que interesa es una idea aproximada del esquema del aprovechamiento de un tramo de río, para conocer la potencia instalable y el producible anual. Sabido es que sobre un cierto tramo caben distintos esquemas que han de sustanciarse en base a estudios de viabilidad técnica y, especialmente, económica, lo cual puede conducir a conclusiones diferentes según los criterios del presunto peticionario de una concesión. Por tanto, a efectos de la "idea aproximada" que se persigue, la metodología que aquí se propone es suficientemente válida.

Además de las Compañías Eléctricas, existe un cúmulo de información generada por los estudios de promotores de minicentrales, que completa lo que podría definirse como un exhaustivo estudio del potencial técnicamente desarrollable de la cuenca, al menos a efectos prácticos.

Con ocasión de los trabajos del Plan Hidrológico Nacional, la Dirección General de Obras Hidráulicas ha desarrollado un "Estudio de identificación de los tramos

de interés hidroeléctrico" que se basa en el proceso de la información proporcionada por las Compañías eléctricas. Dicho estudio constituye la fase fundamental del presente documento, al que se han añadido aspectos adicionales, de acuerdo con los objetivos perseguidos.

### **2.1.2. Objetivos del estudio**

De acuerdo con lo expuesto en el apartado anterior, los objetivos del estudio se pueden concretar en los siguientes puntos:

- Revisión del estado actual del aprovechamiento hidroeléctrico en la cuenca, con identificación de las centrales existentes.
- Identificación de posibles futuras centrales, con especial énfasis en los aprovechamientos de potencia superior a 5 MW, con vistas a establecer en ellos una reserva del tramo de río.
- Definición de las características de los aprovechamientos hidroeléctricos en la infraestructura del Estado, en concreto, aprovechamientos de pie de presa de futuros embalses y saltos de canales.
- Definición de las conclusiones a elevar al Plan Hidrológico de cuenca, destacando especialmente:
  - Los criterios de evaluación de los futuros aprovechamientos.
  - Los condicionantes requeridos para su ejecución.

Hay que hacer notar que, en la elaboración del catálogo de los futuros aprovechamientos, se ha procurado no ser restrictivo, dando entrada a todas las instalaciones identificadas, aun cuando su viabilidad a corto plazo sea discutible o, incluso, sean inviables económicamente. De esta manera se obtiene una aproximación sobre el potencial técnicamente instalable.

## 2.2. METODOLOGIA

Para llevar a cabo los objetivos propuestos, se ha seguido la siguiente metodología:

- 1) Creación de una base de datos con todos los aprovechamientos identificados, existentes y futuros, tanto minicentrales como grandes centrales.
- 2) Representación gráfica de los aprovechamientos en la colección de 9 hojas a escala 1:200 000, con la misma base cartográfica del estudio de recursos hidráulicos. A efectos de representación de este documento se han plasmado en la misma base cartográfica que se está utilizando en el resto de los estudios.
- 3) Identificación de los tramos que deben ser reservados a aprovechamientos de grandes centrales, es decir, con potencia superior a 5 MW.
- 4) Identificación de los aprovechamientos en obras del Estado para su promoción por parte del Organismo de cuenca.

## 2.3. IDENTIFICACION DE LOS APROVECHAMIENTOS

### 2.3.1. Procedencia de la información

La información que se ha utilizado para identificar los aprovechamientos procede de las siguientes fuentes documentales:

- Confederación Hidrográfica del Guadalquivir.
- Dirección General de Obras Hidráulicas del MOPTMA: Estudio de identificación de los tramos de interés hidroeléctrico, Diciembre de 1992.
- Dirección General de Obras Hidráulicas del MOPTMA: Estadística sobre embalses y producción de energía hidroeléctrica en 1989 y años anteriores.
- Compañías eléctricas con aprovechamientos o intereses existentes en la

cuenca.

### 2.3.2. Actuaciones complementarias

La información obtenida presenta ciertas lagunas que no ha sido posible subsanar a través de las propias fuentes originales de información. Sin embargo, el mantenimiento de tales lagunas restaría validez a la documentación al menos en lo que se refiere a la obtención de estadísticas globales, por lo que ha sido necesario adoptar algunos criterios que, aunque razonables, no tienen la misma validez que los de la fuente original.

En concreto, las situaciones analizadas, juntamente con sus soluciones, se describen a continuación.

- **Coherencia entre características de la central, caudal y salto, con potencia y producción.**

La potencia está relacionada con el caudal y el salto neto a través de una expresión del tipo:

$$POT = K * Q * H \quad (1), \quad \text{siendo,}$$

POT la potencia, en KW.

Q el caudal, en m<sup>3</sup>/s.

H el salto neto, en m.

K un coeficiente, cuyo valor medio puede fijarse en 7,8.

Por otra parte, las horas de utilización de la central (relación entre producción, en Kwh, y la potencia, en Kw) no puede exceder de 8 760, número de horas en el año.

Por lo que respecta al coeficiente en la fórmula de potencia, se ha admitido co-

mo válido el comprendido en una banda entre 6 y 10. Ello se debe a que el dato de "salto" no está bien matizado, de manera que no se conoce si es salto neto o bruto, si es el máximo, el mínimo o el nominal. Por consiguiente, no se puede ser muy estricto en la fijación de la banda de admisión. En aquellos casos en que se trató de un error, se subsanó sin más. En los casos restantes, se corrigió la potencia de acuerdo a la fórmula tipo anterior (coeficiente de 7,8).

En cuanto a las horas de utilización, el único criterio objetivo es que no exceda de 8 760 horas, aunque cifras por encima de 8 000 horas serían sospechosas.

Tanto para minicentrales como para grandes aprovechamientos se ha supuesto 2 500 horas de utilización anual.

- **Centrales con potencia y caudal definidos, pero sin información sobre el salto.**

En este caso se encuentran numerosas minicentrales y sólo unas pocas centrales de más de 5 MW. En todos estos casos se ha utilizado la expresión (1) del apartado anterior para definir el valor del salto.

- **Centrales con potencia y salto definidos, pero sin información sobre el caudal.**

Se ha procedido de manera similar al caso anterior comprobando, en primer lugar los datos originales y, posteriormente, aplicando la expresión (1) del primer caso.

- **Centrales con potencia definida, pero sin información sobre la producción.**

En estos casos, se ha procedido en la forma ya expuesta en el primer caso, es decir, considerar 2 500 horas de utilización anual, tanto para la minicentrales como para las grandes centrales.

## CAPITULO III. ESTADO ACTUAL DEL APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO EN LA CUENCA DEL GUADALQUIVIR

### 3.1. POTENCIAL HIDROELECTRICO BRUTO Y POTENCIAL TECNICAMENTE DESARROLLABLE

Con el fin de dar una visión del estado actual del aprovechamiento hidroeléctrico en la cuenca, conviene hacer unas primeras consideraciones sobre su potencialidad natural. El agua que cae sobre una cuenca tiene, en razón de la cota del terreno sobre el punto de desagüe, una energía potencial, cuya integral constituye un límite superior de la energía hidroeléctrica extraíble. Este potencial se conoce con varias denominaciones: "Potencial fluvial bruto" o "Potencial lineal bruto"\*. Esta cifra es, por su naturaleza física, independiente del tiempo, al menos del tiempo concebido a escala humana, en el que se puede aceptar la hipótesis de la invariabilidad del clima y, por consiguiente, de la precipitación y distribución medias de la lluvia, así como de la morfología del terreno y sus desniveles. Otro asunto diferente es la estimación que sobre ella se puede llevar a cabo, que puede contener múltiples errores como consecuencia de deficiencias en los datos de partida (topografía, validez de las series de las estaciones de aforo, etc.) o por la ausencia de datos directos de aportaciones, teniendo que recurrir a datos pluviométricos que son transformados en escurrimiento por medio de modelos diversos.

Ahora bien, este límite es inalcanzable puesto que en las prioridades del uso del agua existen preferencias para otros usos, abastecimientos, regadíos, etc., lo que rebaja de entrada el potencial a otro inferior que se denomina "Potencial Hidroeléctrico bruto" y que es función de las prioridades del uso del agua.

A su vez, sólo una parte del potencial hidroeléctrico bruto es aprovechable para la producción de energía eléctrica. Se pueden citar, entre otras, las siguientes razones:

---

\* La denominación de "potencial lineal bruto" hace referencia a la metodología (interpolación lineal) que se sigue para la definición de la curva de aportaciones-alturas a partir de un conjunto discreto de secciones de río.

