ENERGÍA HIDROELÉCTRICA Y TRANSICIÓN ECOLÓGICA

ESTANISLAO ARANA GARCÍA
JESÚS CONDE ANTEQUERA
Directores

ASENSIO NAVARRO ORTEGA
BELÉN BURGOS GARRIDO
Coordinadores

Energía hidroeléctrica y transición ecológica

Prólogo
Íñigo del Guayo Castiella

Autores

José Francisco Alenza García
Estanislao Arana García
Esteban Arimany Lamoglia
Belén Burgos Garrido
David Castro Valdivia
Jesús Conde Antequera
Fernando Delgado Ramos
Fabrizio Fracchia
Ramón Huapaya
Lorenzo Mellado Ruiz
Andrés Molina Giménez
Asensio Navarro Ortega
Johann-Christian Pielow
Pasquale Pantalone
Purificación Rubio Bravo
Ángel Ruíz de Apodaca
Leonardo Sánchez-Mesa
María Asunción Torres López

Proyecto TED2021-132418B-I00,
financiado por MICIU/AEI /10.13039/501100011033
y por la Unión Europea NextGenerationEU/ PRTR

Proyecto I+D+i PID2021-128816OB-I00,
financiado por AEI/10.13039/501100011033/FEDER, UE

ARANZADI

© **Estanislao Arana García y Jesús Conde Antequera (Dirs.), Asensio Navarro Ortega y Belén Burgos Garrido (Coords.) y autores**, 2025
© **ARANZADI LA LEY, S.A.U.**

ARANZADI LA LEY, S.A.U.
C/ Collado Mediano, 9
28231 Las Rozas (Madrid)
www.aranzadilaley.es
Atención al cliente: https://areacliente.aranzadilaley.es/publicaciones

Primera edición: Noviembre 2025

Depósito Legal: M-24251-2025
ISBN versión impresa: 978-84-1085-423-9
ISBN versión electrónica: 978-84-1085-424-6

Esta obra ha sido financiada y es resultado del Proyecto TED2021-132418B-I00, financiado por MICIU/AEI /10.13039/501100011033 y por la Unión Europea NextGenerationEU/ PRTR. Proyectos orientados a la transición ecológica y a la transición digital, Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, Ministerio de Ciencia e Innovación, "El binomio agua-energía: claves jurídicas para la transición a un sistema energético autosuficiente y sostenible".
Asimismo, esta obra es resultado del Proyecto I+D+i PID2021-128816OB-I00, financiado por AEI/10.13039/501100011033/FEDER, UE. Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2021-2023, Ministerio de Ciencia e Innovación: "El binomio agua y
energía: régimen jurídico de las concesiones hidroeléctricas y su necesaria revisión en un contexto de crisis energética y cambio climático".

Diseño, Preimpresión e Impresión: ARANZADI LA LEY, S.A.U.
Printed in Spain

© ARANZADI LA LEY, S.A.U. Todos los derechos reservados. A los efectos del art. 32 del Real Decreto Legislativo 1/1996, de 12 de abril, por el que se aprueba la Ley de Propiedad Intelectual, ARANZADI LA LEY, S.A.U., se opone expresamente a cualquier utilización del contenido de esta publicación sin su expresa autorización, lo cual incluye especialmente cualquier reproducción, modificación, registro, copia, explotación, distribución, comunicación, transmisión, envío, reutilización, publicación, tratamiento o cualquier otra utilización total o parcial en cualquier modo, medio o formato de esta publicación.
Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra solo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la Ley. Diríjase a **Cedro** (Centro Español de Derechos Reprográficos, **www.cedro.org**) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra.
El editor y los autores no asumirán ningún tipo de responsabilidad que pueda derivarse frente a terceros como consecuencia de la utilización total o parcial de cualquier modo y en cualquier medio o formato de esta publicación (reproducción, modificación, registro, copia, explotación, distribución, comunicación pública, transformación, publicación, reutilización, etc.) que no haya sido expresa y previamente autorizada.
El editor y los autores no aceptarán responsabilidades por las posibles consecuencias ocasionadas a las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar como resultado de alguna información contenida en esta publicación.
ARANZADI LA LEY no será responsable de las opiniones vertidas por los autores de los contenidos, así como en foros, chats, u cualesquiera otras herramientas de participación. Igualmente, ARANZADI LA LEY se exime de las posibles vulneraciones de derechos de propiedad intelectual y que sean imputables a dichos autores.
ARANZADI LA LEY queda eximida de cualquier responsabilidad por los daños y perjuicios de toda naturaleza que puedan deberse a la falta de veracidad, exactitud, exhaustividad y/o actualidad de los contenidos transmitidos, difundidos, almacenados, puestos a disposición o recibidos, obtenidos o a los que se haya accedido a través de sus PRODUCTOS. Ni tampoco por los Contenidos prestados u ofertados por terceras personas o entidades.
ARANZADI LA LEY se reserva el derecho de eliminación de aquellos contenidos que resulten inveraces, inexactos y contrarios a la ley, la moral, el orden público y las buenas costumbres.
Nota de la Editorial: El texto de las resoluciones judiciales contenido en las publicaciones y productos de **ARANZADI LA LEY, S.A.U.**, es suministrado por el Centro de Documentación Judicial del Consejo General del Poder Judicial (Cendoj), excepto aquellas que puntualmente nos han sido proporcionadas por parte de los gabinetes de comunicación de los órganos judiciales colegiados. El Cendoj es el único organismo legalmente facultado para la recopilación de dichas resoluciones. El tratamiento de los datos de carácter personal contenidos en dichas resoluciones es realizado directamente por el citado organismo, desde julio de 2003, con sus propios criterios en cumplimiento de la normativa vigente sobre el particular, siendo por tanto de su exclusiva responsabilidad cualquier error o incidencia en esta materia.

Consejo Asesor Aranzadi LA LEY

D. Luis María Cazorla (Presidente)
Presidente de la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación de España

D. Alberto Palomar (Secretario)
Magistrado de lo contencioso-administrativo (EV)

D. Ricardo Alonso
Catedrático de Derecho Administrativo y de la UE

D. Moisés Barrio
Letrado del Consejo de Estado

D. Jacobo Manuel Barja de Quiroga López
Presidente de la Sala de lo Militar del Tribunal Supremo

D. Alfredo Berges
Presidente de UNE

D.ª Sonia Calaza
Decana de la Facultad de Derecho de la UNED
Catedrática de Derecho procesal de la UNED

D.ª Concepción Campos
Experta en Gestión Pública y Presidenta de la Asociación de Mujeres en el Sector Público

D.ª Ana Belén Campuzano
Catedrática de Derecho mercantil de la Universidad CEU San Pablo

D. Adolfo Díaz Ambrona
Secretario General de la Cámara de Comercio de España

D. Antonio Fernández de Buján y Fernández
Académico de Número de las Reales Academias de Jurisprudencia y Legislación de España y de Galicia

D.ª Isabel Fernández Torres
Catedrática (Ac.) de Derecho Mercantil

D.ª Ana Fernández-Tresguerres
Notaria de Madrid

D. José Luis García Delgado
Catedrático de Economía Aplicada. Univ. Nebrija

D.ª Piedad García-Escudero
Letrada de las Cortes Generales

D. Rafael García Meiro
Consejero Delegado/CEO de AENOR

D. Isaac Merino Jara
Magistrado del Tribunal Supremo (Sala de lo Contencioso-Administrativo)

D.ª Encarnación Roca
Catedrática de Derecho Civil

D. Antonio V. Sempere Navarro
Magistrado del Tribunal Supremo

D.ª Rosario Silva
Abogada del Estado

D. Eduardo Torres-Dulce
Fiscal

Índice General

Página

PRÓLOGO

SOBRE EL SENTIDO DE LA REGULACIÓN DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS

ÍÑIGO DEL GUAYO CASTIELLA 32

PRIMERA PARTE
RÉGIMEN ENERGÉTICO Y ENERGÍAS RENOVABLES.
EL PAPEL DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA
EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

CAPÍTULO 1

EL RÉGIMEN JURÍDICO DE LA ENERGÍA EN LA UNIÓN EUROPEA

PROF. DR. JOHANN-CHRISTIAN PIELOW..... 35

1. La narrativa política energética de la Unión..... 35

1.1. Unión de la Energía y el Clima 36

1.2. Pacto Verde Europeo, REPowerEU, Plan Industrial 37

1.3. Plan Industrial del Pacto Verde y Pacto por una Industria Limpia..... 39

2. Ejes jurídicos del binomio energía y clima 41

2.1. Requisitos generales 42

a) Objetivos solo indicativos 43

b) Objetivos vinculantes 44

2.2. Los dos niveles centrales de regulación 45

Página

a) Derecho de la economía energética: Mercado interior 45

b) Legislación en materia de energía, medio ambiente y protección del clima 47

a) Energías renovables y eficiencia energética 47

b) Derecho de medioambiente en general 47

c) Aspectos financieros y ayudas estatales 48

d) Aspectos fiscales 49

2.3. En concreto: la intensificación del fomento de las energías renovables 49

a) Zonas prioritarias para instalaciones de EE. RR. ... 50

b) Procedimientos acelerados 51

3. Relevancia y tensiones en el binomio agua-energía 52

3.1. Energía hidroeléctrica y otros usos energéticos del agua 52

3.2. Energía hidroeléctrica y el "buen estado" de las aguas 54

4. Conclusión y perspectivas 56

CAPÍTULO 2

LA REGULACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA: OBJETIVOS, DEBERES Y DERECHOS

JOSÉ FRANCISCO ALENZA GARCÍA 57

1. El grupo normativo de las energías renovables 57

1.1. Descripción 57

1.2. Características del grupo normativo de la transición energética y de las energías renovables 60

2. Los objetivos energéticos y climáticos en el ordenamiento español: la transición energética y la descarbonización 61

3. Los principios de la transición energética, en particular el principio pro renovables 63

4. Las medidas para la transición energética y la descarbonización 65

4.1. Prohibiciones y limitaciones de las energías fósiles 65

Página

4.2. Deberes de establecimiento de energías renovables 66
4.3. El fomento de las energías renovables 68
4.3.1. Diversidad de instrumentos de fomento 68
4.3.2. El régimen económico 69
4.4. La aceleración de la autorización de los proyectos de energías renovables y su tensión con el principio de cohesión social y protección ambiental 70
5. Los derechos en la transición energética renovable 74
5.1. Derechos de los consumidores eléctricos 75
5.2. Derechos de los nuevos sujetos del mercado eléctrico: autoconsumidores y comunidades energéticas 76
5.2.1. Derechos del prosumidor (productor-consumidor) 77
5.2.2. Derecho a la constitución y participación en comunidades energéticas 77
5.3. Derecho a la neutralidad climática 78
6. Bibliografía 80

CAPÍTULO 3

RÉGIMEN ENERGÉTICO Y ENERGÍAS RENOVABLES EN ITALIA

FABRIZIO FRACCHIA Y PASQUALE PANTALONE 83

1. Transición energética y el marco general en tema de energía: Constitución, disciplina europea y Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia 83
2. La mezcla energética nacional actual 87
3. Los objetivos de descarbonización 90
4. Transición y otros objeticos; crisis geopolítica y nuevas metas 91
5. Notas sobre las herramientas jurídicas implicadas en la transición 92
6. El decreto legislativo 190/2024 94
7. Una reflexión teórica concluyente sobre la fisonomía jurídica y el régimen de las transiciones, a partir de la energética 97

Página

CAPÍTULO 4

ARBITRAJE INTERNACIONAL EN MATERIA DE ENERGÍA

RAMÓN HUAPAYA TAPIA 105

1. El desarrollo global de la inversión en energía 105

2. La inversión en energía. Condicionantes para su desarrollo. La cuestión relacionada a la solución de conflictos Estado-inversionista en los mercados energéticos. ¿Sólo una cuestión "países desarrollados" vs "países no desarrollados receptores de inversión"? ¿Por qué son importantes los mecanismos de solución de controversias para las inversiones en energía? 107

3. El arbitraje como medio de solución de controversias entre Estados e inversionistas, al amparo de tratados como CIADI — ECT, BIT's y Acuerdos de promoción de inversiones de "tercera generación": TLC´s 109

3.1. Origen: el arbitraje como instancia neutral para resolver conflictos (despolitizada), usado desde lo mercantil hacia lo internacional público y administrativo 109

3.2. El derecho aplicable a los arbitrajes de inversión ¿derecho administrativo global? 111

3.3. Argumentos en pro del arbitraje para solucionar controversias entre Estados e inversionistas 111

3.4. Cuestionamientos al arbitraje (en el derecho público y en el derecho internacional de las inversiones) 112

3.4.1. Sesgos proinversionista e incluso anti-Estados. 113

3.4.2. Los conflictos de interés de los árbitros..... 113

3.4.3. La cuestión de la potestad soberana de regular (evolución en los tratados de inversión) *versus* el arbitraje como mecanismo de solución de controversias..... 114

3.4.4. Transparencia y publicidad 115

3.4.5. Inexistencia de jurisprudencia o "stare decisis". 115

Página

3.4.6. Reformas a los sistemas de arbitraje de inversiones. CIADI / ECT / TLC's o Tratados de última generación 116

4. Tipos de conflictos sujetos a arbitraje internacional de inversiones 117

5. Problemas de fondo relativos al arbitraje internacional en energía 119

5.1. ¿Pacta sunt servanda en los contratos es igual a Pacta sunt servanda en la regulación? 120

5.2. La definición de "inversor" bajo los tratados internacionales de inversión 121

5.3. La definición de "inversión" bajo los tratados internacionales de inversión 122

5.4. Problemas de jurisdicción arbitral 122

5.5. La norma jurídica invocada como lesión al Tratado de Inversión. El problema de la indefinición normativa y jurisprudencial de los denominados "estándares de protección a la inversión". Análisis de los principales estándares 123

5.5.1. El Trato Justo y Equitativo 123

5.5.2. *Full Protection and Security* (Protección y seguridad plenas) 124

5.5.3. Expropiación 124

5.5.4. "Cláusula Paraguas" 125

5.5.5. "Trato Nacional" y "Nación más favorecida" ... 126

5.5.6. Protección de la confianza y estabilidad normativa 126

5.5.7. ¿Estamos frente a una "fábrica de principios" derivados del estándar del Trato Justo y Equitativo (PALOMBINO)? 127

5.6. Brevísimo comentario respecto del conflicto entre tratados de inversión (e.g. ECT) vs Derecho de la Unión Europea ¿Incompatibilidad? Sentencias TJUE Achmea y Komstroy y el retiro de la UE del ECT (2024) 127

6. Reflexión conclusiva 128

Página

CAPÍTULO 5

EL PROTAGONISMO DEL SECTOR HIDROELÉCTRICO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: LA TRANSICIÓN JUSTA

ESTANISLAO ARANA GARCÍA 129

1. Del "desarrollo sostenible" a la "transición ecológica": el nuevo marco de las relaciones entre la economía y el medio ambiente. 129

2. La transición energética como pilar esencial de la transición ecológica: especial referencia a la generación hidroeléctrica con instalaciones no fluyentes o reversibles 134

3. La "transición justa" o la dimensión social de la "transición ecológica" 136

4. La transición justa en el ámbito energético: la estrategia de transición justa, las zonas de transición justa y los convenios de transición justa..... 139

5. Acceso prioritario a la capacidad de evacuación eléctrica y derecho prioritario al uso y volumen de agua de concesiones extintas con motivo de la descarbonización como criterios específicos de transición justa en el ámbito energético..... 143

5.1. Nudos de transición justa 145

5.1.1. Los concursos de nudos de transición justa tramitados hasta el momento 154

5.2. Concesiones de agua para transición justa..... 159

SEGUNDA PARTE
EL USO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO
Y DE LAS OBRAS HIDRÁULICAS PARA LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO 6

LAS CONCESIONES PARA EL USO INDUSTRIAL DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y LA IMPLANTACIÓN DEL NUEVO USO DE ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE LA ENERGÍA

JESÚS CONDE ANTEQUERA..... 165

1. El uso del agua para producción de electricidad: régimen de control administrativo 165

Página

1.1. La complejidad y extensión del régimen del control administrativo de la producción de energía hidroeléctrica 165

1.2. Los usos del dominio público hidráulico: el uso para producción de electricidad y sus títulos habilitantes 168

2. El papel de la energía hidráulica y la adaptación del TRLA para el logro de los objetivos de la LCCTE 174

2.1. Los objetivos energéticos y ambientales de la LCCTE 174

2.2. Previsiones de la LCCTE en relación con los usos del DPH para producción de energía 176

3. El uso "almacenamiento hidráulico de energía": sus ventajas y problemática asociada 177

3.1. La incorporación del uso de almacenamiento hidráulico de energía al listado de usos del artículo 60 del TRLA como uso preferente al industrial para producción de electricidad y sus efectos respecto a este 177

3.2. Posibles aspectos problemáticos de la configuración del uso preferente de "almacenamiento hidráulico de energía" 181

3.3. La modificación de las concesiones de uso industrial de producción eléctrica preexistentes para la reconversión de centrales actuales a centrales reversibles 183

3.4. El almacenamiento hidráulico de energía a partir del uso de infraestructuras estatales y de infraestructuras revertidas 186

4. Breve referencia al uso del dominio público hidráulico para la implantación de plantas fotovoltaicas flotantes 190

CAPÍTULO 7

ASPECTOS TÉCNICOS DEL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA EN ESPAÑA

DAVID CASTRO VALDIVIA 193

1. Historia y evolución hasta 2024 193

Página

2. Necesidad de las CHR en el contexto de la transición energética 197

3. Aportaciones específicas de las CHR al sistema eléctrico 199

4. Tipos de centrales hidroeléctricas reversibles 202

5. Obstáculos para el desarrollo de las inversiones asociadas 207

5.1. Obstáculos ambientales 207

5.2. Obstáculos regulatorios 210

5.3. Falta de adecuación del mercado eléctrico 212

5.4. Accesos y conexión a Red 213

CAPÍTULO 8

LA EXTINCIÓN DE LAS CONCESIONES PARA APROVECHAMIENTOS ENERGÉTICOS Y LA REVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES: LA DEVOLUCIÓN DE LOS BIENES DE DOMINIO PÚBLICO

ESTEBAN ARIMANY LAMOGLIA 217

1. Introducción 217

2. La extinción de las concesiones hidroeléctricas por transcurso de plazo 218

2.1. El plazo de las concesiones hidroeléctricas en la sucesión normativa 218

2.2. El automatismo de la extinción por transcurso de plazo 220

2.3. Efectos económicos de la explotación fuera de plazo 222

3. La reversión de las concesiones hidroeléctricas 223

3.1. Observaciones preliminares 223

3.2. El perímetro y las condiciones de la reversión: la perspectiva de la unidad funcional 224

4. La demolición de las obras e instalaciones incorporadas por el concesionario al aprovechamiento hidroeléctrico como alternativa a la reversión 227

Página

4.1. Las previsiones de la Ley de Patrimonio de las Administraciones Públicas sobre el derecho real del concesionario, la extinción de las concesiones demaniales y la reversión o la demolición de las instalaciones 227

4.2. La relativa asunción de los postulados de la Ley 33/2003 en la modificación del Reglamento del Dominio Público Hidráulico, acontecida en 2012, y los litigios surgidos a raíz de su aplicación 228

4.3. Sobre la justificación general de la reforma del Reglamento del Dominio Público Hidráulico, relativa a la posibilidad de demolición, como base sobre la que se asienta la doctrina jurisprudencial 231