- a) La imposibilidad de captar la totalidad de los caudales caídos en la cuenca y destinados para la generación hidroeléctrica, que requeriría una red extraordinariamente tupida, inviable en la práctica.
- b) La limitación en el caudal máximo de diseño de las conducciones, que ocasiona el vertido de los excedentes y, por tanto, una pérdida de producible.
- c) Las pérdidas de carga en las conducciones y los rendimientos de las máquinas.

La influencia de todos estos factores reduce la cifra inicial del potencial hidroeléctrico bruto a otra más modesta que se conoce como "Potencial Hidroeléctrico Técnico" y que se puede definir como la capacidad de producción de energía hidráulica que técnicamente se podría utilizar, independientemente de la conveniencia o no de hacerlo y de su resultado económico.

En estas condiciones, es perfectamente razonable que periódicamente se actualicen los estudios generales del potencial hidroeléctrico. De hecho, desde los primeros decenios del presente siglo se han efectuado diferentes evaluaciones. La última es la realizada en 1980 por la Dirección General de Obras Hidráulicas en colaboración con UNESA. En el **cuadro 5** se presenta una visión global del potencial de la cuenca del Guadalquivir en el marco del potencial de la España peninsular. Hay que hacer notar que las cifras referidas al Potencial Hidroeléctrico Técnico (o técnicamente desarrollable) han sido obtenidas con la información de la base de datos elaborada para el presente trabajo y serán, asimismo, comparadas con los resultados de otros estudios.

CUADRO 5. POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL GUADALQUIVIR

ZONA	POTENCIAL HIDROELECTRICO BRUTO (Gwh) (1)	POTENCIAL HIDROELECTRICO TECNICAMENTE DESARROLLABLE (Gwh) (2)	POTENCIAL HIDROELECTRI- CO ACTUALMENTE APROVECHADO (Gwh) (3)	PORCENTAJE (2)/(1)	PORCENTAJE (3)/(2)
1. Cabecera hasta el Guadalimar	883,38	91,10	46,0	10	50
2. Guadiana Menor	984,75	49,40	30,5	5	62
3. Jandulilla-Arroyo Culebras	790,55	15,90	4,7	2	30
4. Guadiel-Retortillo	1 329,21	134,60	95,8	10	71
5. Genil	2 026,17	210,00	120,4	10	57
6. Arroyo MadreFuentes Guadaira	293,50	66,20	0,0	23	0
7. Guadalbacar-Rivera de Huelva	633,68	144,90	92,7	23	64
8. Guadiamar	157,50	0,00	0,0	0	-
9. Tronco del Guadalquivir	1 997,73	515,50	120,6	26	23
<b>TOTAL</b>	<b>9 096,00</b>	<b>1 227,60</b>	<b>510,7</b>	<b>14</b>	<b>42</b>
<b>TOTAL ESPAÑA PENINSULAR</b>	<b>137 922,00</b>	<b>63 139,00</b>	<b>35 934,0</b>	<b>46</b>	<b>57</b>

A la vista del cuadro anterior, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- En el conjunto de la cuenca del Guadalquivir, **el potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable es el 14% del potencial hidroeléctrico bruto**, muy inferior a la media de la España Peninsular, que es del 46%. Se puede añadir que el Guadalquivir es la última de las cuencas hidrográficas peninsulares en lo que a este "ratio" se refiere. La primera es el Norte, con un 66%, seguida del Tago, con un 57%, y del Ebro, con el 43%. Incluso en la cuenca del Sur las condiciones son más favorables, con un porcentaje del 21%. Se pone así en evidencia las desfavorables condiciones del Guadalquivir para el aprovechamiento hidroeléctrico frente a otras cuencas hidrográficas.
- En la actualidad, **sólo se ha implantado el 42% del potencial técnicamente desarrollable**, por debajo de la media peninsular que es del 57%.
- En términos absolutos, **el potencial pendiente de equipar es de 717 Gwh**, equivalente a una potencia instalable de 331 Mw. Teóricamente esta potencia no es despreciable si se toma como referencia las previsiones el borrador del PEN 91 (véase el apartado 1.3.3, capítulo I) que contempla la instalación de

nuevo equipo hidroeléctrico, para la totalidad del territorio peninsular, y para la década 1991-2000, de 2 091 MW, de los cuales 902 MW responden a grandes centrales y el resto, 1 189 MW, a minihidráulica. Sin embargo, es evidente que las previsiones no se centran en la cuenca del Guadalquivir, sino en otras cuencas peninsulares con mayor densidad de potencial hidroeléctrico.

- La zona 4 Guadiel-Retortillo, es la que tiene un mayor grado de desarrollo (en relación con el potencial instalable), seguida por las zonas 7,2 y 3.
- En el tronco del Guadalquivir y a lo largo del Genil se obtiene el mayor potencial, 241 Gwh, equivalente al 47% del total de la cuenca, si bien el grado de desarrollo del Genil es superior al del tronco del Guadalquivir, con porcentajes del 57 y 23, respectivamente.

Es interesante detenerse en la cifra del potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable que figura en el cuadro 5 y que, como se ha indicado, ha sido deducida de los datos incluidos en la base de datos del presente estudio. En los trabajos de la Dirección General con ocasión del Plan Hidrológico Nacional, citados en 2.3.2, se asigna al Guadalquivir un "potencial técnico" de 1 500 Mw, que, frente a los 1 228 Mw del cuadro 5, supone una diferencia que no alcanza el 20%, no excesiva en este tipo de trabajos, basados en metodologías diferentes. La ventaja, por otra parte, de los resultados del presente estudio es que están desglosados y con proyectos perfectamente identificados.

Aparte de las diferencias debidas a los supuestos básicos\*, habría que conocer el tratamiento dado en esos estudios a las centrales de acumulación por bombeo. Como es bien conocido, en estas centrales se utiliza la energía sobrante de valle (procedente de centrales nucleares y ciertas térmicas) para bombear agua a un depósito superior durante las horas nocturnas, agua que es posteriormente

---

\* Los datos de producción de las centrales existentes corresponden a 1989, dentro del período seco que viene sufriendo la cuenca en la última década. Por consiguiente, se trata de una estimación a la baja del producible de las centrales.

turbinada en las horas puntas, con un ciclo que, al menos en el Guadalquivir, puede considerarse diario. El rendimiento global energético es, lógicamente, negativo pero no el económico, ya que la energía utilizada en bombeo tiene un precio unitario muy inferior al de venta del kwh turbinado. Desde los postulados de un estudio como el presente, no es oportuno contemplar esta energía ya que no surge del aprovechamiento propio de la cuenca sino de una transformación energética con "input" externo (energía de centrales termoeléctricas). En el presente caso, si se consideran los dos casos de centrales de bombeo, Guillena, en funcionamiento, y Yeguas, futura, resulta una potencia de 272 Mw, capaces de producir unos 325 Gwh, considerando 1 200 horas de utilización. En estas condiciones, el potencial que se obtendría sería de unos 1 552 Gwh, relativamente similar a los 1 500 Gwh de referencia.

### 3.2. DISTRIBUCION DEL POTENCIAL ACTUALMENTE APROVECHADO

Una interesante visión del potencial actualmente aprovechado en la cuenca es el que refleja el **cuadro 6**.