4.4. Sobre la base legal de la modificación del artículo 89.4 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico y sobre la identidad o diferencia entre las previsiones legales y reglamentarias al respecto 233

4.5. Sobre si la obligación de demolición, tal y como se prevé en la modificación de 2012, se aplica también a las concesiones otorgadas antes de la modificación del Reglamento del Dominio Público Hidráulico 235

4.6. Sobre el ejercicio de la potestad de decidir la demolición 237

4.7. Sobre el impacto de la decisión de demolición sobre la economía de la concesión 238

5. Sobre la contraposición técnico jurídica entre reversión y demolición. Reflexiones sobre las mutaciones jurídico reales producidas a raíz de la extinción de la concesión 241

5.1. La tesis de la reversión automática al vencimiento del plazo de otorgamiento de la concesión 241

5.2. La puesta en cuestión del automatismo de la reversión a raíz de las previsiones de demolición que actualmente contempla el Reglamento del Dominio Público Hidráulico 242

6. Algunas cuestiones adicionales pendientes de resolver vinculadas a la opción de demolición 244

Página

CAPÍTULO 9

AFECCIONES DE LOS USOS HIDROELÉCTRICOS: LAS DECLARACIONES DE BIEN DE INTERÉS CULTURAL SOBRE PRESAS Y CENTRALES ANTE LA CADUCIDAD DE SUS CONCESIONES

LEONARDO J. SÁNCHEZ-MESA MARTÍNEZ 247

1. Presentación: el contexto del estudio 247

2. Las infraestructuras asociadas a la generación hidroeléctrica como "Patrimonio hidráulico": su encaje en la normativa de Patrimonio cultural 253

3. Implicaciones de la eventual protección cultural de las instalaciones hidroeléctricas: principales afecciones 258

3.1. Afecciones sobre la demolición de infraestructuras: la prohibición como regla general (potestades de bloqueo y autorización excepcional) 260

3.2. Afecciones sobre otras intervenciones: obras condicionadas a autorización cultural, preceptiva y previa a las desde otros sectores 262

3.3. Afecciones sobre el uso y cambios de uso: su obligada compatibilidad con los valores culturales del bien y la preferencia por el uso original 265

4. La cuestión competencial: ¿freno insalvable a las iniciativas autonómicas para declaración de infraestructuras hidroeléctricas como BIC? 269

4.1. Sobre el alcance de la competencia estatal para la declaración de BICs: el bien ha de estar afecto a un servicio público estatal 271

4.2. Límites para las pretensiones de la Administración cultural en la declaración BIC de infraestructuras hidroeléctricas en desuso 273

4.3. "Eppur si muove…": instalaciones hidroeléctricas dotadas de protección cultural mediante declaraciones operadas por las CC.AA. 276

5. Conclusiones y reflexión final 280

6. Bibliografía citada 286

Página

TERCERA PARTE
AFECCIONES Y CONDICIONANTES AMBIENTALES
A LOS USOS HIDROELÉCTRICOS Y EFECTOS
SOBRE OTROS APROVECHAMIENTOS

CAPÍTULO 10

LA EVALUACIÓN AMBIENTAL PARA LA IMPLANTACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

ÁNGEL RUIZ DE APODACA ESPINOSA 291

1. Introducción 291

2. Los objetivos del PNIEC 2023-30 en generación hidroeléctrica y sus condicionantes ambientales 293

2.1. La DAE del PNIEC en relación con las instalaciones de energía hidroeléctrica 294

3. El preceptivo sometimiento a evaluación de impacto ambiental ordinaria o simplificada de los proyectos de almacenamiento o generación de energía hidroeléctrica. Ámbito de aplicación 298

4. El procedimiento de evaluación de impacto ambiental 304

4.1. El procedimiento ordinario y sus características 304

4.2. El procedimiento simplificado 306

5. La aceleración de proyectos de generación de energías renovables y su aplicación a la energía hidroeléctrica. El interés público superior, la Directiva de renovables y las zonas de aceleración .. 306

6. La posible afección de los proyectos a la Red Natura 2000 y la necesaria evaluación adecuada 316

7. Bibliografía consultada 325

CAPÍTULO 11

CAUDALES ECOLÓGICOS Y APROVECHAMIENTOS ENERGÉTICOS

ANDRÉS MOLINA GIMÉNEZ 327

1. Introducción 327

Página

2. Concepto jurídico de caudal ecológico: su carácter instrumental y preferente 328

3. La obligación de establecer los caudales ecológicos 332

4. Condiciones y límites relacionados con el establecimiento de caudales ecológicos 335

5. Incidencia del caudal ecológico en los aprovechamientos hidroeléctricos: la posible revisión de las concesiones 339

6. Responsabilidad patrimonial derivada de la implantación de los caudales ecológicos 345

7. Conclusiones 353

8. Bibliografía 354

CAPÍTULO 12

RESTRICCIONES AMBIENTALES Y RÉGIMEN JURÍDICO DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS ANTE EPISODIOS DE SEQUÍA Y ESCASEZ HÍDRICA

ASENSIO NAVARRO ORTEGA 357

1. La nueva estrategia energética de la Unión Europea: avanzar en la unidad, desde la diversidad, en tiempos de crisis 357

2. El futuro de la competitividad europea: el enfoque tecnológico neutro y la capacidad de respaldo de la energía hidroeléctrica 359

3. La perspectiva ambiental como clave de bóveda para un sistema de renovables en España: el caso de la energía hidroeléctrica 361

3.1. El balance ambiental positivo de la energía hidroeléctrica en términos generales 361

3.2. Usos limitantes y restricciones de agua derivadas de la sequía y escasez 365

4. La revisión de la concesión de aguas por razones ambientales urgentes o sobrevenidas 368

Página

4.1. La revisión ad extra y ad intra de las concesiones hidroeléctricas 368

4.2. Revisión y revocación de las concesiones hidroeléctricas por razones ambientales ordinarias y urgentes 370

4.3. Concesiones de aguas debido a servicio público para garantizar la transición energética 372

4.4. Los "usos condicionados" de los caudales de agua concedidos para el aprovechamiento hidroeléctrico en los Planes Especiales de Actuación ante Situaciones de Alerta y Eventual Sequía (PES) 374

5. Nuevas reglas ambientales que se imponen a las concesiones de aguas. La adaptación del régimen de caudales ecológicos en situaciones de sequía prolongada 377

5.1. Las afección a las concesiones de los particulares por razones ambientales: planteamiento de base 377

5.2. El Real Decreto-Ley 8/2023, de 27 de diciembre: cambios en los usos de prelación del agua y no indemnización por los perjuicios soportados 378

5.3. El Real Decreto 665/2023, de 18 de julio, y el criterio de la progresividad en la aplicación de regímenes ambientales menos exigentes durante años secos 381

5.4. La determinación de caudales ecológicos durante el tercer ciclo de planificación hidrológica. El impacto sobre las concesiones hidroeléctricas 382

6. Conclusiones 388

7. Referencias bibliográficas 389

CAPÍTULO 13

AFECCIÓN DE LOS USOS HIDROELÉCTRICOS (CHR) A LOS DERECHOS DE REGADÍO EN LA AGRICULTURA

MARÍA PURIFICACIÓN RUBIO BRAVO 391

1. Introducción 391

Página

2. Caracterización general de las afecciones 393
3. El orden de prelación como principal regla conflictual 396
3.1. Implicaciones del orden de prelación 396
3.2. El orden de prelación actual 397
3.3. Excepciones al orden de prelación 400
4. Incompatibilidad de la nueva concesión con derechos previos para el riego 403
4.1. Mecanismos para evitar la afección 403
4.2. Excepcionalidad de la obtención de la concesión para almacenamiento en detrimento de los derechos de riego previos 406
5. La convivencia de ambas concesiones: indemnización de las afecciones 408
5.1. Responsabilidad patrimonial de la administración: la cláusula sin perjuicio de tercero y otras cláusulas concesionales 409
5.2. Indemnizaciones inter privatos 413
6. Conclusión 416
7. Bibliografía 419

CAPÍTULO 14

COMUNIDADES ENERGÉTICAS: RETOS Y OPORTUNIDADES

M. ASUNCIÓN TORRES LÓPEZ 421

1. El contexto. Objetivos ambientales y sociales: hacia una transición justa 421
2. Situación jurídica de las comunidades energéticas en España 424
3. Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía: Aspectos destacados 431
4. Una conclusión 434

Página

CUARTA PARTE
LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
EN EL CICLO URBANO DEL AGUA

CAPÍTULO 15

BALANCE ENERGÉTICO EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA URBANA

FERNANDO DELGADO RAMOS 439

1. Introducción: El binomio Agua y Energía 439
2. Fases del ciclo urbano del agua y su relación con la energía 443
2.1. Introducción 443
2.2. Aducción 443
2.3. Potabilización 446
2.4. Desalación 448
2.5. Distribución 450
2.6. Saneamiento 452
2.7. Depuración 453
2.8. Vertido 457
2.9. Regeneración y reutilización 458
3. Análisis de casos prácticos 460
4. Conclusiones 462
Referencias bibliográficas 464

CAPÍTULO 16

REUTILIZACIÓN Y ENERGÍA EN EL CICLO URBANO DEL AGUA

LORENZO MELLADO RUIZ 467

1. Agua y energía desde el paradigma de la circularidad 467
2. Concepto y caracteres basilares de la actividad de reutilización: ¿Nuevo servicio público del agua? 471
3. Alcance subjetivo, material y teleológico del nuevo esquema reglamentario 477

Página

3.1. Deberes públicos 477
3.2. Objeto: las aguas regeneradas 480
3.3. Usos finales de las aguas regeneradas 480
4. Títulos habilitantes 482
4.1. Nuevo enfoque europeo de desagregación entre la actividad de producción y suministro y el aprovechamiento (uso o consumo) de las aguas regeneradas 482
4.2. Para la actividad de producción y suministro de aguas regeneradas 483
4.3. Para el uso de las aguas regeneradas 486
5. Requisitos de calidad de las aguas regeneradas y control de cumplimiento 489
6. Centralidad de los planes de gestión del riesgo 491
7. Conclusiones 495

CAPÍTULO 17

LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN LAS REDES DE ABASTECIMIENTO Y SANEAMIENTO. EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LAS AGUAS RESIDUALES Y LA INCIDENCIA DE LA NUEVA DIRECTIVA DE AGUAS RESIDUALES

BELÉN BURGOS GARRIDO 497

1. Introducción 497
1.1. Agua y energía dos recursos esenciales 498
1.2. La interdependencia estructural del binomio agua-energía 499
1.3. Agua y energía en un contexto de cambio climático 505
1.4. Otras consideraciones que justifican el intervencionismo de los Poderes públicos 510
2. La producción de energía hidroeléctrica en las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento como posibilidad técnica y aspiración comunitaria y nacional 511

Página

3. Consideraciones sobre la preparación del marco jurídico sectorial para la integración de la generación hidroeléctrica en el ciclo urbano del agua 516

4. Las nuevas exigencias de la normativa comunitaria en el ámbito hídrico-energético 526

4.1. La obligación de realizar auditorías energéticas 526

4.2. Notable incremento de las obligaciones de control 529

4.3. Monitorización de datos por los Estados miembros con la asistencia de la Agencia Europea de Medio Ambiente 530

4.4. La obligación de generación de energía renovable 532

5. Conclusiones 535

6. Bibliografía 537

Prólogo

Sobre el sentido de la regulación de las concesiones hidroeléctricas

Desde que durante el confinamiento leí la deslumbrante exégesis del *eritis sicut dii* que hace el filósofo existencialista ruso Lev Shestov[1], tenía interés en volver a leer despacio los tres primeros capítulos del Génesis, algo que conseguí hacer durante las pasadas vacaciones de agosto. Y nada más empezar, me topé con el tema del libro que tengo el honor de prologar, el agua y la luz: "*Al principio Dios creó el cielo y la tierra. La tierra era soledad y caos, y las tinieblas cubrían el abismo; y el espíritu de Dios aleteaba sobre las aguas. Dijo Dios: 'Haya luz'* (fiat lux), *y hubo luz*"[2]. Se constata así que ambas cosas han estado unidas desde antiguo. Los promotores de la iniciativa que une a tres (de momento) universidades españolas del arco mediterráneo, Barcelona, Almería y Granada, deben ser felicitados por recuperar un análisis sistemático conjunto de ambas materias, bajo la denominación "Binomio Agua-Energía".

Este libro, titulado "*Energía hidroeléctrica y transición ecológica*", y coordinado por los profesores Arana García y Conde Antequera, es un excelente y cualificado fruto de ese trabajo, pues recoge los textos de las ponencias presentadas en el Congreso Internacional "El binomio agua-energía: retos para la transición energética", celebrado en la Universidad de Granada los días 8 y 9 de abril de 2025. Constituye un acierto que los organizadores del Congreso hayan unido la hidroelectricidad con la transición ecológica, con un mayor alcance, además, que la transición energética. El análisis conjunto de ambas cosas apela a la regulación como técnica para alcanzar esa transición. Ni la transición energética ni la ecológica ocurren por sí mismas. No son fenómenos espontáneos que haya que regular. Al contrario, sin regulación

1. Shestov, L., *Atenas y Jerusalén*, Hermida Editores, Madrid 2028, en particular las referencias al tercer capítulo del Génesis en pp. 191-216.
2. Esos son los tres primeros versículos del Libro del Génesis, que he transcrito de *La Santa Biblia*, ediciones San Pablo, Madrid 1989, p. 22. *Fiat Lux* se llamaba, precisamente, una de las dos primeras empresas de electricidad de Málaga.

no hay transición, porque la estructura del sistema económico y energético está firmemente asentada sobre los combustibles fósiles y nada se moverá sin una regulación ejercida con inteligencia y determinación. El propósito de este prólogo es mostrar cómo el Derecho relativo a los bienes integrantes del dominio público hidráulico está inmerso en un proceso de mutación hacia una dimensión científica más amplia, cual es la regulatoria, donde el Derecho convive con la economía, la técnica y con diversas políticas públicas.

En estos veinticinco años transcurridos del siglo XXI se ha normalizado en el lenguaje de los juristas españoles la expresión *regulación*. ¿Con qué significado? En los despachos de abogados de un cierto tamaño, existe un Departamento de Derecho Público y regulatorio e, incluso, abogados especializados en regulación o, como se dice, en regulatorio. Adviértase que la regulación está siempre unida al (y distinguida del) Derecho Público. Dado el origen anglosajón de esos despachos o, si son de origen español, su mímesis con los despachos estadounidenses, lo regulatorio se inserta en la división de *corporate*, en el sentido que las empresas (las *corporations*) quedan sujetas a numerosas regulaciones públicas de su actividad. Otra importante división en esos despachos son las *M&A*, las *mergers and acquisitions* (fusiones y adquisiciones), cuyo trabajo incluye las condiciones que los gobiernos pueden imponer a tales fusiones y/o adquisiciones, en forma de autorizaciones e, incluso, prohibiciones (con fundamento en normas relativas a las inversiones extranjeras en el país, o en la protección de la garantía de funcionamiento seguro de determinadas infraestructuras). Se percibe así que lo regulatorio, en el mundo de la abogacía, se identifica con el enmarañado conjunto de intervenciones públicas sobre la actividad empresarial. Las empresas del ámbito energético tienen una división en sus organigramas relativa a la regulación, simultáneamente unida a y separada de la asesoría jurídica. En el ámbito empresarial lo regulatorio tiene un sentido preciso, cual es la retribución de las redes de que son propietarias. Y aunque es un tema eminentemente económico, en esa materia van siempre de la mano juristas y economistas, dado que, a la postre, la retribución que hayan de recibir las redes va encapsulada en una norma jurídica, en forma de Circular del regulador (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Y como las disputas entre el regulador y las empresas, a propósito de la retribución de las redes, se han residenciado en la Sección tercera de la sala Tercera del Tribunal Supremo, a veces se designa a esa sección como la *sección regulatoria* (una expresión ambigua, pues un tribunal jurídico no es el órgano adecuado para debatir cuál es la regulación correcta u oportuna, sino tan sólo si, en la aprobación de una determinada retribución se ha conculcado el ordenamiento jurídico). En el ámbito académico se presta cada vez más

atención a los temas regulatorios, existen cursos de posgrado sobre sectores regulados y publicaciones científicas específicas sobre la regulación.

La generalización del uso de la expresión regulación no ha acontecido sólo en el ámbito de la comunidad jurídica (abogados, jueces y profesores de Derecho), sino más ampliamente en el lenguaje común de los medios de comunicación y de los políticos. Han adquirido carta de naturaleza locuciones tales como cargas regulatorias excesivas, o déficit o vacío regulatorio, o estabilidad regulatoria…en contextos donde, hace cuarenta años se habría hablado de cargas normativas excesivas, vacío normativo o estabilidad normativa.

¿Y qué es la regulación? Los profesores de Derecho Administrativo hemos estado inercialmente inclinados a considerar que la regulación es una nueva actividad pública, que se añade al conjunto de actividades que llevan a cabo las Administraciones Públicas (policía, servicio público, fomento, empresa pública, regulación…). Con un grado mayor de precisión se ha afirmado que el paradigma del control público de sectores estratégicos mediante empresas públicas, implantado en los dos primeros tercios del siglo XX, fue sustituido hace cuarenta años por un paradigma de empresas privatizadas, pero reguladas (reguladas, fundamentalmente, en lo que a las redes se refiere). Esta tesis obvia, sin embargo, que la empresa pública es una alternativa regulatoria más.

La regulación a la que nos referimos desde hace unos años en la comunidad jurídica designa al Derecho en su función directiva, por oposición a su función reactiva (el Derecho como técnica para la resolución de conflictos). La regulación es el Derecho mismo, en su condición de instrumento para conducir (dirigir) un sistema hacia las finalidades que le son propias. Dicho de otra manera, un instrumento para que los sistemas alcancen sus objetivos propios de manera más eficaz y eficiente. Esto no es algo nuevo, claro, pero lo contemporáneo es la intensificación cuantitativa de esa instrumentalización del Derecho. En nuestras sociedades, el Derecho se nos aparece como un instrumento imprescindible para, por ejemplo, conseguir que baje el precio de la vivienda, que se fomente la producción de cine español y que se ponga fin a la violencia en el deporte. Aun cuando las normas jurídicas nos parecen lo mejor y lo más efectivo para regular un sistema, para dirigirlo, la regulación no puede ser reducida a lo normativo (a lo jurídico). Una buena regulación no es sólo una buena normación, sino que exige el despliegue de otras disciplinas y, en particular, de la economía y la técnica. La regulación debe hacerse a partir de conocimientos económicos y técnicos.

El Derecho es una ciencia autónoma, con su propio método, con capacidad autointegradora. El Derecho es una ciencia pura, no contaminada por otras. La

determinación de cuál es la solución jurídica a un conflicto no necesita hacerse a la luz de nada más que el Derecho mismo. La regulación, por el contrario, es el aspecto *impuro* del Derecho, contaminado por esas otras disciplinas necesarias. La contaminación deriva del diálogo. En la regulación, el Derecho está obligado a dialogar con el sector hacia el que proyecta sus normas y a plegarse a las exigencias económicas y técnicas del sector regulado.