**CUADRO 6. DISTRIBUCION POR ZONAS DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO ACTUALMENTE APROVECHADO EN LA CUENCA DEL GUADALQUIVIR.**

SUBCUENCA	MINICENTRALES			GRANDES CENTRALES		
	NUMERO	PRODUCCION (Gwh)	POTENCIA (Mw)	NUMERO	PRODUCCION (Gwh)	POTENCIA (Mw)
1. Cabecera hasta el Guadalimar	10	24,0	8,5	3	22	60,1
2. Guadiana Menor	10	8	2,7	1	22,5	9
3. Jandullilla-Arroyo Cu-lebras	3	4,7	1,9	0	0	0
4. Guadiel-Retortillo	2	17,6	7,5	6	78,2	55,6
5. Genil	18	42,4	18	5	78	115,7
6. Arroyo Madre-Fuentes Guadaira	0	0	0	0	0	0
7. Guadalbaccar-Rivera de Huelva	4	31,0	11,9	3	61,6	256
8. Guadiamar	0	0	0	0	0	0
9. Tronco del Guadalquivir	6	26	17,2	7	94,6	68,9
<b>TOTAL</b>	<b>53</b>	<b>154</b>	<b>68</b>	<b>25</b>	<b>357</b>	<b>565</b>

Este cuadro es autoexplicativo. Se pueden hacer, no obstante, los siguientes comentarios:

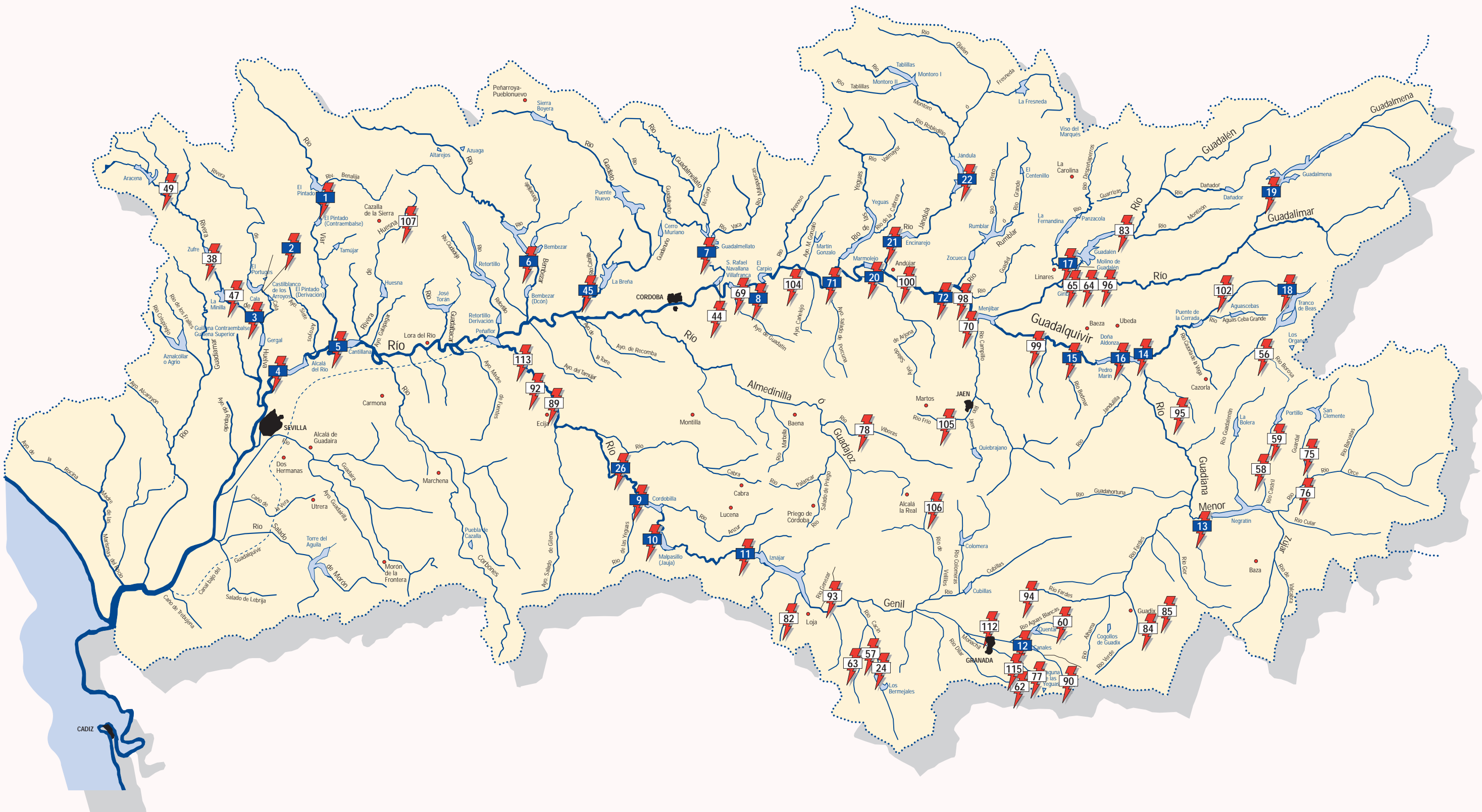
- Las minicentrales suponen, en conjunto, una producción de 154 Gwh, equivalente al 31% del total.
- En potencia, las minicentrales cuentan con 68 Mw instalados, equivalentes al casi

11% de la potencia total.

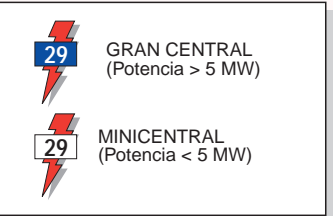
- En el Genil, cabecera del Guadalquivir y Guadiana Menor -zonas 5, 1 y 2 respectivamente-, se encuentra la mayor parte de las minicentrales existentes, 38 en total, de las 53 unidades recensadas.
- El total de instalaciones existentes recensadas se eleva a 78, de las cuales 53 son minicentrales y 25 grandes centrales.
- En grandes centrales, el Tronco del Guadalquivir cuenta con el mayor número de instalaciones (7), con una producción de 94,6 Gwh y potencia de 68,9 Mw, lo que da algo menos de 1 400 horas de utilización. Ello se debe probablemente a que los datos de producción, correspondientes al año 1989, están afectados por la sequía que viene padeciendo la cuenca durante más de una década.
- Le siguen las zonas 5 y 4 con 11 grandes centrales en conjunto y producción total de 156,2 Gwh y potencia de 171,3 Mw.

La información que complementa lo anterior se puede encontrar en los listados que figuran en el **Apéndice 1** y en la **lámina VII-1** de la página siguiente, en donde se han diferenciado las grandes centrales de las minicentrales.

PLAN HIDROLOGICO DEL GUADALQUIVIR ANEXO VII: EVALUACION DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS



DISTRIBUCION ESPACIAL DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES



## CAPITULO IV. ANALISIS DEL POTENCIAL A DESARROLLAR EN EL FUTURO

### 4.1. INTRODUCCION

En el presente capítulo se aborda el desarrollo del nuevo potencial hidroeléctrico de la cuenca. Hay que recordar que, de acuerdo con lo expuesto en el capítulo II, el estudio está basado en una intensa labor de recopilación y análisis de todos los estudios llevados a cabo por las Compañías Hidroeléctricas con intereses en la cuenca, así como en los trabajos sobre minicentrales desarrolladas por estas mismas empresas y otros autoprodutores.

En el presente trabajo, y con independencia de que ese catálogo de nuevos aprovechamientos se formula, con indicación de sus características (en la base de datos) y de su emplazamiento (en los planos), interesa destacar que lo importante son las **conclusiones** que se derivan del análisis de ese catálogo y que pueden concretarse en:

- **Clase de aprovechamiento recomendable para cada río o tramo de río:** con minicentrales o con grandes centrales (potencia superior a 5 Mw).
- **Identificación de los tramos susceptibles de ser aprovechados con grandes centrales** y formulación de una reserva para impedir que sobre ellos se emplacen minicentrales.
- **Potencia instalable y producción media esperable** en cada río o tramo de río. Por integración, se obtiene el potencial técnicamente desarrollable en la cuenca, que puede agruparse por distintos niveles (ríos, subcuencas, provincias, etc.).

Como ya se indicó en el epígrafe 2.1.2., se ha procurado no ser muy estricto al recoger estos aprovechamientos futuros, aún cuando su viabilidad sea discutible.

- **Análisis preliminar** de los "pie de presa" de los embalses de la cuenca, existentes y futuros.

## 4.2. DISTRIBUCION DEL POTENCIAL FUTURO

Con las salvedades expuestas en el apartado anterior en cuanto al enfoque a dar al catálogo de aprovechamientos, en el **cuadro 7** se resumen las grandes líneas de actuación.