Como complemento a las reflexiones anteriores, considero que aquello que los profesores designamos hoy como regulación (lo *regulatorio*) estaba incluido antes en la parte especial del Derecho Administrativo o en el Derecho Administrativo especial. Parece fuera de discusión que el Derecho de los bienes públicos estaba comprendido dentro de la parte especial, como el régimen jurídico de unas propiedades especiales (aguas, minas, puertos, montes…). Parece igualmente pacífico que al Derecho Administrativo especial pertenecen las variadas manifestaciones de la intervención administrativa en sectores heterogéneos: industria, telecomunicaciones, energía, agricultura, educación, servicios sociales, etc., etc. La concepción estatutaria del Derecho Administrativo contribuyó positivamente a un desarrollo sistemático de la disciplina, pero en el momento presente ofrece más desventajas que ventajas, también en relación con esas materias de la parte especial. Dentro del Derecho Administrativo (especial) se encuadran cosas disparadísimas, como el Derecho relativo a la protección de especies en peligro de extinción hasta el atinente al hidrógeno renovable, pasando por decenas de otras materias dispares, como el aprovechamiento de las aguas continentales (que es de aquello sobre lo que versa este libro). Decimos que esas normas son parte del Derecho Administrativo porque atribuyen a la Administración Pública competencias en tal o cual sector y establece la forma de ejercitarlas. Este pobre modo de razonar, a modo de *hijuela* de la concepción estatutaria, oculta que en la gestación de esas normas y en su aplicación e interpretación hacen entrada cosas distintas al Derecho mismo. Al analizar esas normas estamos obligados a preguntarnos cosas tales como si esta norma es la más adecuada para proteger al lince ibérico, o si este Real Decreto contribuirá a la reducción de los costes de producción del hidrógeno renovable o si esta concreta regulación de las concesiones hidroeléctricas palía el problema de los *beneficios caídos del ciel*o. Claro, quizás un jurista puro del Derecho Administrativo no está en condiciones de contestar a esas preguntas (ni siquiera a planteárselas), pero un experto en la regulación de esas materias sí debe hacerlo, con mezcla de argumentos jurídicos y de otro tipo.

El entendimiento del Derecho de los bienes públicos como el Derecho de unas propiedades del sujeto personificado Administración Pública que deben ser protegidos es ciertamente limitado, como limitado es el diseño de unas Administraciones especializadas (la Administración educativa, la Admi-

nistración social, la Administración hidráulica...), si se quiere comprender el momento actual de las responsabilidades públicas en cada uno de esos sectores. Para superar las constricciones que esos planteamientos conllevan, preciso es comprender que los bienes públicos se insertan en el corazón de relevantes políticas públicas de gran trascendencia para el futuro de la humanidad, para cuya consecución se despliega la regulación (el Derecho *en modo* directivo).

Las materias antaño comprendidas dentro de la parte especial del Derecho Administrativo quedarían hoy englobadas por la regulación, entendida como dirección de los sistemas hacia un fin. Los bienes públicos son el soporte o el lugar de acción para la consecución de trascendentales políticas públicas, como las de cambio climático, transición energética o transición ecológica… Esto explica que los bienes y las infraestructuras públicos formen parte, de lleno, de lo regulatorio. Los bienes públicos se regulan con la vista puesta en esas finalidades. A la luz de lo anterior, resulta evidente el encaje de las concesiones hidroeléctricas en la regulación. Un porcentaje importante de la electricidad generada en España proviene de centrales hidroeléctricas. Estas centrales satisfacen los tres principios del Derecho de la energía: la seguridad, la sostenibilidad y la eficiencia económica. En cuanto a la seguridad, las grandes centrales la proporcionan al sistema, como estabilizadora de la red y su capacidad de almacenaje, pero también la minihidráulica[3]. Entre los desafíos regulatorios de estas centrales se encuentra la justa retribución de la producción (un debate excesivamente mediatizado por la idea de *beneficios caídos del cielo*), también a la vista de la seguridad que aporta al sistema, como fuente síncrona de generación, su extraordinario valor como almacenamiento (el agua embalsada) y los retos técnicos, económicos y medioambientales de la centrales de bombeo reversible.

El profesor González Navarro me dijo en varias ocasiones que no le tenía miedo a la muerte, sino a morirse sin haber podido completar su proyecto vital. Inevitablemente me acordé de esa idea a leer recientemente estas palabras de Thomas Mann:

> "*(…) nunca había sentido la menor tentación de abandonar Europa. Sobre todo desde que su vida empezara a declinar lentamente, desde que el miedo a no llevar su obra a término —esa preocupación, tan propia de los artistas, de que la arena del reloj pudiera escurrirse antes de que haya culminado su tarea y logrado su plena realización— dejara de ser un capricho desdeñable*"[4].

Fallecido cuando le faltaban cinco meses para cumplir noventa años, pudo llevar a término una ingente obra científica, con aportaciones señeras,

3. Farràs Pérez, L., *La minihidráulica, una vacuna antiapagones*, en *El País*, 10 de agosto de 2025.
4. Mann, T., *La muerte en Venecia*, Penguin Random House, Barcelona 2024, 7.ª ed., p. 12.

tales como las relativas al concepto de Derecho Administrativo[5] y al análisis sistémico del Derecho[6]. Tuve el privilegio de ser su alumno en los cursos 1984-85 y 1985-86, en tercero y cuarto de la licenciatura de Derecho, respectivamente. Precisamente, en agosto de 1985 las Cortes Generales españolas habían aprobado una nueva Ley de Aguas (La Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas, ya derogada), de manera que en el Derecho Administrativo especial que nos impartió en ese curso académico 1985-86, en la materia de aguas puso un énfasis notable, de modo pasional, como él era, en una nueva y mejor comprensión, por parte del legislador, del ciclo hidrológico. La Ley de 1985 fue revolucionaria porque demanializó todas las aguas subterráneas renovables. González Navarro nos expuso gráficamente, con tiza en la pizarra, cómo el descubrimiento de que las aguas subterráneas forman parte del ciclo hidrológico había empujado al legislador a demanializarlas. El poder público había mejorado su conocimiento de cómo es el ciclo del agua y, como consecuencia de la mejora de ese conocimiento técnico, el legislador había cambiado la norma. Eso es, precisamente, la regulación: el diálogo entre el Derecho y la técnica o la economía. Lo acontecido en 1985 con Ley de Aguas, relativamente sencillo en su conexión causal, es lo que acontece hoy cada día con la regulación en muchos sectores, de forma mucho más vertiginosa.

Me siento muy honrado por haber sido invitado a prologar este libro por sus coordinadores, pues intervienen reputados especialistas. Se trata de una materia particularmente bonita de nuestra disciplina, porque en ella confluyen dos ordenamientos jurídicos (el hidráulico y el energético) y, por tanto, técnicas y conceptos complementarios. Ocurre un poco lo mismo ahora con la minería estratégica para la transición energética, que es también un punto de encuentro de dos ordenamientos. ¡Muchas felicidades a los coordinadores y a los autores, en la esperanza de que su trabajo contribuya a mejorar la regulación de las concesiones hidroeléctricas!

Aguadulce, 5 de septiembre de 2025

Íñigo del Guayo Castiella
Catedrático de Derecho Administrativo

5. La primera formulación completa de la tesis del Derecho Administrativo como *Derecho del Poder para la Libertad* se contiene en su *Derecho Administrativo Español*, I, EUNSA, Pamplona 1987 (la formulación precisa está en la p. 123). En la segunda edición, de 1993 (actualizada y ampliada), la parte conceptual y metodológica es objeto de restructuración y aumento.
6. Se contiene en los Capítulos V (Método de Investigación I: el Sistema) y VI (Método de Investigación II: la estructura y el modelo) en González Navarro, F., *Derecho Administrativo Español*, I, EUNSA, Pamplona, 1993, 2.ª ed. actualizada y ampliada, pp. 459-555 y 557-591.

PRIMERA PARTE
RÉGIMEN ENERGÉTICO Y ENERGÍAS RENOVABLES. EL PAPEL DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Capítulo 1

El régimen jurídico de la energía en la Unión Europea

Prof. Dr. Johann-Christian Pielow
Director ejecutivo
Instituto de Derecho Minero y Energético
de la Universidad del Ruhr de Bochum

Contribución al proyecto de libro "Energía hidroeléctrica y transición ecológica" de la Universidad de Granada / Dpto. De Derecho Administrativo

1. LA NARRATIVA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN

Como es sabido, el derecho no es más que política plasmada en forma de ley. Esto es especialmente cierto en el caso del derecho público o estatal y administrativo en general, y aún más en el caso del derecho energético. Precisamente en el Derecho energético europeo se reflejan, desde sus inicios, las premisas políticas, en un primer momento, de la Comunidad Económica Europea y, posteriormente, de la Comunidad Europea (hasta el 2002 junto con la Comunidad Europea del Carbón y del Acero) y, en la actualidad, de la Unión Europea, así como de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, que sigue existiendo paralelamente. Si, como consecuencia de las crisis del petróleo de la década de 1970, se trataba principalmente de garantizar la seguridad del suministro energético y reducir la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles, a partir de mediados de la década de 1990 pasó a primer plano el postulado político del "mercado común" o "mercado interior" también en el sector energético. Ahora, la apertura de los mercados de la electricidad y el gas natural, hasta entonces monopolizados en los Estados miembros, así como el comercio de energía sin obstáculos a través de las fronteras interiores de la entonces CE, con las ventajas de precios que ello generaría, primero para los consumidores

industriales y más tarde para todos los consumidores de energía (incluidos los clientes domésticos), se consideraban la medida de todas las cosas. Al comienzo del siglo XXI se produjo otro cambio de paradigma: a las premisas de un suministro "seguro" y "económico" (que debía lograrse mediante la competencia) se sumó la preocupación por un suministro "sostenible", concretamente con el Libro Verde de la Comisión Europea "Una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura" de 2006[1], así como con la estrategia de la Comisión aprobada poco después "Una política energética para Europa"[2] y las decisiones del Consejo Europeo basadas en ella sobre una "política integrada en materia de clima y energía" de marzo de 2007.[3] De este modo, se produjo una vinculación entre la política energética y la política de protección del clima de la Unión. En relación con esta última, la Comisión Europea ya había anunciado en junio de 2000 el *Programa Europeo sobre el Cambio Climático (ECCP)*, con el que se pretendía cumplir los compromisos de la UE y sus Estados miembros derivados del Protocolo de Kioto (sobre el clima) y que poco después (2003) condujo a la puesta en marcha del comercio de emisiones de la UE[4].

Con el Tratado de Lisboa, en vigor desde diciembre de 2009, la protección del clima también está consagrada en el Derecho primario, concretamente en el artículo 191, apartado 1, del TFUE. Al mismo tiempo, la relación entre la política energética y la política de protección del clima se refleja en el título XXI ("Energía") añadido en ese momento, cuando, concretamente en el artículo 194, apartado 1, del TFUE, se menciona como objetivo, entre otros, el fomento de la eficiencia energética y las energías renovables, y se establece que la política energética de la Unión en su conjunto y "en un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros" debe tener en cuenta "la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente".

1.1. UNIÓN DE LA ENERGÍA Y EL CLIMA

Otro hito en la política energética y climática integrada es el concepto de "Unión Energética" o "Unión Energética y Climática" desarrollado por la Comisión Europea bajo la presidencia de *Jean-Claude Juncker* a principios de 2015.[5]

1. Véase la Comunicación de la Comisión COM(2006) 105 final, de 8 de marzo de 2006.
2. Véase la Comunicación de la Comisión COM(2007) 1 final, de 10 de enero de 2007.
3. Véanse las conclusiones del Consejo Europeo de 2 de mayo de 2007 (7224/1/07), puntos 28 y ss.
4. A partir de la Directiva 2003/87/CE, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, D.O.CE n.º L 275/32.
5. Según Comunicación de la Comisión "Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva" del 25 de febrero de 2015, COM(2015) 80 final.

Su creación se debe a la iniciativa del entonces presidente polaco del Consejo Europeo, *Donald Tusk,* y se entendió también como una respuesta a la guerra que Rusia libra contra Ucrania desde 2014. El concepto se centra de nuevo en reducir la dependencia de las importaciones del sector energético y, con ello, en aumentar la seguridad del suministro energético y la protección del clima en la Unión, principalmente mediante la diversificación de las fuentes de suministro de energía y, en particular, en la expansión drástica del uso de energías renovables y la eficiencia energética, así como la consiguiente reducción de las emisiones de CO_2. Además, se pretende aumentar el grado de interconexión en el mercado interior de la energía (con el objetivo de alcanzar un intercambio de electricidad de al menos el 10 % a través de las fronteras interiores) e intensificar la investigación y la innovación, pero también reforzar la posición de la Unión en los mercados energéticos mundiales mediante la política exterior, por ejemplo, a través de "asociaciones energéticas". Desde 2015, la "Unión por el Clima" constituye el marco programático para el diseño y el desarrollo de medidas legislativas concretas, como, por ejemplo, el paquete legislativo "Energía limpia para todos los europeos" de noviembre de 2016, con evaluaciones periódicas de la Comisión sobre la situación y la evolución de esa política.[6]

1.2. PACTO VERDE EUROPEO, REPOWEREU, PLAN INDUSTRIAL

El Pacto Verde Europeo de 2019, una prioridad política clave de la Comisión Europea en el mandato 2019-2024 y presentado por la Comisión durante la "COP 25", la conferencia anual de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, celebrada en diciembre de 2019 en Madrid, anunció el objetivo de la neutralidad climática para la UE hasta 2050 así como la exigencia de una aún mayor expansión del uso de energías renovables en todos los ámbitos del suministro energético.[7] Teniendo en cuenta también los objetivos del Protocolo de París sobre el clima de 2015, la Comisión desarrolló un amplio paquete de medidas que, además del propio suministro energético, afecta también a los ámbitos de la financiación sostenible y la regulación de los mercados financieros (*sustainable finance)*[8], el transporte, el comercio, la industria y la agricultura y la silvicultura. En lo que respecta a la transición energética, destaca el amplio paquete legislativo *"Fit for 55"*, que ya se ha aplicado en gran medida. Su objetivo es alcanzar la meta establecida en la

6. Véase, por último, el Informe sobre el estado de la Unión de la Energía de 2024 (de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima) de 11 de septiembre de 2024, COM(2024) 404 final.
7. *Comisión Europea,* Comunicación "El Pacto Verde Europeo" COM(2019) 640 final, p. 6.
8. Véase al respecto el Reglamento (UE) 2020/852, de 18 de junio de 2020, por el que se establece un marco para facilitar las inversiones sostenibles.

también nueva Ley Europea del Clima[9] de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE en al menos un 55 % para 2030 con respecto a los niveles de 1990. Además de endurecer las normas de los actos jurídicos ya existentes, por ejemplo, en materia de comercio de derechos de emisión de la UE y energías renovables, se han creado nuevos instrumentos, concretamente el mecanismo de ajuste en frontera por emisiones de carbono (CBAM, en abreviatura inglesa de *"carbon border adjustment mechanism"*), *que* exige la compra de derechos de emisión para la importación a la UE de productos fabricados sin participación en el comercio de los derechos de emisión, así como del Fondo Social Climático, que utilizará los ingresos del comercio de emisiones de la UE para financiar medidas de apoyo a los consumidores de energía (por ejemplo, PMU, agricultura) que se ven especialmente afectados por el aumento de los precios de los combustibles fósiles.

El Pacto Verde va acompañado de amplias ayudas financieras para inversiones sostenibles. La Comisión Europea tiene previsto "movilizar al menos un billón de euros" a lo largo de diez años[10]. Para ello se utilizará principalmente el fondo de recuperación *NextGenerationEU,* creado a raíz de la crisis económica provocada por la pandemia de COVID-19 en 2020/21. Se financia, entre otras cosas, con bonos propios de la Unión ("coronabonos"), por los que los Estados miembros son responsables conjuntamente. Los países de la UE deben destinar al menos el 37 % de los fondos que reciben del Fondo de Recuperación y Resiliencia, dotado con 672 500 millones de euros, a inversiones y reformas que promuevan los objetivos climáticos. Existen requisitos similares para las ayudas a la inversión del Fondo Europeo de Cohesión para países, regiones y entidades locales. Se concederán más ayudas a la inversión en el marco de un plan de inversión para el Pacto Verde, por ejemplo, a través del *Mecanismo para una Transición Justa*, así como para movilizar inversiones públicas y privadas a través del programa *InvestEU*.

En respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, el Pacto Verde se vio reforzado, en el mes de mayo de 2022, por el *Plan REPowerEU*.[11] Su objetivo central es acabar con la dependencia de los combustibles fósiles procedentes de Rusia y acelerar la transiciaón energética. Además de muchas otras medidas para combatir la "crisis energética"

9. De conformidad con el Reglamento (UE) 2021/1119, de 29 de julio de 2021.
10. Véase Comisión Europea (en línea), Estrategia y política → Prioridades → El Pacto Verde Europeo → Financiación y el Pacto Verde.
11. Véase *Comisión,* Comunicación "Plan REPpowerEU" de 18 de mayo de 2022, COM(2022) 230 final.

— entre muchas otras en base del ya existente Reglamento "*SoS* —Security of [gas] supply" de 2017[12], modificado entonces por nuevas obligaciones de los Estados miembros en relación con el almacenamiento del gas[13], así como del posterior Reglamento "de emergencia" y sobre el despliegue acelerado de las energías renovables[14, 15]—.

se reforzaron los instrumentos del paquete legislativo *Fit for 55*, concretamente en lo que respecta al aumento de la eficiencia energética y la expansión —aún más acelerada— de las energías renovables, así como de las redes y los sistemas de almacenamiento de electricidad e hidrógeno. A pesar de los avances logrados en el marco del Plan REPowerEU y a través de las sanciones progresivas contra Rusia, la Unión no llegó a detener por completo las importaciones del gas procedente de Rusia, entre ellas, cada vez más, las de gas natural licuado (GNL) y a través de terceros países. La Comisión señaló que los ingresos resultantes siguen "alimentando la maquinaria bélica [de Rusia] y poniendo en peligro la estabilidad del continente" y presentó en mayo de 2025 la hoja de ruta de REPowerEU con el fin de garantizar la plena independencia energética de la UE con respecto a Rusia.[16] El nuevo programa exigirá a los Estados miembros que elaboren planes nacionales antes de finales de 2025, en los que se describan sus contribuciones a la eliminación gradual de las importaciones de gas, petróleo y energía nuclear rusos.[17]

1.3. PLAN INDUSTRIAL DEL PACTO VERDE Y PACTO POR UNA INDUSTRIA LIMPIA

El mosaico de la política energética y climática europea se completa con el *Plan Industrial* del *Pacto Verde* de la Comisión. Puede considerarse como respuesta europea a las enormes subvenciones de Estados Unidos (en el *Inflation*

12. Reglamento (UE) 2017/1938, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.
13. Véase Reglamento (UE) 2022/1032 de 29 de junio de 2022 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) n.º 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas.
14. Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables.
15. Para más información sobre las medidas de crisis a nivel europeo y alemán tras el ataque ruso a Ucrania, también mediante la puesta bajo tutela de las empresas energéticas rusas en Alemania, véase *Pielow, Christian y Schlegel, Katrin,* Energierecht in Krisenzeiten (El derecho de la energía en tiempos de crisis), en: Chan/Ennuschat/Lee/Lin/Storr (eds.), Das öffentliche Wirtschaftsrecht in Zeiten internationaler Konflikte (El derecho público económico en tiempos de conflictos internacionales), Baden-Baden 2023, pp. 151 y ss.
16. Véase comunicado de prensa de la Comisión de 6 de mayo de 2025.
17. Véase también la propuesta de Reglamento para suspender las importaciones de gas natural ruso y mejorar la supervisión de las posibles dependencias energéticas, de 17 de junio de 2025, COM(2025) 828 final.

Reduction Act de 2022) y de la República Popular China a tecnologías respetuosas con el clima, como las baterías, la energía eólica, los semiconductores o la defensa. Con este plan, la Unión aspira a mantenerse a la vanguardia de la competencia mundial en el sector de las tecnologías limpias y, al mismo tiempo, impulsar el crecimiento, la innovación y la creación de puestos de trabajo de alta calidad.[18] Para garantizar el lugar de Europa como hogar de la innovación industrial y la tecnología limpia, el Plan se sustenta en cuatro pilares fundamentales: En primer lugar, se trata de la "desregulación", es decir, un marco jurídico más sencillo, eficaz y previsible, que también garantice las materias primas necesarias y asegure a los hogares un acceso rápido a energías renovables asequibles. A tal fin, se ha promulgado la *Ley de Cero Emisiones Industriales (Net-Zero Industry Act, NZIA)*[19], cuyo objetivo, además de promover las inversiones y la innovación, es, entre otras cosas, cubrir el 40 % de la demanda de tecnologías de cero emisiones netas para 2030 con producción propia (europea), reducir la dependencia de las cadenas de suministro, acelerar los procedimientos de autorización y reducir la carga burocrática. También se aprobó la *Ley de Materias Primas Críticas (Critical Raw Materials Act).*[20] Tiene por objeto garantizar el suministro de materias primas que son de importancia "estratégica" para las tecnologías del futuro (por ejemplo, litio, cobalto, tierras raras, galio, níquel), particularmente mediante la reducción de la dependencia de las importaciones, el fomento del reciclaje y la gestión sostenible de las materias primas. Otros pilares del Plan Industrial del Pacto Verde se refieren al acceso más rápido de las empresas a la financiación, la contratación y la cualificación de personal suficientemente cualificado, así como a la cooperación global en el desarrollo y la comercialización de tecnologías futuras.

La Comisión Europea, reconstituida el 1 de diciembre de 2024, presentó además el Pacto por una Industria Limpia, en el que se recogen las directrices del Plan Industrial del Pacto Verde.[21] El nuevo pacto describe medidas concretas para convertir la descarbonización en un motor de crecimiento para las industrias europeas. Incluyen la reducción de los precios de la energía

18. Véase la Comunicación "Un Plan Industrial del Pacto Verde para la era de cero emisiones netas" de 1 de febrero de 2023, COM(2023) 62 final.
19. Según Reglamento (UE) 2024/1735 de 13 de junio de 2024 por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1724.
20. Reglamento (UE) 2024/1252 de 11 de abril de 2024 por el que se establece un marco para garantizar un suministro seguro y sostenible de materias primas fundamentales.
21. Véase Comunicación de la Comisión "Pacto por una Industria Limpia: una hoja de ruta conjunta para la competitividad y la descarbonización" de 26 de febrero de 2025, COM(2025) 85 final.

especialmente en las industrias de gran consumo energético tales como el acero, los metales y deben hacer frente también a la competencia desleal a escala mundial y la complejidad de las normativas y de la burocracia. Además, se prevé el fomento del reciclaje, de la reutilización y del uso prolongado de los materiales y se deben movilizar ayudas financieras de más de 100 000 millones de euros para la transformación industrial. Aún quedan por concretar las medidas (legislativa) de implementación del Pacto por una Industria Limpia.[22] También, la propia Comisión Europea, en contra de los 100 000 millones de euros previstos, cifra las necesidades de financiación de la industria en 480 000 millones de euros. Además, es necesario seguir trabajando para simplificar el acceso, hasta ahora poco transparente, a las ayudas, especialmente para las pymes.

2. EJES JURÍDICOS DEL BINOMIO ENERGÍA Y CLIMA

La panorámica de la política energética europea "integrada", a decir: entre los retos principales de la seguridad de suministro, la competitividad tanto en el Mercado Interior como a escala internacional así como de la lucha contra el cambio climático muestra su dependencia de las condiciones marco tanto económicos, técnicos y, cada vez más, geopolíticos. A esto se suma que el proceso de la "transición energética" en los propios Estados miembros de la UE se basa en tradiciones y condiciones básicas a menudo muy diferentes, en lo que respecta en particular la combinación de energías fósiles y/o renovables predominante, así como las estructuras empresariales y reguladoras en el sector.[23] De todo ello se deriva también la gran susceptibilidad al cambio —en el sentido de la famosa procesión saltarina de *Echternach* (dos pasos adelante, uno atrás)—, pero también el marcado dinamismo de este ámbito político. En consecuencia, el marco jurídico resultante a nivel europeo, que se ha inflado enormemente desde la década de 1970 hasta la actualidad, es igualmente "diverso". Con regulaciones parciales numerosas y amplias, la "avalancha de normas" en la legislación energética de la UE no está exenta de rupturas y contradicciones internas. Además, la creciente complejidad y fragmentación en cada vez nuevas regulaciones detalladas corre el riesgo de exceder la capacidad de comprensión y actuación de los destinatarios de la

22. Véase al respecto también la Comunicación de la Comisión "Delivering on the Clean Industrial Deal I" de 2 de julio de 2025, COM(2025) 378 final.

23. Para una visión comparativa del Derecho energético y, en particular, del tratamiento de las energías renovables en determinados Estados miembros de la UE, véanse las contribuciones, también del autor del texto presente, en: *Michael Rodi* y *Johannes Saurer* (eds.), Comparative Perspectives on the Law of Energy Transition in Europe, en aparición (2025).

normativa, tanto en las autoridades estatales como en los agentes del mercado, y de socavar la seguridad de la planificación y la inversión de estos últimos. Como ejemplo de tal sobre- o incluso hiperregulación, cabe citar los extensos y hasta ambiguos requisitos para la certificación del hidrógeno "verde" como "combustible renovable de origen no biológico" (RFNBO) en el uso industrial, de conformidad con el artículo 2, apartado 36, y el artículo 22 bis, apartado 1, de la nueva *Renewable Energies Directive* o *"RED III"*, a decir de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables en su versión de la Directiva 2023/2413, que se tratará aún con más detalle más adelante (en el párrafo 2 b). Por ello, el ya mencionado enfoque del Plan Industrial del Pacto Verde para reducir las "cargas burocráticas" es muy bienvenido. Tampoco faltan voces que, más allá de ello y en aras de la coherencia y la consistencia (véase también el artículo 7 del TFUE), abogan por una revisión fundamental, reestructuración y simplificación de la legislación europea en materia de la transición energética.

El conjunto de la legislación energética "integrada" de la UE puede sistematizarse, a modo de breve resumen, separando las disposiciones centrales generales y distinguiendo a continuación (bajo 2.) los dos niveles centrales de la regulación.

2.1. REQUISITOS GENERALES

En el contexto dado, es evidente que, los objetivos climáticos de la Unión, establecidos por ley y, por lo tanto, vinculantes, revisten una importancia fundamental, especialmente para el sector energético. A largo plazo, tal y como ya se ha mencionado y, concretamente, según el artículo 2, apartado 1, de la Ley del Clima de la UE, que es directamente aplicable como "reglamento", se trata de alcanzar la "neutralidad climática", es decir, de compensar las emisiones de gases de efecto invernadero en toda la Unión "al cero neto" a más tardar en 2050. El artículo 4, apartado 1, de la Ley establece, hasta ahora como objetivo intermedio vinculante en este sentido, la reducción de las emisiones netas de gases de efecto invernadero dentro de la Unión en al menos un 55 % con respecto a los niveles de 1990. En julio de 2025, la Comisión Europea propuso una enmienda a la Ley del Clima para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en toda la Unión en un 90 % con respecto a los niveles de 1990 a más tardar en 2040.[24] Sin embargo, la propuesta también prevé "disposicio-

24. Véase la propuesta de la Comisión para completar el Reglamento (UE) 2021/1119 (Ley del Clima de la UE) de 2 de julio de 2025, COM(2025) 524 final, y el comunicado de prensa al respecto de la misma fecha.

nes de flexibilidad", por ejemplo, en lo que respecta a la contabilización de proyectos de protección del clima fuera de la UE.

En concreto, para el sector energético, el artículo 3, apartado 1, de la Directiva sobre energías renovables (RED III) establece que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión en 2030 debe ser de al menos el 42,5 %. Además, se trata de aumentar la eficiencia energética, que hace tiempo que se reconoce como una "fuente de energía" de primer orden.[25] A tal fin, los Estados miembros, de conformidad con el artículo 4, apartado 1, de la Directiva (UE) 2023/1791 sobre la eficiencia energética, deben garantizar "conjuntamente una reducción del consumo de energía en 2030 de al menos un 11,7 % con respecto a las proyecciones del escenario de referencia de la UE para 2020", de modo que el consumo final de energía de la Unión no supere los 763 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

a) Objetivos solo indicativos

En principio, los Estados miembros son libres de decidir cómo alcanzar "conjuntamente" estos objetivos nada más que "indicativos". Sin embargo, están sujetos al control continuo y a las posibilidades de corrección de la Comisión Europea, los que se derivan tanto de las Directivas sobre energías renovables y eficiencia energética como en particular del Reglamento (UE) 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y el Clima[26] como parte del antes mencionado paquete legislativo "Energía limpia para todos los europeos". El instrumento clave de aquel sistema de supervisión constituye la obligación, ahora sí que vinculante, de cada Estado miembro de elaborar el *Plan Nacional de Energía y Clima* (los *NECP's* en inglés abreviado), que deben elaborarse en cada Estado. Estos planes deben revisarse cada diez años y deben coordinarse con las estrategias a largo plazo de cada Estado, previstas para un período de 30 años, en las que se establecen las contribuciones nacionales para la consecución de los retos a escala de la UE, así como las medidas de aplicación en relación con las cinco dimensiones estratégicas: descarbonización, eficiencia energética, seguridad del suministro energético, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad.

25. El principio de "prioridad a la eficiencia energética" también está consagrado en el artículo 1, apartado 1, párrafo tercero, y en el artículo 3 de la Directiva (UE) 2023/1791 sobre eficiencia energética.
26. Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, de 11 de diciembre de 2018.

b) Objetivos vinculantes

Objetivos inmediatamente vinculantes que afectan a los distintos Estados (y no a la Unión en su conjunto) solo existen en lo que respecta la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el período 2021-2030, de conformidad con el correspondiente "reparto de los esfuerzos" (*effort sharing*) entre los países según el Reglamento (UE) 2018/842[27], y solo para los sectores que no están incluidos en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (*EU Emissions Trading System, EU-ETS*, en castellano: EU-RCDE) para los sectores industrial y energético, ni en los ámbitos del uso del suelo, la agricultura y la silvicultura. Aquel mecanismo de reparto de las cargas en cuanto a la reducción de las emisiones a nivel nacional se verá relativizado en parte y en breve por un "sistema de mercado": Conforme a la reciente enmienda de la Directiva 2003/87/CE sobre el comercio de derechos de emisión de los GEI[28], a partir de 2027 se ampliará el comercio de derechos de emisión de la Unión a sectores que hasta ahora no estaban incluidos, entre ellos especialmente el transporte por carretera y la construcción.[29] No obstante, este mecanismo económico, también denominado "RCDE 2", solo complementará el Reglamento sobre el reparto del esfuerzo según el Reglamento (UE) 2018/842. Debe ayudar a los Estados miembros a cumplir sus objetivos nacionales en el marco del reparto de la carga. Su objetivo es garantizar que, en los sectores de la construcción y el transporte por carretera, se logre una reducción de las emisiones del 43 % para 2030 con respecto a 2005. En los demás sectores (energía, industria manufacturera y construcción fuera del EU-RCDE) se pretende lograr una reducción de las emisiones del 42 % con respecto a 2005. Para la aplicación del RCDE 2 también es necesario adaptar las leyes nacionales vigentes en materia de comercio de emisiones (fuera del EU-RCDE), tal y como ya se ha hecho con la Ley alemana de comercio de emisiones de combustibles de 2019 mediante ley modificadora de febrero de 2025.[30]

---

27. Reglamento (UE) 2018/842 de 30 de mayo de 2018 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París.
28. Directiva 2003/87/CE de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, modificada por Directiva (UE) 2023/959 de 10 de mayo de 2023.
29. Véanse en particular el nuevo capítulo IVA con los artículos 30 bis y ss. de la Directiva 2003/87/CE en su versión actual y al respecto, en la doctrina alemana, *Charlotte Kreuter-Kirchhof*, Der neue europäische Emissionshandel II, en: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 2025, pp. 72 y ss.
30. Véase *Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz — BEHG)* de 12 de diciembre de 2019 en su versión del artículo 2 de

2.2. LOS DOS NIVELES CENTRALES DE REGULACIÓN

Además de los objetivos generales de la legislación energética "integrada" en la Unión, esta se compone esencialmente de dos ámbitos centrales de regulación. Así, nos centraremos a continuación, en primer lugar, en la legislación del mercado interior de la energía (en terminología alemana el Derecho de la economía energética, *Energiewirtschaftsrecht*) y, en segundo lugar, en las directrices esenciales y más recientes lo que en Alemania se suele denominar Derecho energético medioambiental (*Energieumweltrecht*) o Derecho energético de protección del clima (*Energieklimaschutzrecht*). Cabe destacar una vez más que, entre los distintos ámbitos del derecho de la energía a nivel europeo como nacional, existen solapamientos que, a su vez, y con sus referencias cruzadas e interdisciplinarias también con la tecnología y la economía energética y, contribuyen a la complejidad del del sistema normativo en su conjunto —siempre que se pueda hablar realmente de un "sistema"—.

a) Derecho de la economía energética: Mercado interior

Desde finales de la década de 1990, el derecho del mercado interior de la energía, que sirve principalmente a la competencia mediante el acceso a la red y su regulación en este sector, ocupa el primer lugar en cuanto a la secuencia temporal. Incluye esencialmente las directivas del mercado interior para la electricidad[31] y para el gas o los gases[32], que han sido revisadas varias veces, y a las que se han añadido con el tiempo reglamentos de efecto inmediato. El marco jurídico específico del mercado interior de *la electricidad* fue objeto de una revisión en profundidad con el ya mencionado paquete legislativo "Energía limpia para todos los europeos" de 2018/19. Además de las mejoras en la protección de los consumidores y las medidas para combatir la "pobreza energética", la modificación legislativa tenía por objeto facilitar el uso de "flexibilidades" en la entrada y salida de la red de electricidad procedente de energías renovables, entre otras cosas mediante el uso de sistemas de almacenamiento de electricidad. Otras nuevas regu-

---

la Ley para la adaptación de la BEHG a la modificación de la Directiva 2003/87/CE de 27 de febrero de 2025 (BGBl. 2025 I no. 70). Véase al respecto y en la doctrina alemana *Ann-Kathrin Schneider,* CO2-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor — Auf dem Weg von nationalen Festpreisen zu unionsweitem freiem Handel (Tarificación del CO_2 en los sectores de la calefacción y el transporte: del precio fijo nacional al libre comercio en toda la Unión), en: Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.) 2025, pp. 943 y ss.

31. Actualmente, Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, por la que se establecen normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

32. Actual: Directiva (UE) 2024/1788, de 13 de junio de 2024, por la que se establecen normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, el gas natural y el hidrógeno.

laciones, respectivamente reglamentos, se referían a la aceleración de la expansión de la infraestructura de la red eléctrica[33], así como a las medidas necesarias para hacer frente a las interrupciones y cortes en el suministro[34]. Este último reglamento no parecía surtir efecto frente al preocupante *blackout que* se produjo en abril de 2025 en la península ibérica, que, dada la creciente volatilidad de la alimentación descentralizada de la red con electricidad procedente de energías renovables, dio mucho que pensar en cuanto a la fiabilidad del sistema energético, también a nivel europeo.

En cuanto al suministro de gas, a mediados de 2024 se aprobó el paquete legislativo para la descarbonización de los mercados del hidrógeno y el gas. Este paquete, que también forma parte del programa *Fit for 55* de la Comisión ya mencionado, consiste en la Directiva revisada sobre el mercado interior, ahora con "normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno" y de las normas generales de diseño del mercado[35], así como del Reglamento sobre los mercados interiores de gases renovables y gas natural, así como de hidrógeno[36], que establece principalmente las normas para los operadores de red y las inversiones en infraestructura. Ambos reglamentos tienen como objetivo específico promover el uso de gases renovables y con bajas emisiones de CO_2 (en particular, biometano e hidrógeno). Para ello, se ha creado un sistema de certificación para determinar el origen y la sostenibilidad de los gases, así como un sistema específico para regular el acceso y la desagregación (*unbundling*) de las redes, los almacenes y las terminales de hidrógeno.[37] Además del almacenamiento obligatorio de gas ya introducido anteriormente[38], la seguridad del suministro y la diversificación de las fuentes de abastecimiento en el sector del gas se ven favorecidas por nuevos mecanismos de adquisición conjunta de gas mediante la agrupación de la demanda de las empresas de gas de la UE (*AggregateEU)*, pero también mediante requisitos detallados para una planificación lo más "integrada" posible de las redes de gas e hidrógeno, entre otras cosas sobre

33. Originalmente según el Reglamento (UE) 347/2019, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, últimamente modificado por el aún más estricto Reglamento Delegado (UE) 2024/1041 de la Comisión de 28 de noviembre de 2023.
34. Según el Reglamento (UE) 2019/941, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad.
35. Directiva (UE) 2024/1788 de 13 de junio de 2024.
36. Reglamento (UE) 2024/1789, de 13 de junio de 2024.
37. Los operadores de redes de transporte de hidrógeno están llamados a cooperar en la nueva Red Europea de Operadores de Redes de Hidrógeno (ENNOH).
38. Según el Reglamento (UE) 2022/1032, de 29 de junio de 2022, relativo al almacenamiento de gas, que inicialmente solo era válido hasta finales de 2025, pero que ahora se prorrogará hasta 2027.

la base de planes decenales de desarrollo de la red de los gestores de redes de transporte. Por último, el "paquete de medidas sobre el gas" también mejora la protección de los consumidores de energía, con requisitos más estrictos en materia de transparencia de precios, derecho a cambiar de proveedor y protección de los grupos de consumidores vulnerables.

b) Legislación en materia de energía, medio ambiente y protección del clima

El segundo ámbito jurídico comprende todas las disposiciones relacionadas con el medio ambiente y, en particular, con la protección del clima en el sector del suministro de energía.

a) Energías renovables y eficiencia energética

Las correspondientes leyes europeas abarcan esencialmente, si dejamos de lado el comercio de las emisiones, el fomento del uso de todas las energías renovables así como el aumento de la eficiencia energética. Las "leyes fundamentales" a estos sectores son, hoy por hoy, la nueva y ya mencionada "RED III" así como la Directiva sobre eficiencia energética en su versión actual de diciembre de 2022[39]. Constituyen subcategorías especiales las normativas relativas a la eficiencia energética de los edificios[40], y al sector del transporte. En este último ámbito cabe mencionar la regulación con respecto a los límites de emisiones del CO_2 para las flotas de vehículos, que obligan a los fabricantes de coches a reducir las emisiones medias de todos los vehículos nuevos matriculados en un 37,5 % para 2030 con respecto a 2021, así como a matricular únicamente vehículos sin emisiones a partir de 2035, según la situación actual.[41] Otros requisitos para el sector del transporte se establecieron en artículo 28 y siguientes de la RED III.

b) Derecho de medioambiente en general

Sin embargo, la legislación medioambiental de la UE en materia de energía no se limita a las normas relacionadas con la protección del clima. En un sentido más amplio, también incluye normas destinadas a proteger

39. Directiva 2012/27/UE de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, últimamente modificada por Reglamento delegado (UE) 2023/807 de la Comisión de 15 de diciembre de 2022 relativo a la revisión del coeficiente de energía primaria para la electricidad en aplicación de la Directiva 2012/27/UE.
40. Véase últimamente la Directiva (UE) 2024/1275 de 24 de abril de 2024.
41. Véase, en concreto, el Reglamento (UE) 2019/631, de 17 de abril de 2019, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de CO_2 de los turismos nuevos y de los vehículos comerciales ligeros nuevos, en su versión de abril de 2023.

otros bienes medioambientales, como la naturaleza y el paisaje, la fauna y la flora —así como, y en particular, a lo que volveremos más adelante, sobre la protección de las aguas tanto marinas, superficiales así como subterráneas—. Estas disposiciones son especialmente relevantes en el marco de la planificación y autorización de (grandes) infraestructuras energéticas, ya se trate de líneas eléctricas, de gas y de hidrógeno o de la construcción de instalaciones de generación de energía (con o sin energías renovables es). Traen consigo múltiples requisitos no solo materiales de protección del medio ambiente sino también procesales, tales como sobre las evaluaciones de impacto ambiental (EIA) y para la declaración y observación de los diferentes zonas de protección de hábitats y aves, aguas etc.

c) Aspectos financieros y ayudas estatales

La legislación medioambiental y energética de la UE se completa con ayudas, a menudo destinadas a la protección del clima, para la financiación de proyectos en el marco de la transición energética. Las ayudas estatales están sujetas a la supervisión de las ayudas de la UE, de conformidad con el artículo 107 y siguientes del TFUE. Con el fin de completar los márgenes de valoración y evaluación existentes en este ámbito, la Comisión Europea ha elaborado unas orientaciones específicas, aunque no directamente vinculantes, en forma de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía, en su última versión de 2022[42]. De esta manera, se garantiza un cierto grado de flexibilidad para los Estados miembros en el diseño de cada vez nuevas y con el avance del desarrollo tecnológico —innovador pero también muy costoso como por ejemplo en temas del hidrógeno verde— cada vez más demandadas ayudas de los fondos públicos para las necesarias e inmensas financiaciones iniciales.