**CUADRO 7. DISTRIBUCION POR ZONAS DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO PENDIENTE DE INSTALACIÓN EN LA CUENCA DEL GUADALQUIVIR.**

SUBCUENCA	MINICENTRALES			GRANDES CENTRALES		
	NUMERO	PRODUCCION (Gwh)	POTENCIA (Mw)	NUMERO	PRODUCCION (Gwh)	POTENCIA (Mw)
1. Cabecera hasta el Guadalimar	0	0	0	2	45	17
2. Guadiana Menor	4	18,9	7,7	0	0	0
3. Jandulilla-Arroyo Culebras	2	11,2	4,8	0	0	0
4. Guadiel-Retortillo	3	8,2	3,7	2	30,6	74,2
5. Genil	5	19,6	11,2	1	70	28
6. Arroyo Madre-Fuentes Guadaira	2	24,2	6,3	1	42	11,4
7. Guadalbaccar-Rivera de Huelva	1	3,3	2,5	2	49	26,9
8. Guadamar	0	0	0	0	0	0
9. Tronco del Guadalquivir	7	54	21,3	9	341	116,3
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>139</b>	<b>58</b>	<b>17</b>	<b>578</b>	<b>274</b>

Se pueden extraer del cuadro anterior algunas conclusiones:

- El número total de nuevos emplazamientos identificados es de 41 de los cuales, el 59% (24) corresponde a minicentrales y el resto, 41% (17) a grandes centrales, con potencia superior a 5 000 Kw.

- Respecto a grandes centrales, la potencia de nueva implantación, 274 Mw, es el 49% de la actualmente implantada, 565 Mw.
- En cuanto a las minicentrales, se incrementan en 24 unidades, con un aumento total de potencia de 58 Mw lo que da una media de 2,42 Mw por central, superior a la media actual que es de 1,28 Mw por instalación. Tal vez sea éste el dato más destacable y que refleja la discreta línea de desarrollo del potencial hidroeléctrico en la cuenca del Guadalquivir.
- En grandes centrales, es el tronco del Guadalquivir el que ofrece un panorama más alentador, con 9 unidades y una potencia total instalable de 116 Mw, aunque su implantación real está muy condicionada por su viabilidad económica.
- En minicentrales, el tronco del Guadalquivir y Genil figuran en cabeza en número de unidades y potencia instalable.

#### **4.3. RELACION DE TRAMOS RESERVADOS PARA APROVECHAMIENTOS EN GRANDES CENTRALES**

De acuerdo con los trabajos realizados, los tramos a reservar en el **PLAN** para grandes aprovechamientos (potencia superior a 5 Mw) son los siguientes:

- Tramo del Rivera de Cala, desde la presa de Cala hasta la confluencia con el Rivera de Huelva.
- Tramo del Guadalquivir ocupado por la lámina de agua del previsto embalse de Úbeda la Vieja.
- Tramo del Guadiato ocupado por la lámina de agua del previsto nuevo embalse de la Breña.
- Tramo del Guadalquivir entre cotas 173,6 y 157, en Villa del Río, reservado para el proyectado aprovechamiento de Villa del Río.
- Tramo del Guadalquivir entre cotas 291,7 y 270 en Baeza, reservado para el proyectado aprovechamiento de Puente Obispo.

Cuando los embalses ya existen, aunque no tengan aprovechamiento hidroeléctrico, no se determina reserva alguna, por cuanto que será la competencia de proyectos el mejor procedimiento para determinar la potencia óptima del salto.

#### 4.4. APROVECHAMIENTO DE LOS EMBALSES DE LA CUENCA

El aprovechamiento hidroeléctrico de pie de presa o esquemas con pequeñas variantes sobre éste tiene una larga tradición en la cuenca. En el **cuadro 8** figuran las centrales existentes con este tipo de instalación. Son en total 33, con potencia total instalada de 384 Mw y una producción de 417 Gwh.

Sobre el conjunto destaca Iznájar, en el río Genil, instalación clásica de pie de presa en el embalse del mismo nombre, con una potencia de 76,8 Mw. En orden decreciente sigue Tranco de Beas con 39,8 Mw, en el alto Guadalquivir y El Pintado, sobre el río Viar, con 33,2 Mw. Las tres centrales citadas suponen una potencia conjunta de 149,8 Mw equivalentes al 39% del conjunto de las centrales del cuadro 8.

Por lo que respecta a las centrales sobre futuras presas, se recoge en el **cuadro 9** la relación, con sus características básicas de emplazamiento y energéticas. Son en total 18 centrales con una potencia total de 133 Mw y una producción esperable de 171 Gwh.

En la relación citada hay que distinguir las que corresponden a presas actualmente en construcción, de aquéllas previstas en embalses en las que la presa está todavía en fase de planificación. Entre las primeras, algunas ya están en vías de ejecución. Así, por ejemplo, la central de Giribaile, correspondiente a la presa en avanzado estado de construcción, ha sido ya objeto de licitación concesional en competencia de proyectos. Úbeda la Vieja, por el contrario, corresponde a una presa cuya construcción está prevista dentro de los horizontes del **PLAN**.

**CUADRO 8**

**RELACION DE CENTRALES EN PRESAS EXISTENTES**

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q (m <sup>3</sup> /s)	H (m)	POTENCIA (Mw)	PRODUCCION (Gwh)	CONCESIONARIO	PROVINCIA
4	Alcala del Río	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	6,080	11,61	CSE	Sevilla
49	Aracena	Rivera Huelva	7	Mínimo	0,00	0,00	4,750	11,87	EMASESA	Huelva
6	Bembézar	Bembézar	4	Máximo	0,00	0,00	15,120	23,20	CSE	Córdoba
24	Bermejales	Cacín	5	Mínimo	0,00	0,00	2,400	1,04	CHG	Granada
45	Breña, La	Guadiato	4	Máximo	16,50	39,50	5,081	12,70	PRH	Córdoba
2	Cala	Rivera de Cala	7	Máximo	0,00	0,00	12,800	19,98	CSE	Sevilla
12	Canales	Genil	5	Máximo	0,00	0,00	8,800	22,00	CSE	Granada
5	Cantillana	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	6,320	9,20	CSE	Sevilla
8	Carpio, El	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	8,400	20,73	CSE	Córdoba
9	Cordobilla	Genil	5	Máximo	0,00	0,00	15,300	25,95	CSE	Córdoba
16	Doña Aldonza	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	10,400	12,57	CSE	Jaén
21	Encinarejo	Jándula	4	Máximo	0,00	0,00	8,320	3,23	CSE	Jaén
17	Guadalén	Guadalén	1	Máximo	0,00	0,00	5,120	0,25	CSE	Jaén
7	Guadalmellato	Guadalmellato	4	Máximo	0,00	0,00	5,120	1,54	CSE	Córdoba
19	Guadalmena	Guadalmena	1	Máximo	0,00	0,00	15,200	3,51	CSE	Jaén
11	Iznájar	Genil	5	Máximo	0,00	0,00	76,800	19,78	CSE	Málaga
22	Jándula (Renov.)	Jándula	4	Máximo	27,00	75,00	15,000	20,00	CSE	Jaén
10	Jauja	Genil	5	Máximo	0,00	0,00	5,400	8,36	CSE	Córdoba
20	Marmolejo	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	16,960	18,74	CSE	Jaén
70	Mengíbar	Guadalquivir	9	Mínimo	0,00	0,00	4,200	5,74	CSE	Jaén
13	Negratín	Guadiana Menor	2	Máximo	0,00	0,00	9,000	22,50	CSE	Granada
15	Pedro Marín	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	13,200	12,79	CSE	Jaén
1	Pintado, El	Viar	7	Máximo	0,00	0,00	33,200	41,64	CSE	Sevilla
14	Puente la Cerrada	Guadalquivir	9	Máximo	0,00	0,00	7,520	8,91	CHG	Jaén
43	Puente Nuevo	Guadiato	4	Mínimo	9,00	33,00	2,650	9,00	-	Córdoba
26	San Calixto	Genil	5	Máximo	0,00	0,00	9,440	1,92	CSE	Sevilla
44	S. Rafael deNavallana	Guadalmellato	4	Mínimo	0,00	46,00	4,810	8,60	-	Córdoba
92	San Ramón	Genil	5	Mínimo	0,00	0,00	1,024	1,46	CSE	Sevilla
18	Tranco	Guadalquivir	1	Máximo	0,00	0,00	39,800	18,31	CSE	Jaén
65	Vado Hollas	Guadalimar	1	Mínimo	0,00	0,00	0,360	0,90	CSE	Jaén
69	Villafranca	Guadalquivir	9	Mínimo	0,00	0,00	4,320	7,63	CSE	Córdoba
25	Yeguas	Yeguas	4	Máximo	0,00	0,00	7,000	17,50	PRH	Córdoba
38	Zufre	Rivera Huelva	7	Mínimo	9,00	45,00	4,537	13,60	EMASESA	Huelva