En la actualidad, se está debatiendo intensamente, tanto desde el punto de vista del Derecho de ayudas como en la doctrina jurídica y económica, sobre nuevos métodos de financiación "cooperativos" como por ejemplo los denominados contratos por diferencia (*contracts for difference*, abreviado CfD's). En el contexto de las energías renovables, deben proteger a los desarrolladores de proyectos contra los precios bajos de la electricidad y a los consumidores de electricidad contra los precios altos. El precio del CfD se determina antes del inicio del proyecto, normalmente en subastas, y es válido durante un período de tiempo prolongado (por ejemplo, 20 años). Durante este período, el operador de una planta inovadora de EE. RR. vende la electricidad o bien

42. Según la Comunicación de la Comisión en el DO UE n.º C 80/1 de 18.02.2022. Modificaciones posteriores de 2024 se recogen en diversos reglamentos de la UE, entre otros, en la Directiva (UE) 2024/1785 sobre emisiones industriales, de 24 de abril de 2024.

el hidrógeno verde en el mercado o la bolsa de electricidad. Si el precio del producto es inferior al precio del CfD, el operador recibirá la diferencia como pago adicional, p.ej. en forma de una ayuda estatal. Y en el caso contrario, si el precio del producto es superior al precio del CfD, el inversor pagará la diferencia a la otra parte. Para las inversiones en nuevas tecnologías, esta protección contra el riesgo del precio es importante, ya que las instalaciones requieren mucho capital y sus costes dependen en gran medida de sus condiciones de financiación. Los ingresos seguros reducen el riesgo y permiten unos costes de financiación bajos, lo que reduce los costes totales de las energías renovables.

d) Aspectos fiscales

Con el fin de promover tecnologías respetuosas con el cambio climático y orientar el consumo de energía, cabe señalar además, y a pesar de las competencias legislativas limitadas de la UE en este ámbito, su legislación fiscal. La Directiva 2003/96/CE sobre la fiscalidad de la energía establece los tipos impositivos mínimos que los Estados pueden imponer al consumo de la electricidad o bien a los combustibles para calefacción en función de su impacto medioambiental y su contenido energético. Según un proyecto de la Comisión, ya en 2021[43], se prevé la adaptación de este sistema mínimo a los requisitos del Pacto Verde y del programa "Fit for 55", introduciendo, por ejemplo, tipos impositivos mínimos más elevados para los combustibles fósiles y tipos correspondientemente más bajos para las energías "limpias",. También se requiere la reducción de las (muchas) exenciones fiscales existentes hasta ahora, como en favor del transporte aéreo y marítimo o de la industria de alto consumo energético. Las deliberaciones políticas al respecto están resultando bastante difíciles debido a la requerida unanimidad en el Consejo de la Unión (artículo 113 del TFUE). Además, nuevas iniciativas fiscales del legislador europeo siempre se deben coordinar con la evolución del comercio de derechos de emisión en la UE, que ya se ha descrito anteriormente (bajo 1 b).

2.3. EN CONCRETO: LA INTENSIFICACIÓN DEL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En lo que respecta al uso específico de la energía hidroeléctrica en el marco de la transición ecológica, que se aborda en el presente libro, resulta interesante saber cuál es la situación actual del fomento de las energías renovables, en particular para la producción de electricidad. Como ya se ha dicho, es decisi-

43. Véase la Propuesta de Directiva del Consejo por la que se reestructura el régimen de la Unión de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, de 14 de julio de 2021, COM(2021) 563 final.

va en este contexto la versión actual de la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables ("RED III"), aprobada el 18 de octubre de 2023. Ya sabemos que su objetivo es aumentar de forma significativa la cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión[44] hasta al menos el 42,5 % en 2030. Además, se anima a los Estados miembros a aumentar esta cuota hasta el 45 % y a cooperar entre ellos y con terceros países en proyectos comunes.[45]

Desde el punto de vista de la energía hidroeléctrica, es importante que la energía eléctrica producida (también) a partir de esta fuente, puede utilizarse no solo para el suministro eléctrico propiamente dicho, sino para muchos otros fines como calefacción o refrigeración de edificios así como en el sector del transporte con su creciente cuota de la movilidad eléctrica. También aquellos usos en el marco de la denominada "integración sectorial" (en alemán se habla de *Sektorenkopplung*) pueden contabilizarse en los objetivos sectoriales nacionales.

Las novedades instrumentales que trajo consigo la RED III en 2023, además de las obligaciones de "descarbonización" ahora también en los sectores del transporte y la industria, afectan principalmente a cuestiones de ordenación del territorio y relacionadas con la autorización de la infraestructura necesaria:

a) Zonas prioritarias para instalaciones de EE. RR.

Supone un cambio paradigmático la nueva obligación de los Estados miembros de determinar para su territorio el potencial, así como la superficie terrestre y subterránea disponible —y entre ello también y de forma expresa "las aguas marítimas y continentales nacionales"— que son necesarios para la construcción de instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables y la infraestructura relacionada, como redes e instalaciones de almacenamiento, con el fin de alcanzar los objetivos nacionales de expansión que se establecerán en los planes nacionales de energía y clima[46]. Este registro debía realizarse ya antes del 21 de mayo de 2025[47]. Además, antes del 21 de febrero de 2026, los Estados deben designar, entre las zonas registradas con arreglo al artículo 15b de la RED III, "zonas de aceleración" específicas para uno o varios tipos de fuentes de energía renovables[48]. Debe tratarse de superficies especialmente adecuadas para el uso energético previsto, en las

44. Para el cálculo, véase el artículo 7 del RED III.
45. Véanse los artículos 9 y siguientes de la RED III.
46. Véase el artículo 3, apartado 2, de la RED III, que remite a la "guía" del anexo II del Reglamento (UE) 2018/1999 sobre gobernanza para el cálculo de la cuota nacional.
47. Véase en detalle el artículo 15b de la RED III.
48. Véase el artículo 15c de la RED III.

que los proyectos de energía eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica o biomasa puedan autorizarse con especial rapidez. Por ende, se dará prioridad a las zonas en las que las instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables "no tengan un impacto medioambiental significativo" o en las que se puedan evitar los efectos negativos sobre el medio ambiente mediante medidas de reducción o compensación eficaces. Las mismas normas se aplicarán además a los planes nacionales de "zonas de infraestructura especial" para la ejecución de proyectos de construcción de líneas eléctricas y de almacenamiento necesarios para la integración de la energía renovable en las redes de suministro. Sin embargo y en lo que respecta específicamente a las centrales hidroeléctricas, se concede a los Estados miembros de la UE la posibilidad de eximir a estas así como a las instalaciones de combustión de biomasa de la obligación de designar zonas de aceleración[49].

b) Procedimientos acelerados

Una consecuencia jurídica importante de la designación obligatoria de zonas de aceleración, si bien según sus respectivas preferencias tecnológicas y particularidades regionales, consiste en que los Estados miembros deben observar, en sus correspondientes procedimientos de planificación y de autorización, plazos abreviados de decisión, concentrar o bien coordinar distintas competencias administrativas en "ventanillas únicas" y hacer uso de trámites digitales.[50] Además, la RED III reduce considerablemente los requisitos materiales para la admisión de un proyecto, por ejemplo, en lo referido a las evaluaciones de impacto ambiental y la protección de especies. En el caso de las nuevas instalaciones nuevas, se puede llevar a cabo un procedimiento simplificado del *screening*. Sobre las objeciones a proyectos concretos se debe decidir en procedimientos administrativos o judiciales igualmente lo más breves posible.[51] A todo esto se añade, según el artículo 16 *septies* de la RED III y de manera generalizada para cualquier proyecto de planificación, de construcción y de la explotación de plantas de energías renovables así que, además, para la conexión de dichas plantas a la red, la propia infraestructura de evacuación y para los activos de almacenamiento de la electricidad "verde": En los casos en que surjan conflictos entre un proyecto de este tipo y otras intereses medioambientales, que a su vez están protegidas, en particular, por la Directiva sobre hábitats, la Directiva sobre aves silvestres o la Directiva marco sobre el agua, los Estados miembros deben garantizar el "interés público superior" de los proyectos de energías renovables y, además, prescribir que

49. Véase el artículo 15c, apartado 1, frase 2, de la RED III.
50. Por más, véase el artículo 16, apartado 3, de la RED III.
51. Véanse en detalle las disposiciones de los artículos 16a y siguientes de la RED III.

"contribuyan a la salud y la seguridad públicas", desplazando así cualquier interés contrario en el procedimiento de planificación o autorización.

Incluso para los proyectos de energías renovables *fuera* de las zonas de aceleración, los procedimientos de autorización no pueden durar más de dos años, y en el ámbito de la energía marina, como máximo tres años.[52] Además, según el artículo 17 de la RED III, los Estados miembros deben admitir meras "notificaciones simples" para la conexión de las instalaciones de energías renovables de un tamaño inferior de 10,8 kW. Los Estados miembros pueden ampliar este procedimiento a instalaciones de hasta 50 kW. La aplicación práctica de este procedimiento simplificado resulta problemática en la medida en que, como ocurre por ejemplo en Alemania, las redes eléctricas ya están sobrecargadas de forma crónica debido a la expansión masiva de pequeñas instalaciones de generación y, sobre todo, de instalaciones fotovoltaicas así como, por el lado del consumo doméstico, de las bombas de calor eléctricas y de la movilidad eléctrica.

Además, según el artículo 18 de la RED III y al lado de tener que informar ampliamente a todos los participantes en el mercado sobre las ventajas de y las ayudas a las energías renovables, los Estados miembros deben garantizar la formación así como la cualificación profesional y el perfeccionamiento en particular de diseñadores e instaladores en el sector de las EE. RR. Esto también supone un reto enorme, si se considera la escasez ya generalizada de personal cualificado que existe, debida también a razones demográficas, en nuestro países.

3. RELEVANCIA Y TENSIONES EN EL BINOMIO AGUA-ENERGÍA

La energía hidroeléctrica constituye, por definición legal, una "fuente de energía renovable" clásica, por lo que la RED III también tiene una gran relevancia práctica para esta tecnología. Al mismo tiempo, existen tensiones considerables entre la legislación en materia de energía, medio ambiente y clima, por un lado, y el marco jurídico para la protección de las aguas en la Unión, por otro.

3.1. ENERGÍA HIDROELÉCTRICA Y OTROS USOS ENERGÉTICOS DEL AGUA

El artículo 1, apartado 1, de la RED III identifica inequívocamente la "energía hidroeléctrica" como una de las "energías procedentes de fuentes renova-

52. Véase el artículo 16 *ter* de la RED III.

bles". En aras de la exhaustividad, cabe aclarar que el ámbito de aplicación de la Directiva sobre energías renovables también incluye otras fuentes de energía "relacionadas con el agua". Según el artículo 1, apartado 1, de la RED, además de la energía hidroeléctrica, se trata concretamente de la energía mareomotriz, la energía undimotriz y otros tipos de energía oceánica. Por lo tanto, las disposiciones de aceleración de la Directiva descritas anteriormente se aplican a todas las energías relacionadas con el agua y a las instalaciones correspondientes, con la excepción ya mencionada de que, según el artículo 15 *quater*, los Estados miembros pueden abstenerse de designar "zonas de aceleración" específicamente para centrales hidroeléctricas.

Además, no hay que olvidar que la explotación de otras fuentes de energías renovables también puede ir acompañada del uso o incluso de la afectación de aguas superficiales o subterráneas. Esto se aplica, en particular y de forma habitual, en el caso de la energía geotérmica (independientemente de si se trata de la obtención de calor profundo o cercano a la superficie) tanto como con grandes bombas de calor (sobre todo cuando se utilizan p. ej. aguas fluviales como fuente de calor) y con las instalaciones fotovoltaicas flotantes (*floating PV).* También, aunque en menor medida, los parques eólicos (especialmente los marinos) y grandes instalaciones fotovoltaicas en terreno abierto pueden resultar problemáticos en lo referido a la debida protección del régimen hídrico.

Por último, cabe preguntarse si, y en qué medida, el auge de la economía (energética) del hidrógeno, que también se está impulsando a nivel europeo, entra en conflicto con la protección de las aguas. Así, un estudio técnico-económico sobre las necesidades totales de agua para la para la producción de hidrógeno "verde" —mediante electricidad procedente de energ*ías renovables y la electró*lisis del agua, tanto en tierra como en el mar— parte de la base de que para producir un kilogramo de hidrógeno se necesitan entre 12 y 13 kilogramos de agua superficial o entre 20 y 30 kilogramos de agua de mar. Para la potencia de electrólisis de 10 GW prevista en una primera fase según la Estrategia Nacional del Hidrógeno en Alemania y hasta el 2030, el informe calculó una demanda total de agua de aproximadamente 26,4 millones de metros cúbicos al año. Esto solo supondría alrededor del 0,15 % del consumo anual de agua en el mismo período, por lo que las capacidades de electrólisis planeadas no supondrían un aumento significativo de la demanda de agua. Es evidente, que la situación pueda mostrase más problemática en regiones con mayor escasez de agua, como por ejemplo en el sur de la península ibérica. La demanda exacta de agua depende, en última instancia, del tipo y modo de funcionamiento de los electrolizadores, así como de los sistemas

de refrigeración utilizados, y también de las condiciones geográficas, hidrológicas y climáticas del lugar de producción concreto.[53]

3.2. ENERGÍA HIDROELÉCTRICA Y EL "BUEN ESTADO" DE LAS AGUAS

El uso de la energía hidroeléctrica se encuentra en un campo de conflicto especialmente entre la RED III, que pretende acelerar enormemente el desarrollo también de aquella energía renovable, y la normativa europea sobre la protección de las aguas, en particular y en lo referido a las aguas superficiales y subterráneas con la Directiva Marco del Agua (DMA)[54], cuyo objetivo principal es garantizar el "buen estado ecológico de las aguas". De ello se derivan diversas tensiones:

— *Requisitos ecológicos frente a objetivos de expansión:* La DMA exige que las aguas no se deterioren y que, en la medida de lo posible, se mantengan en buen estado ecológico y químico. Sin embargo, las centrales hidroeléctricas pueden afectar a la continuidad y los hábitats de los ríos debido a las estructuras transversales, las turbinas y los embalses. Además, las centrales hidroeléctricas, sobre todo las más pequeñas, suelen estar situadas en zonas ecológicamente sensibles y a menudo protegidas.

— *Aceleración de los procedimientos de autorización frente al impacto en el balance hídrico:* La RED III prevé procedimientos de autorización abreviados y evaluaciones medioambientales reducidas en las "zonas de aceleración" y más allá. Esto puede entrar en conflicto con las amplias obligaciones de evaluación establecidas en la DMA, por ejemplo, en lo que respecta a la evaluación de los efectos acumulativos en los ecosistemas fluviales. Además y como se ha descrito más arriba, según la RED III, los Estados miembros deben garantizar el "interés público superior" en la construcción y ampliación también de las centrales hidroeléctricas así como sus beneficios para "la salud y la seguridad públicas". Así se establecen priorizaciones en los procesos de ponderación de la planificación y autorización de

53. Véase *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW),* Gesamtwasserbedarf für die Wasserelektrolyse (Necesidades totales de agua para la electrólisis del agua), junio de 2024, disponible en www.h2-dvgw.de

54. Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de octubre de 2000 por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, en la versión de su última modificación por la Directiva 2014/101/UE de la Comisión, de 30 de octubre de 2014.

los proyectos hidroeléctricos. Por otro lado, la DMA también incluye prioridades por razones de intereses públicos, sino "existenciales", como en favor del suministro de agua potable y la protección contra las inundaciones. Por lo tanto, existen diferentes prioridades y, hasta ahora, no está claro cómo se resolverán estos conflictos de intereses en el caso concreto. Esto genera incertidumbre entre las autoridades y los promotores de proyectos.[55] No obstante, la DMA también permite excepciones a los requisitos aplicables a la calidad de las aguas, con el fin de evitar efectos negativos, especialmente en la "producción de energía"[56].

— *Inseguridad jurídica en relación con las instalaciones antiguas y las modernizaciones:* La DMA exige que, en caso de modernización también de las centrales hidroeléctricas, se compruebe si se deteriora el estado ecológico. Por el contrario, la RED III fomenta precisamente el aumento de la eficiencia de las instalaciones existentes, lo que a su vez puede dar lugar a conflictos en la ponderación. Por otra parte, desde el punto de vista de la eficiencia, se critica el elevado número de "pequeñas" centrales hidroeléctricas (con una potencia nominal de hasta 10 MW y, en su mayoría, centrales fluviales), ya que, a diferencia de las "grandes" centrales (en su mayoría de bombeo y almacenamiento), contribuyen relativamente poco al suministro energético, pero tienen un mayor impacto en la biodiversidad.