Número total de centrales = 33

Potencia total = 384Mw

Producción total = 417Gwh

**CUADRO 9**

**RELACION DE CENTRALES EN PRESAS FUTURAS**

<b>Nº</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>RIO</b>	<b>ZONA</b>	<b>MAXIMO/MINIMO</b>	<b>Q (m<sup>3</sup>/s)</b>	<b>H (m)</b>	<b>POTENCIA (Mw)</b>	<b>PRODUCCION (Gwh)</b>	<b>CONCESIONARIO</b>	<b>PROVINCIA</b>
55	Aracena P.P.	Rivera Huelva	7	Máximo	0,00	0,00	8,750	21,88	EMASESA	Huelva
41	Bolera, La	Guadalentín	2	Mínimo	4,60	33,80	1,289	5,70	-	Jaén
114	Breña, II	Guadiato	4	Máximo	0,00	0,00	12,240	30,60	-	Córdoba
36	Fernandina, La	Guarrizas	1	Máximo	0,00	0,00	6,000	15,00	Microc. Andal.	Jaén
31	Francisco Abellán	Fardes	2	Mínimo	0,00	72,00	2,300	4,15	-	Granada
35	Giribaile	Guadalquivir	1	Máximo	25,00	55,00	11,000	30,00	-	Jaén
48	Huesna	Rivera Huesna	7	Mínimo	0,00	66,50	2,500	3,29	-	Sevilla
30	Portillo	Castril	2	Mínimo	0,00	55,50	1,767	2,49	-	Granada
29	Quiebrajano	Quiebrajano	3	Mínimo	1,00	40,50	0,336	1,20	-	Jaén
42	Retortillo	Ciudadeja	4	Mínimo	3,20	29,40	0,785	2,30	-	Córdoba
32	Rumblar	Rumblar	4	Mínimo	5,10	51,10	2,175	4,70	-	Jaén
27	San Calixto (Ampliac.)	Genil	5	Mínimo	0,00	0,00	1,720	4,30	CSE	Sevilla
28	San Clemente	Guardal	2	Mínimo	6,20	45,40	2,349	6,60	-	Granada
91	San Ramón (Ampliación)	Genil	5	Mínimo	0,00	0,00	1,220	3,05	CSE	Sevilla
46	Sierra Boyera	Guadiato	4	Mínimo	5,00	16,60	0,690	1,20	-	Córdoba
53	Ubeda la Vieja	Guadalquivir	9	Máximo	25,00	50,00	11,500	25,00	-	Jaén
40	Vadomojón	Guadajoz	3	Mínimo	10,00	55,00	4,500	10,00	-	Jaén
25	Yeguas (bombeo)	Yeguas	4	Máximo	0,00	0,00	62,000	0,00	CSE	Córdoba

Número total de centrales = 18

Potencia total = 133Mw

Producción total = 171Gwh

En definitiva, para los dos horizontes del **PLAN**, el Organismo de cuenca promoverá las centrales hidroeléctricas siguientes:

- BOLERA, LA
- FRANCISCO ABELLAN
- HUESNA
- PORTILLO
- QUIEBRAJANO
- RETORTILLO
- RUMBLAR
- SAN CALIXTO (AMPLIACION)
- SAN CLEMENTE
- SIERRA BOYERA
- UBEDA LA VIEJA
- VADOMOJON
- LA BREÑA
- SAN RAFAEL DE NAVALLANA

Para el primer horizonte del PLAN, se podrán promover la siguientes centrales, correspondientes a embalses ya construidos o en construcción:

- BOLERA, LA
- FRANCISCO ABELLÁN
- HUESNA
- PORTILLO
- QUIEBRAJANO
- RETORTILLO
- RUMBLAR
- SAN CALIXTO (AMPLIACION)
- SAN CLEMENTE
- SIERRA BOYERA
- VADOMOJON

- SAN RAFAEL DE NAVALLANA

De estas centrales, se reservarán las siguientes para ser construidas y explotadas por el Organismo de cuenca:

- HUESNA

- SAN RAFAEL DE NAVALLANA

En la **lámina VII-2** se puede observar la distribución espacial de las futuras centrales hidroeléctricas junto con los tramos reservados para aprovechamientos en grandes centrales.

#### **4.5. CENTRALES EN LA INFRAESTRUCTURA DE LOS CANALES DE LA CUENCA**

Tan sólo se han identificado cuatro centrales en el Canal del Bajo Guadalquivir (CBG).

Son las centrales siguientes, situadas todas ellas en el término municipal de Carmona:

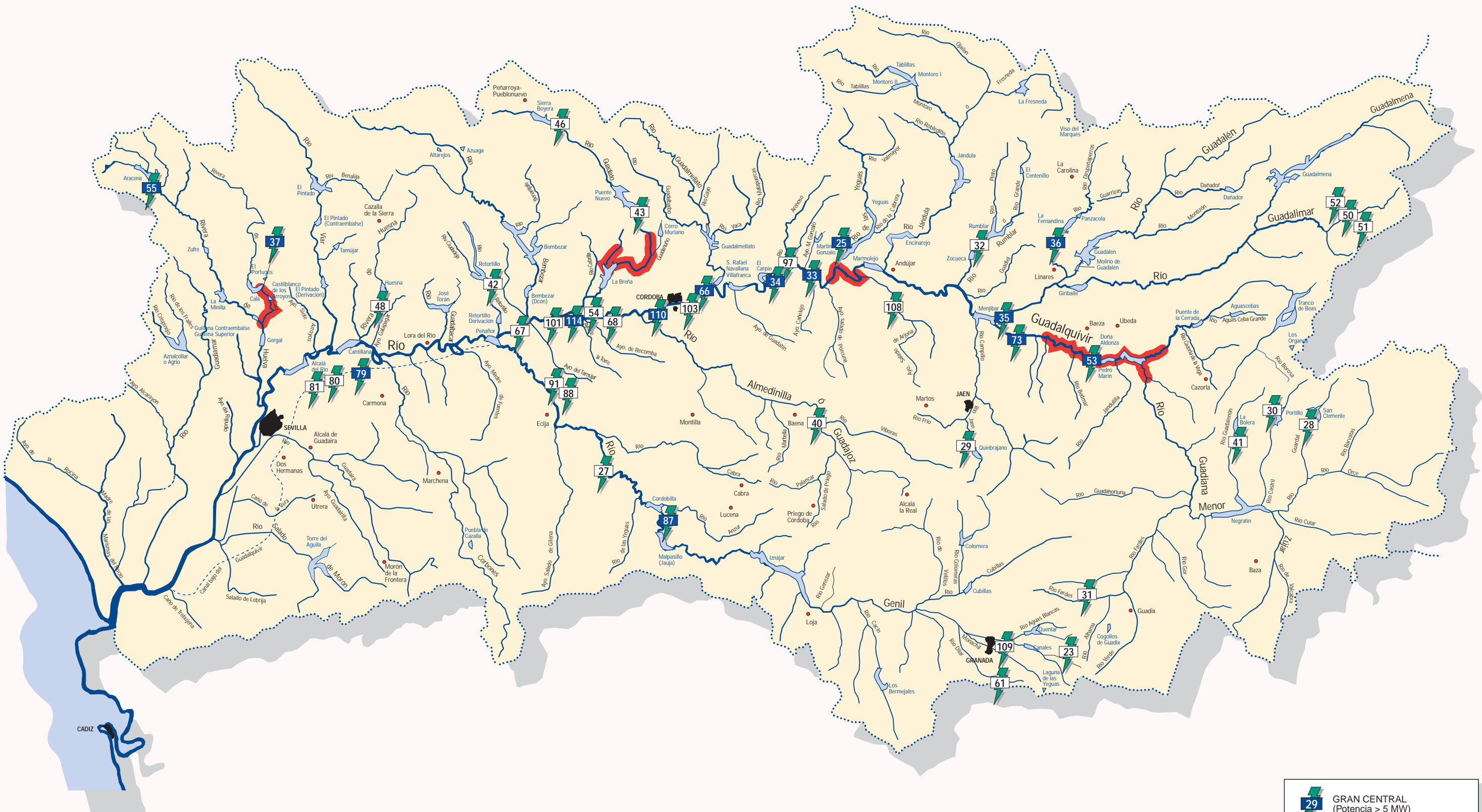
- CBG Salto I, de 4,16 Mw.