— *Cargas burocráticas:* Otros conflictos son de naturaleza administrativa. Por un lado, la aplicación de la RED III y la DMA, respectivamente de las leyes nacionales de transposición, es competencia de diferentes autoridades, entre ellas autoridades nacionales y regionales, lo que plantea cuestiones de coordinación. Por otro lado, tanto la RED III como la DMA conllevan una gran variedad de obligaciones de documentación, supervisión y presentación de informes, que incluso y en algunos casos se solapan. Esto supone un elevado coste de transacción para todos los organismos encargados de la aplicación del conjunto normativo. El esfuerzo de la transacción se ve incrementado por el hecho de que la legislación europea en materia de agua está plagada de numerosos conceptos

55. Más detalladamente al respecto: *Michael Reinhardt*, Schutz und Nutzung der Gewässer in der Energiewende — Ökologischer Gewässerschutz, Ressourcenschutz und Abwägungssteuerung unter dem Eindruck der Dekarbonisierung (Protección y uso de las aguas en la transición energética: protección ecológica de las aguas, protección de los recursos y control de la ponderación bajo la influencia de la descarbonización), en: Zeitschrift für Wasserrecht (ZfW) 2025, pp. 1 y ss.

56. Así, según el artículo 4, apartado 3, letra a), inciso iii) de la DMA.

jurídicos indeterminados y de objetivos meramente "finales" para los Estados miembros, tal y como se ha señalado más arriba (bajo II.) en relación con la legislación energética de la UE.

Ya está sobre la mesa, aunque ya desde 2022, el proyecto de la Comisión Europea para una revisión a fondo de la DMA y de sus directivas derivadas sobre la protección de las aguas subterráneas y las normas de calidad del agua.[57] Se mantiene el objetivo de que todas las aguas de la UE alcancen un "buen estado ecológico y químico" a más tardar en 2027. Sin embargo, el borrador prevé requisitos más estrictos, entre otras cosas, para la evaluación de contaminantes y para la integración de criterios ecológicos en la gestión del agua. También se tienen en cuenta, mucho más que hasta ahora, los efectos del cambio climático, por ejemplo, en lo que respecta a la escasez de agua y la protección contra las inundaciones. Por el contrario, el proyecto de ley original no contiene ninguna referencia a las situaciones de tensión entre la RED III y la DMA, de manera que hasta ahora no se ofrecen soluciones para los conflictos aquí expuestos.

Mientras tanto, la legislación a nivel de los Estados miembros ya ha avanzado. Por ejemplo, en Alemania se modificaron la Ley (federal) de gestión del agua (*Wasserhaushaltsgesetz*) y otras leyes mediante la debida transposición de las disposiciones de la RED III. Sin embargo, dada la altamente compleja interacción entre la legislación energética y la legislación sobre el agua (al menos y también en Alemania), aún es necesario examinar con más detalle si, en el marco de la transposición nacional, se han resuelto por completo las tensiones que aún existen a nivel del derecho de la Unión.

4. CONCLUSIÓN Y PERSPECTIVAS

El régimen jurídico de la energía en la UE se muestra cada vez más dominado por las directrices de protección climática. Esto queda patente sobre todo en la normativa actual sobre fomento de las energías renovables, que, en tiempos de crisis, contribuye también a la diversificación de las fuentes energéticos y con ello a la seguridad de suministro. De ello se beneficia también el uso de los recursos hídricos con fines energéticos. Sin embargo, debido a las diferentes prioridades, surgen conflictos, especialmente entre la Directiva sobre la promoción de las energías renovables (RED III) y la Directiva marco sobre el agua (DMA). La resolución de estas incertidumbres debe ser objeto de trabajo también en el marco de la revisión de la DMA que se está llevando a cabo actualmente.

57. Véase Comunicación de la Comisión de 26 de octubre de 2022, COM(2022) 540 final. El proyecto de ley se encuentra actualmente (verano de 2025) en fase de diálogo tripartito informal.

Capítulo 2

La regulación de las energías renovables en España: objetivos, deberes y derechos

José Francisco Alenza García
Catedrático de Derecho Administrativo
Universidad Pública de Navarra

1. EL GRUPO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1.1. DESCRIPCIÓN

Las energías renovables carecen de un grupo normativo propio, homogéneo y concentrado. Ni siquiera la trasposición de las Directivas de fomento de las energías renovables se ha efectuado directamente mediante una ley específica, sino que la trasposición se ha venido realizando de forma dispersa o diseminada a través de distintas normas jurídicas.

Resulta, por ello, problemático sostener la existencia de un grupo normativo regulador de las energías renovables si se entiende como tal un bloque homogéneo de reglas jurídicas jerárquicamente articuladas y recíprocamente relacionadas[1]. Es indudable que existe un conjunto de normas jurídicas sobre las energías renovables. Pero no se puede considerar que sean homogéneas y que se encuentren debidamente articuladas.

La regulación estatal de las energías renovables se reparte entre varios grupos normativos entre los que destacan los tres siguientes[2]:

a) Legislación climática. La Ley 7/2021, de 21 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE, en adelante) establece las bases para

1. Sobre los grupos normativos me remito a lo dicho por González Navarro (1993: 743-762)
2. Dejo a un lado otros grupos normativos horizontales que comprenden la regulación de instrumentos financieros y comerciales que inciden directamente en las actividades empresariales de producción y generación de energía renovable (legislación tributaria, contratos públicos, propiedad industrial, etc.).

un nuevo modelo energético para alcanzar el objetivo de la neutralidad climática. El nuevo modelo implica que se abandona la energía de origen fósil y se fomenta la procedente de fuentes renovables, se impone el enfoque climático en las políticas públicas, se apuesta por una movilidad sostenible y libre de emisiones y sitúa al cambio climático en el centro de las preocupaciones políticas, económicas y sociales[3].

Las principales normas de desarrollo de la LCCTE son el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[4], el Real Decreto 1052/2022 por el que se regulan las zonas de bajas emisiones; el Real Decreto 376/2022 por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, y la Orden TED/1009/2022, por la que se aprueba el Listado de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas a instalar infraestructuras de recarga eléctrica.

Además, hay que tener en cuenta otras normas climáticas con rango de ley, como son la Ley 1/2005, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y la Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

b) Legislación del sector energético. Encabeza este grupo normativo la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE, en adelante). Esta ley se centra fundamentalmente en la sostenibilidad económica del sistema[5], marginado los aspectos ambientales y climáticos de la energía eléctrica y otorgando un papel menor a las energías renovables[6], cambiando su régimen retributivo específico que es calificado como excepcional.

---

3. Un estudio completo de los contenidos de la ley puede verse en la obra colectiva *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (2022).
4. La naturaleza reglamentaria del PNIEC fue confirmada por la STS 3410/2023, de 18 de julio de 2023.
5. La ley proclama el "principio de sostenibilidad económica y financiera", que —como dice su preámbulo— se erige en el "principio rector de las actuaciones de las Administraciones públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la ley" (primer párrafo del apartado II). La finalidad de la regulación legal del sector eléctrico es "garantizar el suministro de energía eléctrica" y adecuar dicho sector eléctrico "a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste" (art. 1.1).
6. La exposición de motivos de la LSE dice que pretende dar "una respuesta global al relevante cambio de las circunstancias experimentado en los últimos años en el ámbito de las tecnologías de generación basadas en fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos". Considera el legislador que ese cambio de las circunstancias es doble: por un

Las disposiciones específicas de la ley sobre energías renovables son escasas (solo se mencionan en 8 de los 80 artículos de la LSE). Por ello, su regulación es fundamentalmente de rango reglamentario, destacando dos normas. En primer lugar, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece las categorías, grupos y subgrupos de las instalaciones de energía renovable, regula los derechos y deberes de los titulares de dichas instalaciones y otros aspectos de su régimen jurídico (participación en el mercado, registros, etc.). En segundo lugar, la regulación de su régimen retributivo específico establecido en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de EERR para instalaciones de producción de energía eléctrica, que se articula a través de procedimientos de concurrencia competitivo.

A ello hay que añadir otras disposiciones sobre descarbonización que desarrollan aspectos concretos de la LSE (por ejemplo, el Real Decreto 184/2022 que regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos); y otras que modifican o enriquecen las disposiciones legales para la reactivación económica con el establecimiento de diversos mecanismos de apoyo a las energías renovables y de fomento de la eficiencia energética, caso del Real Decreto Legislativo 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía en otros ámbitos para la reactivación económica y del Real Decreto-Legislativo 6/2022 por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania[7].

c) Normativa urbanística y ambiental. La implantación de las instalaciones de energías renovables está sujeta a distintas disposiciones de carácter territorial y urbanísticas, de edificación, de movilidad sostenible y, muy

lado, el déficit estructural del sistema eléctrico —del que culpa a las renovables—; por otro lado, el desarrollo tecnológico de las mismas. Por ello, aunque "las inversiones en estas tecnologías seguirán estando protegidas y fomentadas en España", su retribución se realizará fundamentalmente a través de su participación en el mercado y, excepcionalmente, mediante una retribución regulada específica, que ya no estará basada en la potencia eléctrica, sino en los costes adicionales que no puedan recuperar del mercado y en la rentabilidad adecuada de cada instalación tipo de renovables.

7. Este RD-L establece ayudas a la industria; actualiza el régimen retributivo específico de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables; modifica algunos aspectos de los concursos de acceso; impone una reducción de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los combustibles y energía suministrados en transporte; y se aprueban ciertas disposiciones para la agilización de los procedimientos de proyectos de energías renovables, cuestión a la que me referiré a continuación.

especialmente, de índole ambiental. Esos conjuntos normativos condicionan notablemente esa implantación. Pueden hacerlo en un sentido limitativo o excluyente (cuando preservar determinados espacios de la implantación de proyectos de energías renovables) o en un sentido incentivador al facilitar o exigir dicha implantación. A este último propósito responden las normas europeas y estatales de agilización de la autorización de proyectos de energías renovables que se analizarán más adelante (en el apartado 4.4).

1.2. CARACTERÍSTICAS DEL GRUPO NORMATIVO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El grupo normativo de la transición energética y de las energías renovables presenta las siguientes cuatro características:

1.ª Grupo normativo desarticulado. No existe una articulación o un alineamiento claro entre las diversas disposiciones que configuran el grupo normativo vertical de las energías renovables. Como se ha visto, no hay una única ley de trasposición de las normas europeas, sino que se encuentra repartida entre diversas disposiciones. La articulación entre la legislación estatal y la autonómica es también deficitaria o, más bien, inexistente. La ausencia de una legislación básica estatal sobre energías renovables de carácter global e integrador ha propiciado que no exista un único modelo autonómico de regulación. En tres Comunidades Autónomas se han aprobado leyes sobre energías renovables y eficiencia energética[8]. Otras CCAA han apoyado su política de fomento y ordenación de energías renovables en instrumentos de planificación energética, más que en leyes generales. En otras cabe apreciar una especial atención por algún tipo de energía renovable específica (la eólica), sin ocuparse de otras fuentes renovables. Unas han utilizado procedimientos en concurrencia competitiva para la concesión de instalaciones de renovables y otras se han basado en simples procedimientos autorizatorios. En definitiva, existe una pluralidad asimétrica de modelos autonómicos tanto desde el punto de vista formal (en cuanto a la estructuración del grupo normativo), como desde el punto de vista material (de regulación de cada tipo de fuentes de energía renovables)[9]. Por lo demás —y salvo excepciones— en cada ordenamiento autonómico

8. Ley 10/2006 de la Región de Murcia; Ley 1/2007 de Castilla-La Mancha; y Ley 2/2007 de Andalucía.
9. Mora Ruiz (2014: 97-132)

se reproducen los rasgos indicados de fragmentación, dispersión, carácter reglamentario e inestabilidad que caracterizan al sistema normativo español en materia de energías renovables.

2.ª Desintegración y dispersión. A pesar de que lleva en su título la expresión "transición energética", la LCCTE contiene muy pocas disposiciones sobre ella y, además, son escasamente relevantes. No existe, por ello, una auténtica integración entre la normativa climática y la energética. El fraccionamiento y la dispersión normativa se traduce en la existencia de disposiciones sectoriales específicas para cada uno de los distintos tipos de energías renovables (eólica terrestre y eólica marina, solar fotovoltaica, solar térmica, etc.) para atender a sus distintas implicaciones territoriales y ambientales. Todo ese fraccionamiento y solapamiento se traslada al nivel de la planificación donde existe una hiperabundancia de planes (climáticos, energéticos, de movilidad sostenible, de descarbonización, de transición justa, etc.) sin mecanismos de coordinación entre ellos.

3.ª Protagonismo de las normas infralegales y coyunturales. Tanto en la legislación climática como en la del sector eléctrico hay un exceso de reenvíos a las normas reglamentarias de desarrollo. En muchos aspectos esa normativa se muestra fragmentada y atomizada y, sobre todo, atiende a razones coyunturales que acentúan el incesante cambio normativo que genera grandes dosis de incertidumbre y de inseguridad jurídica.

4.ª Densidad normativa asimétrica: convivencia de reglas prescriptivas y de disposiciones programáticas. La legislación climática se caracteriza por la asimetría en el carácter vinculante o preceptivo de sus disposiciones: junto con reglas prohibitivas y limitativas, existen normas de reenvío a futuros desarrollos reglamentarios y, sobre todo, disposiciones de carácter programático no vinculantes. Como ya se ha dicho, existe también un exceso de instrumentos programáticos (planes, programas, estrategias, hojas de ruta) cuya exigibilidad es dudosa o improbable, incrementando la inseguridad jurídica de los operadores.

2. LOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS Y CLIMÁTICOS EN EL ORDENAMIENTO ESPAÑOL: LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA DESCARBONIZACIÓN

Una de las novedades que ha traído la legislación climática es la incorporación de objetivos cuantitativos —de reducción de emisiones de GEI,

de energías renovables y de eficiencia energética— asumidos en los compromisos internacionales. Lo que antes se recogía en planes, programas o estrategias de carácter programático, hoy se incluyen en textos legales, lo que implica su carácter vinculante, puesto que concretan los genéricos deberes de mitigación del cambio climático o de fomento de las energías renovables en precisas y concretas obligaciones de resultado, jurídicamente exigibles.

La LCCTE establece el objetivo de alcanzar antes de 2050 y en el más corto plazo posible "alcanzar la neutralidad climática (…) y el sistema eléctrico deberá estar basado, exclusivamente, en fuentes de generación de origen renovable" (art. 3.2).

Como objetivos intermedios fija para el 20230 los siguientes objetivos (art. 3.1):

> "a) Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23 % respecto del año 1990.
>
> b) Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %.
>
> c) Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovables.
>
> d) Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 %, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria".

Estos objetivos son revisables al alza por el Consejo de Ministros y, así ha ocurrido ya con la actualización del PNIEC (2023-2030)[10], que ha establecido los siguientes objetivos a 2030:

> "— 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990;
>
> — 48 % de renovables sobre el uso final de la energía;
>
> — 43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final;
>
> — 81 % de energía renovable en la generación eléctrica".

10. El primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima adoptado en 2020, abarcaba el período 2021-2030, quedó pronto desfasado en los objetivos al haberse incrementado los niveles europeos tanto en la Ley Europea sobre el clima como en los planes "Objetivo 55" y "REPowerEU". Por Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, se aprobó la actualización del PNIEC 2023-2030.

Además, el PNIEC establece otros objetivos para 2030 sobre la reducción de la dependencia energética exterior (se quiere pasar de un 73% en 2019 al 50% en 2030), sobre la tasa de electrificación de la economía española (un 35%); sobre el autoconsumo y el almacenamiento energético (19 GW y 22,5 GW respectivamente) y sobre la reducción de las emisiones de los sectores difusos (42%) y de los sectores bajo el comercio de derechos de emisión con respecto a 2005 (42% y 70% respectivamente).

3. LOS PRINCIPIOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, EN PARTICULAR EL PRINCIPIO PRO RENOVABLES

La tendencia a la proclamación enfática de largas enumeraciones de principios es endémica en nuestra legislación. La LCCTE es un claro ejemplo de esa tendencia. Aunque comienza realizando una remisión general y omnicomprensiva a "los principios reconocidos en el Derecho nacional (…) en el Derecho de la Unión Europea e internacional de aplicación en materia de energía y clima (…) y la normativa de la Unión Europea" (art. 2 LCCTE), no resistió la tentación de formular una larga, heterogénea e incoherente enumeración de hasta quince principios rectores de la ley[11]. En ellos cabe identificar tres categorías diferentes: los principios generales del ordenamiento jurídico, los principios de Derecho Ambiental y los principios específicos (aunque no exclusivos) del Derecho del cambio climático. Estos últimos son los principios de progresión en los objetivos climáticos, de resiliencia, de protección de la vulnerabilidad y el de descarbonización de la economía española, el cual, está vinculado con el principio pro renovables que no está expresamente reconocido en la LCCTE, pero que se puede deducir de su articulado[12].

La descarbonización de la economía española aparece como uno de los cuatro objetivos de la LCCTE (art. 1) y también es recogido como principio en su artículo 2, b), en el que se aclara que consiste en "la consecución de un modelo socioeconómico sin emisiones de gases de efecto invernadero". La descarbonización es un objetivo más exigente que la neutralidad, ya que ésta puede alcanzarse compensando parte de las emisiones de GEI a través diversos mecanismos naturales (sumideros) o artificiales (captura y almacenamiento). La LCCTE, por tanto, considera que la descarbonización

11. Además, del articulado de la LCCTE cabe inferir otros principios que no han sido positivizados (como el de integración y coherencia climáticas, el de progresión o el de fomento de las renovables) o que lo han sido en una concepción excesivamente estricta (como el de la vulnerabilidad, restringido a colectivos de personas).
12. Sobre los principios rectores de la LCCTE me remito a Alenza García (2022).

es la senda más firme (y sin atajos) para llegar al objetivo de la neutralidad que debe alcanzarse "antes de 2050 y en todo caso, en el más corto plazo posible" (art. 3. 2 LCCTE).

Este principio de la descarbonización se encuentra estrechamente vinculado con otro principio deducible de la política y de la normativa de clima y energía: el principio pro energías renovables. En efecto, del marco normativo de la Unión Europea cabe deducir un principio de fomento de las energías renovables, que exige a los Estados miembros incentivar el uso de las energías renovables para facilitar el cumplimiento de los objetivos de la política energética y climática. Ese principio es postulado en el TFUE al describir la política energética[13] y es desarrollado en las sucesivas Directivas de energías renovables[14]. Asimismo, ha sido utilizado por la jurisprudencia para admitir que las medidas de fomento a las renovables puedan incidir restrictivamente sobre la libertad de circulación de mercancías[15].

No obstante, el principio "pro renovables" ha tenido una eficacia débil, tanto a nivel legislativo como jurisprudencial. La agilización de los proyectos de energías renovables —a la que luego me referiré— va a reforzar el principio pro renovables. Sin embargo, esa agilización deberá respetar también el principio de cohesión social y territorial y el respeto de los valores ambientales (que es otro de los principios de la LCCTE).

La cuestión primordial en los próximos años será encontrar el punto de equilibrio entre el imprescindible desarrollo de las energías renovables y la

13. Por un lado, el artículo 194 del TFUE interioriza los aspectos ambientales en la política energética al establecer que ésta debe atender "la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente". Por otro lado, establece como uno de los objetivos concretos de la política energética el fomento de "la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables".

14. Todas las directivas han aludido en su propio título de manera expresa a su finalidad de fomento y promoción de las mismas: Directiva 2001/77/CE, relativa a la *promoción* de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables; Directiva 2003/30/CE, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte; Directiva 2009/28/CE, relativa al *fomento* del uso de energía procedente de fuentes renovables; y la vigente Directiva (UE) 2018/2001, relativa al *fomento* del uso de energía procedente de fuentes renovables.