- CBG Salto II, de 2,1 Mw.

- CBG Salto III-1 y III-2, en un canal de descarga aliviadero, con potencia total (2 centrales) de 11,4 Mw.

Son centrales consideradas como no interesantes desde el punto de vista económico, hasta el punto que de Compañía Sevillana de Electricidad, concesionaria durante años, ha renunciado a las concesiones.

PLAN HIDROLOGICO DEL GUADALQUIVIR ANEXO VII: EVALUACION DE APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS



DISTRIBUCION ESPACIAL DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS. TRAMOS RESERVADOS

-  GRAN CENTRAL (Potencia > 5 MW)
-  MINICENTRAL (Potencia < 5 MW)
-  TRAMOS RESERVADOS PARA APROVECHAMIENTOS EN GRANDES CENTRALES

## CAPITULO V. CRITERIOS A INCLUIR EN EL PLAN HIDROLOGICO DE CUENCA

### 5.1. CRITERIOS DE EVALUACION

5.1.1. En la evaluación de un aprovechamiento energético, se deberán contemplar los posibles usos alternativos del tramo de río afectado, pudiendo llegar a desestimar, en su caso, la concesión.

5.1.2. En los tramos de río que el Plan Hidrológico reserve para grandes aprovechamientos (potencia superior a 5 MW), no se autorizará la instalación de minicentrales. La relación de tramos inventariados en el presente estudio se recoge en el Capítulo IV.

5.1.3. En la competencia de proyectos para el aprovechamiento energético, tanto en cauces naturales como en infraestructuras del Estado, los criterios básicos de valoración serán los siguientes:

- i) **Máximo tramo de río aprovechado**, compatible con los derechos preexistentes, tanto aguas arriba como aguas abajo.
- ii) **Máximo producible de la central**, debidamente justificado en base a datos hidrológicos, de desnivel, de pérdidas de carga y rendimiento de equipos. Deben quedar bien establecidos los criterios para la definición del caudal de equipamiento de la central.
- iii) **Calidad de la energía**. Se valorarán preferentemente las centrales diseñadas para generación de energía de puntas frente a las fluyentes, siempre que las obras necesarias para ello (embalse de aguas arriba o contraembalse) no supongan una inaceptable afección al ecosistema del cauce y riberas.
- iv) **Medidas propuestas para minimizar la afección ambiental derivada de las obras y de la variación del régimen de caudales, en su caso**.

En particular, se valorarán:

- Respeto al **caudal ecológico** y sistema propuesto para su descarga. Se valorarán aquéllos que necesiten un mínimo seguimiento para su control (preferencia a vertedero de labio fijo frente a conductos regulados por compuertas o válvulas).
- **Adaptación al régimen de explotación preestablecido del tramo.** En caso de centrales de energía de calidad, disposición de contraembalse para regulación del caudal turbinado.
- Situación de **canteras** y su tratamiento post-obra.
- Emplazamiento y tratamiento de **escombreras**.
- Propuestas de **plantaciones**.
- **Plan de señalización** para prevención de accidentes derivados de las instalaciones, tanto en fase de obra como en explotación.
- En caso de embalses, propuesta de **usos para fines recreativos**.

5.1.4. Cuando no existan proyectos en competencia, se evaluarán los mismos criterios referidos al punto iii), medidas de impacto ambiental. Con relación a los criterios técnicos i) y ii), se tendrá en cuenta la hidrología del tramo y la experiencia de otras centrales, cuando existan. En cualquier caso, el criterio básico a seguir será el del mejor aprovechamiento del tramo, en las condiciones de rentabilidad aceptadas por el mercado.

## 5.2. CONDICIONANTES DE EJECUCION

- **Caudal ecológico.** Se fijará en la concesión, de acuerdo con los criterios que establezca el PLAN. La Administración podrá exigir al Peticionario la definición, a su costa, del

caudal ecológico.

- **Afecciones de caudales.** Las concesiones hidroeléctricas de futuros saltos se otorgarán sin derecho a indemnización por las mermas de caudales, o variaciones en el régimen de éstos, que supongan las nuevas concesiones para usos con derechos preferentes situados aguas arriba o aguas abajo del aprovechamiento hidroeléctrico, con la condición de que dichas nuevas concesiones estén recogidas en el Plan Hidrológico de cuenca.
- **Régimen de turbinado.** Cuando proceda la Administración podrá imponer en la concesión un determinado régimen de turbinado, en función de los derechos preexistentes aguas abajo, o futuros incluidos en el Plan Hidrológico de cuenca, sin perjuicio de que el Peticionario pueda proponer la construcción de algún elemento, contraembalse por ejemplo, que dote al aprovechamiento de una mayor libertad de explotación.
- **Medidas para minimizar el impacto ambiental.** El beneficiario del aprovechamiento vendrá obligado a realizar el conjunto de medidas necesarias para minimizar la afectación ambiental: escalas de peces, plantaciones, tratamientos de canteras y escombreras, etc.
- **Control de caudales.** Con el fin de facilitar el seguimiento del régimen de caudales del aprovechamiento y su adecuación a los criterios concesionales, la Administración podrá imponer la construcción, a costa del Peticionario, de una instalación de medida de caudales.

**APENDICE 1**  
**RELACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS.**  
**CARACTERISTICAS PRINCIPALES**

RELACION DE CENTRALES. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q	H	POTENCIA	PRODUCCION	CONCESIONARIO	TERMINO	PROVINCIA	OBS.	ETAPA
					(m <sup>3</sup> /s)	(m)	(Mw)	(Gwh)		MUNICIPAL			
64	ARQUILLOS	GUADALIMAR	1	MINIMO	0,00	0,0	1,024	2,56	PRODCC. HIDRETCAS	ARQUILLOS	JAEN	1C	A
0	BATANES LOS AN.	ESCORIAL	1	MINIMO	0,00	0,0	0,240	0,60	HIDROTICA BALCANES		ALBACETE	1C	A
102	CHOZUELAS	GUADALQUIVIR	1	MINIMO	0,00	0,0	0,344	0,86	CSE	VILLANUEVA ARZOBISPO	JAEN	1C	A
96	ESCUDELOS	GUADALIMAR	1	MINIMO	0,00	0,0	1,080	2,70	CSE	RUS	JAEN	1C	A
36	FERNANDINA, LA	GUARRIZAS	1	MAXIMO	0,00	0,0	6,000	15,00	MICROCEN. ANDALUCI	VILCHES	JAEN	1F	C
35	GIRIBAILE	GUADALQUIVIR	1	MAXIMO	25,00	55,0	11,000	30,00	CSE	IBROS	JAEN	1F	C
17	GUADALEN	GUADALEN	1	MAXIMO	0,00	0,0	5,120	0,25	CSE	ARQUILLOS, VILCHES	JAEN	1C	A
19	GUADALMENA	GUADALMENA	1	MAXIMO	0,00	0,0	15,200	3,51	CSE	CHICLANA DE LA SIERRA	JAEN	1C	A
52	MARIA LETICIA	FRIO	1	MINIMO	0,63	56,8	0,325	1,35	FENOSA	COTILLAS	ALBACETE	1C	AC
83	MOLINO GUADALEN	GUADALEN	1	MINIMO	0,00	0,0	2,560	6,40	CHG	VILCHES	JAEN	1C	A
51	NTRA. S. MILAGRO	FRIO	1	MINIMO	0,40	91,3	0,292	1,10	FENOSA	COTILLAS	ALBACETE	1C	AC
56	ORGANOS, LOS	BOROSA	1	MINIMO	0,00	0,0	1,920	5,86	FEDASA	CAZORLA IRUELA S.	JAEN	1C	A
50	SAN FCO. JAVIER	FRIO	1	MINIMO	0,63	103,4	0,400	1,66	FENOSA	COTILLAS	ALBACETE	1C	AC
18	TRANCO	GUADALQUIVIR	1	MAXIMO	0,00	0,0	39,800	18,31	CSE	HORNOS SEGURA	JAEN	1C	A
65	VADO HOLLAS	GUADALIMAR	1	MINIMO	0,00	0,0	0,360	0,90	CSE	UBEDA LIBROS	JAEN	1C	A
41	BOLERA, LA	GUADALENTIN	2	MINIMO	4,60	33,8	1,289	5,70		POZO-ALCON	JAEN	1F	C
95	CANAL, LA	CANAL, LA	2	MINIMO	0,00	0,0	0,640	1,60	FEDASA	QUESADA	JAEN	1C	A
0	CAPELLAN, EL	GUADIANA MENOR	2	MINIMO	0,00	0,0	0,074	0,01	CARDENETE ORTEGA		JAEN	1C	A
75	DUDA, LA	GUARDAL	2	MINIMO	0,00	0,0	0,072	0,18	CSE	DUDA	GRANADA	1C	A
31	FRANCISCO ABELLAN	FARDES	2	MINIMO	0,00	72,0	2,300	4,15		LA PEZA, GRAENA	GRANADA	1F	B
84	JEREZ I	ALCAZAR	2	MINIMO	0,00	0,0	0,042	0,10	CSE	JERES DEL MARQUESADO	GRANADA	1C	A
85	JEREZ II	ALCAZAR	2	MINIMO	0,00	0,0	0,160	0,40	CSE	JERES DEL MARQUESADO	GRANADA	1C	A
94	LAPEZA	FARDES	2	MINIMO	0,00	0,0	0,176	0,44	CSE	LAPEZA	GRANADA	1C	A
58	NACIMIENTO	CASTRIL	2	MINIMO	0,00	0,0	1,200	4,51	CSE	CASTRIL	GRANADA	1C	A
13	NEGRATIN	GUADIANA MENOR	2	MAXIMO	0,00	0,0	9,000	22,50	CSE	FREILA	GRANADA	1C	C
59	ORIGINAL, LA	CASTRIL	2	MINIMO	0,00	0,0	0,215	0,54	CSE	CASTRIL	GRANADA	1C	A
30	PORTILLO	CASTRIL	2	MINIMO	0,00	55,5	1,767	2,49		CASTRIL	GRANADA	1F	B
76	SALERO, EL	GUARDAL	2	MINIMO	0,00	0,0	0,072	0,18	CSE	HUESCAR	GRANADA	1C	A
0	SALON, EL	GUADIANA MENOR	2	MINIMO	0,00	0,0	0,042	0,04	RIVA COLLADO PURIF		JAEN	1C	A
28	SAN CLEMENTE	GUARDAL	2	MINIMO	6,20	45,4	2,349	6,60		HUESCAR	GRANADA	1F	C

RELACION DE CENTRALES. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q	H	POTENCIA	PRODUCCION	CONCESIONARIO	TERMINO	PROVINCIA	OBS.	ETAPA
					(m <sup>3</sup> /s)	(m)	(Mw)	(Gwh)		MUNICIPAL			
108	CERRAJON, EL	SALADO DE ARJONA	3	MINIMO	0,00	0,0	0,152	0,38	HIDRO CERRAJON, EL		CORDOBA	1C	A
29	QUIEBRAJANO	QUIEBRAJANO	3	MINIMO	1,00	40,5	0,336	1,20		VALDEPEÑAS	JAEN	1F	C
105	RIOFRIO	RIOFRIO	3	MINIMO	0,00	0,0	0,800	2,00	CSE	VILLARES, LOS	JAEN	1C	A
40	VADOMOJON	GUADAJOZ	3	MINIMO	10,00	55,0	4,500	10,00		BAENA	JAEN	1F	BC
78	VALDEPEÑAS	VIBORAS	3	MINIMO	0,00	0,0	0,924	2,31	CSE	VALDEPEÑAS	JAEN	1C	A
6	BEMBEZAR	BEMBEZAR	4	MAXIMO	0,00	0,0	15,120	23,20	CSE	HORNACHUELOS	CORDOBA	1C	A
45	BREÑA, LA	GUADIATO	4	MAXIMO	16,50	39,5	5,081	12,70	PRH	ALMODOVAR	CORDOBA	1C	C
21	ENCINAREJO	JANDULA	4	MAXIMO	0,00	0,0	8,320	3,23	CSE	ANDUJAR	JAEN	1C	A
7	GUADALMELLATO	GUADALMELLATO	4	MAXIMO	0,00	0,0	5,120	1,54	CSE	CORDOBA	CORDOBA	1C	A
22	JANDULA (RENOV)	JANDULA	4	MAXIMO	27,00	75,0	15,000	20,00	CSE	ANDUJAR	JAEN	1CF	AC
43	PUENTE NUEVO	GUADIATO	4	MINIMO	9,00	33,0	2,650	9,00	CSE	VILLAVICIOSA	CORDOBA	1F	A
42	RETORTILLO	CIUDADEJA	4	MINIMO	3,20	29,4	0,785	2,30		PEÑAFLORES	CORDOBA	1F	C
32	RUMBLAR	RUMBLAR	4	MINIMO	5,10	51,1	2,175	4,70		BAÑOS DE LA ENCINA	JAEN	1F	C
44	SAN RAFAEL NAVALLANA	GUADALMELLATO	4	MINIMO	0,00	46,5	4,810	8,60		CORDOBA	CORDOBA	1F	B
46	SIERRA BOYERA	GUADIATO	4	MINIMO	5,00	16,6	0,690	1,20		BELMEZ	CORDOBA	1F	C
25	YEGUAS	YEGUAS	4	MAXIMO	0,00	0,0	7,000	17,50	PRH	MONTORO	CORDOBA	1F	C
25	YEGUAS (BOMBEO)	YEGUAS	4	MAXIMO	0,00	0,0	62,000	0,00	CSE	MONTORO	CORDOBA	1F	C
86	ACEÑA LOS MTEZ	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	0,728	1,82	CSE	ALAMEDA	MALAGA	1C	A
87	BADOLATOSA	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	28,000	70,00	CSE	BADOLATOSA	SEVILLA	1F	A
63	BALNEARIO	ALHAMA	5	MINIMO	0,00	0,0	0,040	0,21	BALNEARIO ALHAMA	ALHAMA	GRANADA	1C	A
24	BERMEJALES	CACIN	5	MINIMO	0,00	0,0	2,400	1,04	CHG	ARENAS DEL REY	GRANADA	1C	A
57	CACIN	CACIN	5	MINIMO	0,00	0,0	0,320	0,80	CSE	CACIN	GRANADA	1C	A
12	CANALES	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	8,800	22,00	CSE	GUEJAR-SIERRA	GRANADA	1C	A
9	CORDOBILLA	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	15,300	25,95	CSE	PUENTE GENIL	CORDOBA	1C	A
89	CORTES VALLES	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	0,440	1,10	CSE	ECIJA	SEVILLA	1C	A
88	CORTES VALLES (AMPL.)	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	0,900	2,25	CSE	ECIJA	SEVILLA	1F	A
77	DIECHAR	MONACHIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,000	3,46	STA, MARTA	MONACHIL	GRANADA	1C	A
62	DILAR	DILAR	5	MINIMO	0,00	0,0	3,360	12,02	CSE	DILAR	GRANADA	1C	A
61	DILAR II, BOMBEO	DILAR	5	MINIMO	0,00	0,0	4,400	0,00	CSE	DILAR	GRANADA	1F	A