15. La primera sentencia que reconoció que la finalidad ambiental de las ayudas a las renovables justifica la restricción del comercio comunitario fue la STJUE de 13 de marzo de 2001, caso Preussenelektra (as C-379/98). Posteriormente, las SSTJUE de 1 de julio de 2014, caso Vindkraft (as C-573/12) y de 11 de septiembre de 2014, caso Essent Belgium (as C-204/12, C-206/12 y C-208/12) afirmaron que existen razones de interés general de carácter ambiental que justifican las medidas de apoyo a las renovables y que no son desproporcionadas.

preservación ambiental del territorio. Como ha señalado la reciente STS 21 de marzo de 2025, "el indiscutible interés público de naturaleza medioambiental que concurre en el fomento y desarrollo de las energías renovables no puede derivar en una devaluación del canon de control por la incidencia medioambiental de las instalaciones vinculadas a dichas energías limpias, cuya compatibilidad con el respeto al medio natural y físico en el que se ubican constituye una exigencia simultánea del mismo interés público de protección del medio ambiente al que aquéllas responden".

4. LAS MEDIDAS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA DESCARBONIZACIÓN

Las medidas que el ordenamiento jurídico contempla para la transición energética y la descarbonización son de tres tipos: por un lado, las limitaciones y prohibiciones que se imponen a las energías fósiles; por otro lado, los deberes de implantación de las energías renovables; y, finalmente, las medidas de apoyo y fomento al establecimiento de energías renovables.

4.1. PROHIBICIONES Y LIMITACIONES DE LAS ENERGÍAS FÓSILES

Las prohibiciones y limitaciones a las energías fósiles que se establecen en la LCCTE son las siguientes:

— Prohibición de nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesiones de explotación de hidrocarburos (art. 9.1).

— Prohibición de nuevas autorizaciones para la explotación de hidrocarburos con utilización de la fracturación hidráulica de alto volumen (art. 9.1).

— Inadmisión de nuevas solicitudes de permisos de exploración, permisos de investigación o concesiones directas de explotación, ni sus prórrogas, de minerales radiactivos (art. 10.1).

— Inadmisión de nuevas solicitudes de autorización de instalaciones radiactivas del ciclo del combustible nuclear para el procesamiento de dichos minerales radiactivos (art. 10.2).

— Restricción de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil a los que estén justificados por motivos de interés social, económico o por inexistencia de alternativas tecnológicas (art. 11)

— Desinversión en productos energéticos de origen fósil a partir de dos años de entrada en vigor de la ley (disp. adic. 2.ª).

A estas prohibiciones deben añadirse otras que se han establecido en la legislación climática autonómica[16].

4.2. DEBERES DE ESTABLECIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

La LCCTE no contiene prescripciones obligatorias para el establecimiento de energías renovables. Algunos de sus deberes sí pueden potenciar indirectamente la instalación de energías renovables. Es el caso de las obligaciones para determinadas empresas de calcular y publicar su huella de carbono y de elaborar planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (disp. final 12.ª)[17]. También sería el caso de las previsiones sobre combustibles alternativos y la instalación de puntos de recarga eléctrica (art. 15). Sin embargo, no contiene obligaciones que, de manera directa, exijan la implantación o la utilización de energías renovables.

Esas obligaciones directas pueden encontrarse tanto la normativa sectorial —por ejemplo, en la Directiva 2024/3019 sobre tratamiento de aguas residuales urbanas[18]—, como en la legislación climática de las Comunidades Autónomas. En efecto, en esta legislación pueden encontrarse deberes directos de implantación de energías renovables y la que ha reforzado el papel del urbanismo en el establecimiento de las energías renovables al encomendarle expresamente facilitar e impulsar su implantación[19]. En este sentido, cabe resaltar el establecimiento del deber de autosuficiencia energética de las nuevas áreas urbanizadas que se ha establecido en la legislación climática

16. Por ejemplo, en Navarra se prevé que a partir del 30 de junio de 2027 no se instalen sistemas térmicos abastecidos con combustibles fósiles en los edificios de uso residencial y terciario de nueva construcción (art. 38.1 LFCCTE).
17. Véase el Real Decreto 214/2025, de 18 de marzo, por el que se crea el Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono y por el que se establece la obligación del cálculo de la huella de carbono y de la elaboración y publicación de planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
18. Su artículo 11 establece la obligación de las EDAR de ampliar progresivamente el porcentaje de EERR empleado hasta alcanzar la neutralidad energética en 2045.
19. Por ejemplo, la ley catalana prevé que las medidas en materia de urbanismo deben encaminarse, entre otros objetivos, a "la selección y clasificación de espacios ya urbanizados u ocupados por infraestructuras y servicios con potencialidades para situar o compartir superficies para captar energías renovables" (art. 27.1, d). La LCCTE de Baleares también fija para la política sectorial de urbanismo el objetivo de "implantar progresivamente energías renovables" (disp. adic. 6.ª, núm. 7, e).

catalana[20], en la balear[21] o en la navarra[22]. También se prevé el autoconsumo energético obligatorio en suelo rústico[23]. Otros deberes consisten en la incorporación de energías renovables en los nuevos edificios[24] o en el aprovechamiento obligatorio de aparcamientos y cubiertas de edificios para la producción de energía fotovoltaica[25].

20. La LCC de Cataluña ordena al Gobierno y a las administraciones locales promover, entre otras, la "garantía, en los nuevos desarrollos urbanísticos, de la provisión energética con fuentes de energía cien por cien renovables, ya sea por conexión a la red de consumo ya sea facilitando el autoconsumo o, si procede, construyendo redes cerradas" (art. 27.2, g).
21. La LCCTE de Baleares obliga a reservar en los nuevos desarrollos urbanísticos "un área de suelo destinada a la generación de energía renovable con una superficie suficiente para generar el equivalente anual a las necesidades energéticas de dicho desarrollo" (art. 20.2).
22. La LFCCTE establece el deber de reservar en los nuevos desarrollos urbanísticos "un área de suelo destinada a la generación de energía renovable con una superficie suficiente para generar el equivalente anual a las necesidades energéticas de dicho desarrollo" (art. 18.2).
23. La LCCTE de Baleares facilita la tramitación de las instalaciones de generación renovable al eximir de la declaración de interés general en suelo rústico a las instalaciones de generación renovables, entre otras, a las que estén "destinadas al autoconsumo en las edificaciones o instalaciones legales en suelo rústico" (art. 48.3). El deber de autosuficiencia energética también se exige a las "nuevas edificaciones o aquellas que tengan un cambio de uso en suelo rústico", puesto que "deberán cubrir la totalidad de su consumo eléctrico mediante generación renovable de autoconsumo siempre que no exista previamente conexión disponible a la red eléctrica, sin perjuicio de que se puedan instalar sistemas de apoyo o de emergencia que utilicen combustibles fósiles" (art. 51.1).
24. Por ejemplo, en Navarra "a partir del 30 de junio de 2027 todos los edificios de nueva construcción o que sean objeto de rehabilitación integral o cambio de uso, deberán instalar sistemas de calefacción o agua sanitaria caliente con base en energías renovables para cubrir al menos el 50% de su demanda conjunta" (art. 38.3 LFCCTE). Y "los edificios de uso residencial, industrial, comercial y dotacional de más de 500 m² de cubierta medidos en proyección horizontal de nueva construcción, los que sean objeto de rehabilitación integral o cambio de uso, o los que reformen su cubierta, deberán instalar sistemas fotovoltaicos individuales o de uso compartido en al menos el 35% de su superficie de ocupación en planta en las orientaciones sur, sureste y suroeste" (art. 39.1 LFCCTE).
25. En Navarra, "al menos el 20% de las plazas de aparcamiento en superficie vinculadas a los edificios de uso dotacional, comercial, terciario e industrial de nueva construcción, deberán cubrirse con placas de generación solar fotovoltaica" (art. 39.3 LFCCTE). Además, los espacios destinados a las plazas de estacionamiento de todos los aparcamientos de titularidad privada en superficie vinculadas a los edificios de uso dotacional, comercial, terciario e industrial de nueva construcción que ocupen un área total superior a 500 metros cuadrados, deberán cubrirse con placas de generación solar fotovoltaica, sin perjuicio de que en aquellas de superficie inferior pueda también

4.3. EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

4.3.1. Diversidad de instrumentos de fomento

El fomento de las energías renovables es un objetivo de la política energética europea (art. 194 TFUE) que se ha materializado en las sucesivas Directivas de energías renovables. Todas ellas han aludido expresamente en su propio título a la finalidad de fomento y promoción de las mismas[26]. No obstante, las directivas no han establecido un sistema armonizado de ayudas a las renovables y la determinación de los mecanismos de apoyo ha estado siempre en manos de cada Estado miembro. Por ello, lo que caracteriza al concepto de fomento que maneja la directiva es que es amplio, flexible y que acoge muy diversas formas de fomento.

El principio exige a los Estados miembros incentivar el uso de las energías renovables, mediante distintos mecanismos jurídicos y económicos, para facilitar el cumplimiento de los objetivos de la política energética y climática.

Los dispositivos de fomento que contempla la DFER y la LSE revisten diversas formas: unos son más directos (económicos, mecanismos de cooperación[27], Planes de acción nacionales en materia de energía renovables) y otros constituyen mecanismos indirectos de incentivación de las energías renovables: acceso a las redes, garantías de origen, racionalización de procedimientos de autorización; establecimiento de normas y especificaciones técnicas[28] e inclusión de las energías renovables en los códigos de construcción; información y formación, reconocimiento de los nuevos actores en el mercado eléctrico para la descentralización energética y la generación distribuida (autoconsumidores, almacenamiento, comunidades energéticas), etc.

---

cubrirse2 (art. 42.1 LFCCTE). También se establecen deberes de implantación de renovables en los edificios existentes con al menos el 50% de la superficie de ocupación en planta construida para uso dotacional, comercial o industrial (art. 39.4 LFCCTE).

26. Son la Directiva 2001/77/CE, relativa a la *promoción* de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables; Directiva 2003/30/CE, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte; Directiva 2009/28/CE, relativa al *fomento* del uso de energía procedente de fuentes renovables; y la vigente Directiva (UE) 2018/2001, relativa al *fomento* del uso de energía procedente de fuentes renovables.
27. La DFER admite diversos mecanismos de flexibilidad (transferencias estadísticas, proyectos conjuntos entre Estados miembros, proyectos conjuntos entre Estados miembros y otros países, sistemas de apoyo conjunto entre los Estados miembros). Sobre estos mecanismos véase Sanz Rubiales (2010: 25 y ss.).
28. Un ejemplo reciente es el Real Decreto 662/2024 por el que se establece el régimen al que ha de estar sometida la instalación de las plantas fotovoltaicas flotantes en los embalses situados en el dominio público hidráulico.

Por su parte, la LCCTE también ha establecido diversas medidas de fomento de las energías renovables: la prioridad en las nuevas concesiones hidráulicas del "apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico" y, en particular, de las centrales hidroeléctricas reversibles (art. 7.1); la promoción del "aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos" (art. 7.3); los incentivos para la introducción de energías renovables en la rehabilitación de viviendas, facilitando instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propiedad horizontal y sistemas de calefacción y refrigeración de cero emisiones (art. 8); el fomento de los gases renovables (art. 12) y de las energías renovables en el transporte (art. 13); y, por último, la inclusión de las energías renovables entre los criterios de adjudicación de la contratación pública (art. 31.2).

4.3.2. El régimen económico

Entre los diversos instrumentos de fomento contemplados por la DFER, los más importantes son los llamados "sistemas de apoyo". Se definen de manera muy amplia y abierta y comprende tanto la concesión de ayudas directas o indirectas, como otro tipo de estímulos económicos. La Directiva parte de la necesidad de seguir manteniendo los sistemas de apoyo al menos "mientras los precios de la electricidad en el mercado interior no reflejen todos los costes y beneficios medioambientales y sociales de las fuentes de energía utilizadas"[29].

En nuestro país, se establece para las energías renovables un régimen retributivo específico (previsto en el artículo 14.7 LSE y regulado en el Real Decreto 413/2014) que se define como un régimen excepcional y limitado a la inversión por unidad de potencia instalada. Esa retribución específica es adicional a la obtenida en el mercado de producción, pero el resultado de las subastas realizadas para fijar la retribución adicional fue de cero euros.

A la vista de ese resultado se ha establecido otro régimen económico (art. 14.7 bis LSE y en el Real Decreto 960/2020), que tiene como principal novedad pasar de unas subastas de capacidad (que retribuían la inversión) a unas subastas que tienen en cuenta la diversidad de tecnologías renovables

29. Así se expresa el considerando núm. 27 de la DFER: "la ayuda pública es necesaria para alcanzar los objetivos de la Comunidad con vistas a la expansión de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, en particular mientras los precios de la electricidad en el mercado interior no reflejen todos los costes y beneficios medioambientales y sociales de las fuentes de energía utilizadas".

con bajos costes de explotación[30]. Otras dos novedades del nuevo sistema son: en primer lugar, la toma en consideración en las convocatorias de las subastas de las particularidades de las comunidades de energías renovables para que puedan competir en igualdad con otros participantes; y, en segundo lugar, la previsión de que las instalaciones de pequeña magnitud (cuya potencia instalada sea inferior a 5 MW) y los proyectos de demostración puedan quedar eximidas de la subasta para el acceso al marco retributivo[31].

4.4. LA ACELERACIÓN DE LA AUTORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y SU TENSIÓN CON EL PRINCIPIO DE COHESIÓN SOCIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

El principio pro renovables se ha manifestado con vigor en la admisión y sostenimiento de las medidas de apoyo a las energías renovables. Sin embargo, como ya he señalado, su eficacia ha sido débil cuando se ha enfrentado a las limitaciones que, por razones territoriales o ambientales, han establecido las autoridades regionales y locales a la implantación de grandes parques de energías renovables.

La LCCTE ha incluido entre sus principios rectores, el de "cohesión social y territorial, garantizándose, en especial, la armonización y el desarrollo económico de las zonas donde se ubiquen las centrales de energías renovables respetando los valores ambientales" (art. 2, d). Este último inciso se introdujo en el trámite parlamentario de la ley ante la oposición social a la implantación —efectiva o prevista— de algunos de macroparques eólicos o fotovoltaicos más grandes y extensos de Europa (de más de 500 Ha de superficie y algunos bordeando o superando las 1000 Ha). Esos macroparques tienen un notable impacto territorial (cambio del modelo productivo, abandono de la actividad agraria tradicional, desaparición de la industria agroalimentaria y de los trabajadores agrarios, etc.), y variadas afecciones ambientales (fraccionamiento de ecosistemas y de corredores ecológicos, impacto paisajístico, efectos nocivos sobre la fauna y la flora, pérdida de la red de caminos y senderos, etc.).

A pesar de ello, las medidas previstas por la LCCTE para garantizar el principio de cohesión territorial son excesivamente genéricas y de carácter

30. Sobre el régimen de las subastas Cuesta Adán (2022: 177-200).

31. La primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables conforme al nuevo sistema fue regulada por la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. La primera subasta fue convocada por Resolución de 10 de diciembre de 2020 y la segunda por Resolución de 8 de septiembre de 2021.

más orientativo que prescriptivo. Por un lado, se consagra como uno de los criterios de adaptación climática del desarrollo rural que el despliegue de las energías renovables se lleve a cabo "de manera compatible con la conservación del patrimonio natural y la adecuada ordenación territorial" (art. 25). Por otro lado, se prevé la elaboración de una herramienta de zonificación para identificar las "zonas de sensibilidad y exclusión por su importancia para la biodiversidad, conectividad y provisión de servicios ecosistémicos, así como sobre otros valores ambientales" y lograr que "el despliegue de los proyectos de energías renovables se lleve a cabo, preferentemente, en emplazamientos con menor impacto" (art. 21.1). Esa herramienta, aunque se configura como instrumento informativo y sin adicionales efectos jurídicos[32], ha sido revalorizada por las disposiciones de aceleración de las energías renovables, como a continuación se verá.

En efecto, la Unión Europea, como consecuencia de la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania, decidió acelerar los procedimientos de concesión de permisos para los proyectos de energías renovables primero con carácter provisional[33] y después con carácter permanente al incorporar las medidas de aceleración a la DFER. Esas normas han declarado que los proyectos de energías renovables son "de interés público superior y contribuyen a la salud y la seguridad públicas", por lo que al ponderar los intereses jurídicos de cada caso en el proceso de planificación y concesión de autorizaciones, se debe dar "prioridad a la construcción y explotación de centrales e instalaciones de producción de energía procedente de fuentes renovables y al desarrollo de la infraestructura de red conexa" (art. 3 Reglamento 2022/2577). La modificación de la DFER por la Directiva incorporó la obligación de que los Estados identifiquen zonas de aceleración renovable donde el despliegue de las renovables no vaya a tener un impacto ambiental significativo. De esas zonas se excluyen los espacios Natura 2000 y otros espacios naturales protegidos y deberá realizarse previamente una evaluación ambiental estratégica. Además, se deberán aprobar las normas

32. La zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio ante grandes proyectos de instalaciones de renovables distingue cinco clases de sensibilidad (máxima, muy alta, alta, moderada y baja). Según su propia definición, la zonificación es una aproximación metodológica orientativa para conocer desde fases tempranas los condicionantes ambientales (puede verse en https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.aspx).

33. Sin perjuicio de otros antecedentes, la Recomendación (UE) 2022/822 avanzó la necesidad de reformas normativas que se llevaron a cabo a través del Reglamento (UE) 2022/2577, de 22 de diciembre, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables.

que prevean la aplicación de medidas de mitigación para la protección de especies y el buen estado ecológico de las aguas[34].

En definitiva, la normativa europea se basa en la previa determinación de zonas específicas de aceleración renovable, excluyendo determinados espacios naturales protegidos y realizando una previa evaluación ambiental estratégica, así como en el establecimiento de medidas de mitigación ambiental.

Por su parte, la normativa española de aceleración no se adecua a los parámetros europeos[35] y ha debilitado los mecanismos de protección ambiental. En efecto, el RD-L 20/2022, de 27 de diciembre, en primer lugar y, posteriormente, el RD-L 6/2022, de 29 de marzo, han basado la aceleración de los proyectos de renovables en un procedimiento de determinación la de afección ambiental que es cuestionable en diversos aspectos[36]. Dicho procedimiento de determinación de afecciones ambientales —que carece de carácter básico[37]— está previsto para específicos proyectos de energías renovables que cumplan conjuntamente determinados requisitos de conexión, de tamaño y de ubicación, eximiéndoles del procedimiento de evaluación ambiental. Con el procedimiento de determinación de afecciones ambientales se simplifica la evaluación ambiental y, además, se agiliza su autorización sustantiva al dotarles de carácter urgente y refundir ciertos trámites[38].