RELACION DE CENTRALES. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q	H	POTENCIA	PRODUCCION	CONCESIONARIO	TERMINO	PROVINCIA	OBS.	ETAPA
					(m <sup>3</sup> /s)	(m)	(Mw)	(Gwh)		MUNICIPAL			
112	GRANADA E.	AYNADAMAR	5	MINIMO	0,00	0,0	0,040	0,10	STA, BARBARA	GRANADA	GRANADA	1C	A
60	HUETOR	DARRO	5	MINIMO	0,00	0,0	0,170	0,42	STA, BARBARA	HUETOR	GRANADA	1C	A
11	IZNAJAR	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	76,800	19,78	CSE	RUTE	MALAGA	1C	A
10	JAUJA	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	5,400	8,36	CSE	LUCENA	CORDOBA	1C	A
93	LOJEÑA	GENEZAR	5	MINIMO	0,00	0,0	0,175	0,44	CSE	LOJA	GRANADA	1C	A
23	MAITENA	MAITENA	5	MINIMO	1,40	248,0	3,000	10,00	CSE	GÜEJAR	GRANADA	1F	C
115	MONACHIL	MONACHIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,355	3,39	PRDCC, HIDRETCAS	MONACHIL	GRANADA	1C	A
106	MOOLIN	VELILLOS	5	MINIMO	0,00	0,0	0,272	0,68	CSE	VELILLOS	GRANADA	1C	A
90	NUEVO CASTILLO	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	4,360	9,63	CSE	GUEJAR SIERRA	GRANADA	1C	A
113	PALMA	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	0,060	0,15	ETRO HARINERA	PALMA DEL RIO	CORDOBA	1C	A
109	PINOS GENIL	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,924	4,81	CSE	PINOS GENIL	GRANADA	1C	A
0	POTRIL	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	0,240	0,60	CSE		SEVILLA	1C	A
26	SAN CALIXTO	GENIL	5	MAXIMO	0,00	0,0	9,440	1,92	CSE	HERRERA	SEVILLA	1C	A
27	SAN CALIXTO (AMPL.)	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,720	4,30	CSE	HERRERA	SEVILLA	1F	A
92	SAN RAMON	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,024	1,46	CSE	ECIJA	SEVILLA	1C	A
91	SAN RAMON (AMPL.)	GENIL	5	MINIMO	0,00	0,0	1,220	3,05	CSE	ECIJA	SEVILLA	1F	A
82	VILLEN CRUZ	FRIO	5	MINIMO	0,00	0,0	0,100	0,25	VILLEN CRUZ LEOPOL	RIOFRIO	GRANADA	1C	A
81	C.B.G. SALTO I	GUADALQUIVIR	6	MINIMO	0,00	0,0	4,160	10,40	CSE	CARMONA	CORDOBA	1F	A
79	C.B.G.SAL.IIH+III-2	GUADALQUIVIR	6	MAXIMO	81,00	16,5	11,400	42,00	CSE	CARMONA	SEVILLA	1F	C
80	C.B.G.SALTO II	GUADALQUIVIR	6	MINIMO	90,00	2,7	2,100	13,80	CSE	CARMONA	SEVILLA	1F	C
49	ARACENA	RIVERA DE HUELVA	7	MINIMO	0,00	0,0	4,750	11,87	EMASESA	ARACENA	HUELVA	1C	A
55	ARACENA P.P	RIVERA DE HUELVA	7	MAXIMO	0,00	0,0	8,750	21,88	EMASESA	ARACENA	HUELVA	1F	C
2	CALA	RIVERA DE CALA	7	MAXIMO	0,00	0,0	12,800	19,98	CSE	RONQUILLO, EL	SEVILLA	1C	A
37	CALA (RENOV)	RIVERA DE CALA	7	MAXIMO	12,08	174,0	18,100	27,10	CSE	RONQUILLO, EL	SEVILLA	1F	C
3	GUILLENA	RIVERA DE HUELVA	7	MAXIMO	0,00	0,0	210,000	0,00	CSE	GUILLENA	SEVILLA	1C	A
48	HUESNA	RIBERA DE HUESNA	7	MINIMO	0,00	66,5	2,500	3,29		EL PEDROSO	SEVILLA	1F	B
47	MINILLA, LA	RIVERA DE HUELVA	7	MINIMO	0,00	0,0	2,375	5,01		RONQUILLO, EL	SEVILLA	1C	A
1	PINTADO, EL	VIAR	7	MAXIMO	0,00	0,0	33,200	41,64	CSE	CAZALLA DE LA SIERRA	SEVILLA	1C	A
107	S. NICOLAS PTO.	RIBERA DE HUESNA	7	MINIMO	0,00	0,0	0,220	0,55	CSE	S. NICOLAS PTO.	SEVILLA	1C	A

RELACION DE CENTRALES. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q	H	POTENCIA	PRODUCCION	CONCESIONARIO	TERMINO	PROVINCIA	OBS.	ETAPA
					(m <sup>3</sup> /s)	(m)	(Mw)	(Gwh)		MUNICIPAL			
4	ALCALA DEL RIO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	6,080	11,61	CSE	ALCALA DEL RIO	SEVILLA	1C	A
66	ALCOLEA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	9,040	22,60	CSE	ALCOLEA	CORDOBA	1F	A
68	ALMODOVAR DEL RIO	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	4,100	10,25	MEDIT. ENERGIAS	ALMODOVAR DEL RIO	CORDOBA	1F	A
111	BARCA DEL ARENAL	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	10,080	25,20	CSE	PALMA DEL RIO	CORDOBA	1F	A
5	CANTILLANA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	6,320	9,20	CSE	CANTILLANA	SEVILLA	1C	A
34	CARPIO II, EL	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	120,00	18,0	17,500	64,80	CSE	CARPIO, EL	CORDOBA	1F	C
8	CARPIO, EL	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	8,400	20,73	CSE	CARPIO, EL	CORDOBA	1C	A
39	CASILLAS	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	80,00	3,7	2,500	9,00	CSE	CORDOBA	CORDOBA	1F	C
103	CORDOBA	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	4,980	12,45	MEDIT. ENERGIAS	CORDOBA	CORDOBA	1F	A
16	DOÑA ALDONZA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	10,400	12,57	CSE	JODAR	JAEN	1C	A
38	ESPELUY	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	75,00	12,5	7,650	25,20	CSE	ESPELUY	JAEN	1F	C
101	FUENTE PALMERA	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	3,050	7,62		FUENTE PALMERA	CORDOBA	1F	A
114	GUADIATO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	12,240	30,60		ALMODOVAR	CORDOBA	1F	A
97	ISABELA, LA	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	1,650	0,60	MEDIT. ENERGIAS	MONTORO	CORDOBA	1F	A
20	MARMOLEJO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	16,960	18,74	CSE	MARMOLEJO	JAEN	1C	A
70	MENGIBAR	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	4,200	5,74	CSE	MENGIBAR	JAEN	1C	A
33	MONTORO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	100,00	16,0	13,800	46,00	CSE	MONTORO	CORDOBA	1F	C
67	PALMA DEL RIO	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	3,050	7,62		PALMA DEL RIO	CORDOBA	1F	A
0	PEÑA DE LA SAL	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	1,650	4,12	MEDIT. ENERGIAS		SEVILLA	1F	A
15	PEDRO MARIN	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	13,200	12,79	CSE	JODAR	JAEN	1C	A
54	POSADAS	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	80,00	4,1	2,800	11,30	CSE	POSADAS	CORDOBA	1F	C
73	PUENTE DEL OBISPO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	60,00	21,0	10,200	34,00	CSE	BAEZA	JAEN	1F	C
14	PUENTE LA CERRADA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,0	7,520	8,91	CHG	JODAR. PEAL DE BECERO	JAEN	1C	A
99	RACIONEROS	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	2,240	3,02	CSE	BEJIGAR	JAEN	1C	A
98	SAN RAFAEL	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	1,356	3,39	CSE	ESPELUY	JAEN	1C	A
53	UBEDA LA VIEJA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	25,00	50,0	11,500	25,00	CSE	UBEDA	JAEN	1F	C
100	VALTODANO	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	3,162	2,49	CSE	ANDUJAR	JAEN	1C	A
104	VEGA, LA	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	1,920	3,76	CSE	MONTORO	CORDOBA	1C	A
71	VILLA DEL RIO	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	100,00	16,0	14,100	48,10	CSE	MARMOLEJO	CORDOBA	1F	C
69	VILLAFRANCA	GUADALQUIVIR	9	MINIMO	0,00	0,0	4,320	7,63	CSE	VILLAFRANCA	CORDOBA	1C	A

RELACION DE CENTRALES. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

Nº	NOMBRE	RIO	ZONA	MAXIMO/MINIMO	Q (m <sup>3</sup> /s)	H (m)	POTENCIA (Mw)	PRODUCCION (Gwh)	CONCESIONARIO	TERMINO MUNICIPAL	PROVINCIA	OBS.	ETAPA
72	VILLANUEVA DE LA R.	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,00	18,920	47,30	CSE	VILLANUEVA DE LA REINA	JAEN	1F	A
110	VILLARUBIA	GUADALQUIVIR	9	MAXIMO	0,00	0,00	11,200	28,00		CORDOBA	CORDOBA	1F	A