Ese régimen es cuestionable, al menos, en tres aspectos:

1.º Efecto regresivo. El objeto del informe de afección ambiental es determinar si el proyecto debe someterse a un procedimiento de evaluación ambiental, o si puede tramitarse el procedimiento de

34. Artículo 15 quater de la DFER.
35. Rosa Moreno (2025: p. 93) afirma que la normativa española ni cumple los parámetros europeos, ni siquiera lo pretende.
36. Un análisis completo de este procedimiento puede verse en Lozano Cutanda (2022). Véanse también los reparos formulados por Rosa Moreno (2025: 92 y ss.).
37. Artículo 6.6: "El procedimiento regulado en este artículo no tiene carácter básico y por tanto sólo será de aplicación a la Administración General del Estado y a sus organismos públicos. No obstante, en su ámbito de competencias, las Comunidades Autónomas podrán aplicar lo dispuesto en este artículo únicamente para los proyectos a los que se refiere el apartado 1".
38. Para ello, el RDL 6/2022 declara de urgencia los procedimientos de autorización de los proyectos de generación mediante energías renovables competencia de la Administración General del Estado (art. 7) y se prevé que se efectúe de manera conjunta la tramitación y resolución de las autorizaciones previa y de construcción, se unifican diversos trámites de dichos procedimientos autorizatorios y se reducen los plazos de tramitación (art. 7.1).

autorización sustantiva (art. 6.3, d). Es decir, pretende allanar su evaluación ambiental, ya que se aplica a proyectos que estaban sometidos a una evaluación de impacto ambiental ordinaria o simplificada. Con este procedimiento se elimina esa sujeción, salvo que el informe no sea favorable e imponga la tramitación de la correspondiente evaluación ambiental. Los proyectos que pueden someterse al procedimiento de determinación de afección ambiental no afectan a los proyectos del Anexo I de la Directiva de evaluación ambiental, por lo que no se incumple la normativa europea. Sin embargo, existe cierto efecto regresivo en la instauración de este procedimiento porque supone dejar sin efecto la protección adicional que había establecido la legislación básica estatal al someter a evaluación ambiental a proyectos no incluidos en el anexo I de la Directiva[39].

2.º Cuestionable atribución de efectos jurídicos a la "zonificación ambiental para la implantación de energías renovables". Uno de los requisitos para la sustitución de la EIA por el procedimiento de determinación de la afección ambiental es la ubicación de los proyectos. Pues bien, el RD-L 20/2022 excluyó los proyectos ubicados en el medio marino y los incluidos en zonas de la Red Natura 2000. Además, se estableció que los proyectos sometidos a ese específico procedimiento debían estar ubicados íntegramente en zonas de sensibilidad baja según la "Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables". Esa previsión presentaba serias dudas en cuanto a su idoneidad —ya que una herramienta metodológica meramente metodológica y simplificadora de la realidad no puede servir para sustituir o eludir una evaluación ambiental— y también en cuanto a su encaje competencial[40]. El RDL 6/2022 eliminó este requisito, sin sustituirlo por ningún otro criterio formal (evaluación ambiental estratégica) o material (valores ambientales constatados), por lo que ahora sólo quedan excluidos del procedimiento de afecciones los espacios de la Red Natura 2000 y los ubicados en el medio marino.

3.º Dudosos trámites procedimentales. El procedimiento carece, contrariamente a lo habitual en procedimientos ambientales, de infor-

39. Así lo advirtió Lozano Cutanda (2022: p. 8).

40. Como ha señalado Lozano Cutanda (2022: p. 7) en caso de que esa zonificación ambiental no coincida con la planificación energética que es competencia de la Comunidad Autónoma (y podríamos añadir también a la ordenación territorial y ambiental) puede provocar conflictos competenciales.

mación pública. Además, el informe con el que termina el procedimiento, aunque es objeto de publicidad, no puede ser "objeto de recurso alguno, sin perjuicio de los que, en su caso, procedan en vía administrativa y judicial frente al acto de autorización del proyecto" (art. 6.5). Se prevé una regla similar a la irrecurribilidad de las declaraciones de impacto ambiental. Sin embargo, la falta de participación ciudadana y el retraso en el acceso a la justicia que supone la impugnabilidad del informe, no resultan plenamente acordes con los principios del Convenio de Aarhus[41].

5. LOS DERECHOS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA RENOVABLE

Desde sus inicios, todos los documentos de impulso de la descarbonización y de la transición energética se han preocupado por advertir que debe realizarse sin dejar a nadie atrás, sin crear o agravar las desigualdades existentes y prestando atención especial a los sectores vulnerables. La transición energética justa, aunque no aparece explícitamente reconocido como principio, sí cabe ser considerado como un principio de obligada consideración en la definición y ejecución de las políticas climáticas y energéticas[42]. Incluso se ha señalado que la transición justa puede ser considerada como un derecho de la ciudadanía a no sufrir un perjuicio significativo por la transición energética. Y aunque los específicos instrumentos para una transición justa (la Estrategia y los Convenios) se han centrado en derechos de los trabajadores afectados, cabe apreciar que, de manera fragmentada, ya se están reconociendo algunos derechos de los consumidores energéticos y, en general, de los ciudadanos, como derechos que encuentran su fundamento último en la transición energética justa[43].

Los derechos de la transición energética renovables pueden sistematizarse en función del tipo de sujetos que son titulares de los mismos: los consumidores, los nuevos sujetos del mercado eléctrico (prosumidores y comunidades energéticas) y los ciudadanos y, en general, los seres humanos quienes pueden ser titulares de un derecho a la estabilidad climática.

41. Para Rosa Moreno (2025: 97) este procedimiento confuso vulnera el Derecho europeo de evaluación ambiental y de energías renovables, así como el principio de no regresión ambiental.
42. Valencia Martín (2021: 213).
43. Así lo ha advertido Rosa Moreno (2025: pp. 62-63), quien ha aportado un innovador enfoque de las medidas de la transición energética al analizar los derechos subjetivos implicados en ella.

5.1. DERECHOS DE LOS CONSUMIDORES ELÉCTRICOS

La LSE reconoce una serie de derechos a los consumidores eléctricos que pueden sintetizase del siguiente modo:

— Derecho a un suministro eléctrico asequible, transparente y fiable (arts. 7 y 44 LSE), y derecho a un suministro eléctrico de calidad, continuo y seguro (arts. 51 y 52).

— Derecho a elegir (y en su caso, cambiar) de suministrador sin coste alguno (arts. 7 y 44 LSE).

— Derecho a una información clara, comprensible y completa sobre la contratación (precios y tarifas, acceso a red, otras condiciones contractuales y sobre el consumo energético) y, en particular, sobre la facturación (art. 46).

— Derecho a la protección de los consumidores vulnerables y a utilizar el bono social (art. 45 LSE) y, en su caso, al suministro mínimo vital (art. 45 bis LSE).

La transición energética y la transición a una economía circular ha consagrado nuevos derechos en materia de información ambiental y de servicios en dos ámbitos diferentes: el empoderamiento de los consumidores y el derecho a la reparación.

a) La Directiva 2024/825 sobre empoderamiento de los consumidores para la transición ecológica mediante una mejor protección contra las prácticas desleales y mediante una mejor información, como se deduce de su propia denominación, refuerza la posición del consumidor al atribuirle derechos en dos ámbitos relacionados:

— Derechos que mejoran la información al consumidor en lucha contra la ecoimpostura (*greenwhasing*). La Directiva exige, por un lado, que se suministre al consumidor información veraz sobre la durabilidad, sobre la reparabilidad y sobre el rendimiento ambiental del producto. Por otro lado, se configura un derecho a una publicidad ambiental veraz (o un derecho a no ser ecológicamente engañado[44]) al prohibir declaraciones medioambientales engañosas cuando resulten excesivamente genéricas ("ecológico", "verde", etc.) o carezcan de un fundamento verificable y actualizado.

44. Así lo denomina Rosa Moreno, p. 64 y ss.

— Derechos de protección contra prácticas desleales relacionadas con la obsolescencia programada (limitaciones técnicas que limitan la vida útil o la reparabilidad) y con la manipulación o falseamiento de la información (diseño de productos que orienten al consumidor hacia decisiones no sostenibles, ocultar información sobre actualizaciones que afectan negativamente al funcionamiento del producto, etc.).

b) El derecho a la reparación. Un factor clave para la economía circular es la reparación de los productos para que prolonguen su vida útil. La normativa europea de consumo y de productos está configurando la reparación como un derecho de los consumidores. Así, además de las medidas ya mencionadas previstas en la Directiva 2024/825 sobre empoderamiento de los consumidores, deben destacarse las normas comunes para la reparación de bienes establecidas en la Directiva 2024/1799 y las disposiciones del Reglamento 29024/1781 sobre ecodiseño de productos sostenibles.

Este Reglamento contiene el marco conceptual y habilitante sobre los requisitos de diseño ecológico (entre los que se encuentran la durabilidad, la reutilizabilidad, la reparabilidad, el mantenimiento y acondicionamiento, actualizabilidad, etc.) para que, posteriores actos delegados y de ejecución de la Comisión concreten dichos requisitos para determinados productos o grupos de productos. Así se hizo en desarrollo de la anterior normativa respecto de determinados electrodomésticos (televisores, frigoríficos, lavadoras, lavavajillas, etc.).

5.2. DERECHOS DE LOS NUEVOS SUJETOS DEL MERCADO ELÉCTRICO: AUTOCONSUMIDORES Y COMUNIDADES ENERGÉTICAS

La transición energética impulsada por la UE se basa en la adopción de un modelo de generación de energía eléctrica descarbonizado, participativo (o democrático), descentralizado y digitalizado. Con la participación ciudadana en el sistema eléctrico —la denominada democratización del modelo energético— se pretende implicar a los ciudadanos y a los consumidores como actores del mercado con un papel activo y protagonista. Para ello, la legislación del sector eléctrico ha dado entrada a nuevos agentes y modelos de negocio como son el autoconsumo, el almacenamiento, la agregación y, de manera destacada, las comunidades ciudadanas de energía y las comunidades de energías renovables. En este apartado me referiré, brevemente, a los derechos reconocidos a dos de esos nuevos sujetos: los autoconsumidores y las comunidades energéticas.

5.2.1. Derechos del prosumidor (productor-consumidor)

Uno de los nuevos sujetos del mercado eléctrico de la transición energética es el consumidor final que genera electricidad renovable para su propio consumo y que, además, puede almacenar o vender electricidad renovable autogenerada. Este autoconsumidor de energías renovables o prosumidor (porque es un consumidor que, al mismo tiempo, produce energía) ha adquirido un importante estatuto jurídico en la DFER. Esta Directiva, además, de reconocer el derecho de los consumidores finales de convertirse en productores y autoconsumidores, les confiere un importante repertorio de derechos, comenzando por el derecho a generar energía renovable para su propio consumo, o para almacenarla y vender los excedentes, y terminando por el derecho recibir una remuneración por la electricidad renovable autogenerada vertida a la red, que refleje su valor de mercado y pueda tener en cuenta su valor a largo plazo para la red, el medio ambiente y la sociedad[45].

5.2.2. Derecho a la constitución y participación en comunidades energéticas

Las comunidades energéticas locales son las entidades que —en las dos formas que pueden adoptar (comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas de energía)[46]— posibilitan que los ciudadanos, solos o con Administraciones locales, produzcan, consuman, almacenen, compartan y vendan energía renovable colectivamente[47].

Además de ser la más clara manifestación de la descentralización energética y de la generación distribuida, las comunidades energéticas locales constituyen un instrumento especialmente adecuado para dar cumplimiento al principio de cohesión social y territorial en la transición energética y, adicionalmente, para contribuir a la resiliencia climática.

Estas comunidades energéticas se basan en la premisa de que los ciudadanos tienen derecho a participar activamente en el mercado de la tran-

45. Artículo 21 DFER. Sobre estos derechos y su incompleta transposición a nuestro ordenamiento véase Rosa Moreno (2025: p. 41 y ss.).

46. Sobre las semejanzas y diferencias entre estas entidades como dos especies de un mismo género y las razones para mantener su diferenciación en el ordenamiento español véase Gallego Córcoles (2021: 203 y ss.). Sobre el régimen jurídico de estas comunidades véase también la obra colectiva *Comunidades energéticas locales* (2024).

47. La definición de la comunidad de energías renovables se encuentra en el artículo 2.16 de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de las energías renovables y la definición de comunidad ciudadana de energía está en el artículo 2.11 de la Directiva 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Aunque este tipo de comunidad no restringe su actividad a las energías renovables, nada impide que lo hagan y se beneficien del apoyo a esas fuentes de energía.

sición energética. El ordenamiento jurídico reconoce un amplio repertorio de derechos entre los que destacan el derecho a producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, el derecho a conservar su posición de consumidores finales y otros derechos facilitadores de la constitución de estas comunidades, como los que alguna normativa autonómica está reconociendo para ser titulares del derecho de superficie respecto a los bienes patrimoniales de las Administraciones públicas[48].

5.3. DERECHO A LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA

El deber de actuar contra el cambio climático mediante la lucha o mitigación del mismo y a través de la necesaria adaptación a la nueva situación climática encuentra acomodo constitucional en el más amplio y genérico deber de cuidado ambiental del artículo 45 de la Constitución[49]. Este precepto, como es sabido, ordena velar por la utilización racional de los recursos naturales. En el actual contexto científico, económico, político, social y jurídico es evidente que la racionalidad de esa utilización impone la actuación contra las actividades humanas que alteren la composición de la atmósfera, para estabilizar y reducir las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera para impedir "interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático"[50]. Ha de tenerse en cuenta, además, que las amenazas del cambio climático no conciernen únicamente a la calidad del aire. Los previsibles impactos climáticos se proyectan sobre todos los sistemas naturales: los recursos hídricos superficiales y subterráneos (sequías, disminución de fuentes de agua potable); las costas (erosión del litoral, inundaciones); así como los ecosistemas y la biodiversidad. Por todo ello, la función pública ambiental prevista en el artículo 45 CE debe tener hoy como principal misión la mitigación y la adaptación al cambio climático.

Existen, además, otros deberes constitucionales implicados en la lucha contra el cambio climático. En efecto, la extensa e íntima vinculación del fenómeno del cambio climático con el deber de cuidado ambiental, no debe ensombrecer que sus efectos se extienden sobre otros bienes jurídicos constitucionales que, a su vez, son objeto de otros deberes constitucionales que refuerzan la preceptividad de la acción climática. Así ocurre con el derecho a la protección de la salud y la salvaguarda de la salud pública (arts. 15 y 43) que se ven amenazados y afectados por los efectos climáticos. De igual

48. Sobre esta amplia gama de derechos véase Rosa Moreno (2025: p. 42 y ss.).
49. A ello me he referido con mayor detalle en Alenza García (2019: 27-72).
50. El entrecomillado lo tomo del artículo 2 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 1992.

manera, el impacto económico de los efectos del cambio climático puede comprometer el desarrollo económico y social, así como el crecimiento de la renta y de la riqueza y su más justa distribución (arts. 40 y 131). Otras funciones públicas constitucionales afectadas por el cambio climático son la conservación de los bienes del patrimonio histórico (art. 46) y la protección de los bienes de dominio público (art. 132).

Como consecuencia de todo lo anterior, es evidente que frente al incumplimiento de los objetivos climáticos —establecidos normativamente y, por tanto, vinculantes[51]— y, en general, de los principios y prescripciones de la legislación climática y energética existe, cuando menos, un derecho reaccional de los ciudadanos.

Incluso cabe ir más allá y es posible defender la existencia de un derecho a un clima estable, como derivación lógica de los deberes vinculantes de mitigación y adaptación al cambio climático y como una concreción del derecho a un ambiente adecuado[52].

Las sucesivas condenas a Estados europeos (Holanda, Francia, Alemania)[53] por parte de sus tribunales por falta de ambición o inacción climática, no se ha producido por el momento en nuestro país[54]. Algo que puede cambiar a partir del nuevo enfoque que ha adoptado el TEDH en su sentencia de 9 de abril de 2024, caso KlimaSeniorinnen, que condenó a Suiza por no haber establecido medidas razonables contra el cambio climático. Esta sentencia abrirá una nueva etapa en el reconocimiento jurisprudencial del derecho a un clima estable[55]. La sentencia afirmó que el derecho humano a la vida privada y familiar protege a los seres humanos frente a los graves efectos del cambio climático, incluyendo el impacto en la salud, bienestar y calidad de vida. Los Estados tienen el deber de implementar medidas razonables

51. En esta misma línea se ha expresado Rosa Moreno, p. 124.
52. Esta idea fue planteada hace tiempo por Torre-Schaub (2019). En el mismo sentido, véase PAREJO NAVAJAS, T. (2019: 123-143).
53. Son las sentencias del caso Urgenda (Sentencia de 24 de junio de 2015 y sentencia de apelación de 9 de octubre de 2018), del Affair du Siecle (de 3 de abril de 2021) y el caso Backsen (STC de Alemania de 24 de marzo de 2021). Una buena síntesis de estos casos puede verse en Ruiz Prieto (2024: 215-260).
54. Ni la STS 3410/2023, de 18 de julio de 2023, ni la STS 3556/2023, de 24 de julio de 2023, apreciaron que el PNIEC incumpliera los compromisos climáticos internacionales de España. Lo que no hicieron las sentencias fue valorar si las medidas climáticas adoptadas son adecuadas para tutelar los derechos implicados en el cambio climático y, mucho menos, adoptar un enfoque de derechos humanos en su enjuiciamiento.
55. Se ha dicho que esta sentencia ha creado un nuevo derecho fundamental a la protección efectiva frente al cambio climático (Lozano Cutanda, 2024).

y oportunas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, de modo que se limite el calentamiento global a niveles seguros (1,5 °C). El cambio climático, afirma la sentencia, "es una amenaza actual y futura para el disfrute de los derechos humanos" y los Estados deben adoptar medidas efectivas para protegerlo. La sentencia confirma, además, que como habían anticipado las sentencias de los casos Urgenda y Backsen, existe el deber de proteger a las generaciones futuras de los efectos el cambio climático, dotando a los derechos fundamentales de un carácter diacrónico[56].

En definitiva, la transición energética es, también, una cuestión de derechos humanos y el incumplimiento por los poderes públicos de los deberes de mitigación y adaptación climática puede constituir una violación de derechos humanos de las generaciones presentes y de las generaciones futuras.

6. BIBLIOGRAFÍA

AAVV, *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (eds.: Alenza García, J. F. y Mellado Ruiz, L.), Madrid, Marcial Pons, 2022.

AAVV *Comunidades energéticas locales* (dirs. Galán Galán y Zamora Santa Brígida), Claves 45, ed. Fundación Democracia y Gobierno Local, Barcelona, 2024.

Alenza García, J. F. (2019): "Los deberes públicos de mitigación y de adaptación al cambio climático como parte del deber de cuidado ambiental", en Castro-Gil Amigo (coord.): *La regulación energética y su impacto social y ambiental*, Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2019, pp. 27-72.

Alenza García, J. F., "Objetivos y principios rectores de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética", en *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (eds.: Alenza García, J. F. y Mellado Ruiz, L.), Madrid, Marcial Pons, 2022, pp. 75-110.

Cuesta Adán, A. "Retribución de las energías renovables (II): las subastas de energías renovables", en *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (eds.: Alenza García, J. F. y Mellado Ruiz, L.), Madrid, Marcial Pons, 2022, pp. 177-200.

Gallego Córcoles, I., Comunidades de energía y transición energética, Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2022.

González Navarro, F., *Derecho administrativo español*, t. I, 2.ª ed., Eunsa, Pamplona, 1993.

56. Sobre esta cuestión veáse en Ruiz Prieto (2024).

Lozano Cutanda, B., "Real Decreto Ley 6/2022: el nuevo procedimiento de determinación de afección ambiental aplicable a determinados proyectos de energías renovables", *Actualidad Jurídica Ambiental*, n.º º123, 9 de mayo de 2022.

Lozano Cutanda, B., "El Tribunal Europeo de Derechos Humanos crea un nuevo derecho fundamental a la protección efectiva frente al cambio climático que abre la vía al recurso de amparo", GAP Publicaciones, abril 2024 (https://ga-p.com/publicaciones/el-tedh-crea-un-nuevo-derecho-fundamental-a-la-proteccion-efectiva-frente-al-cambio-climatico-que-abre-la-via-del-recurso-de-amparo/).

Mora Ruiz, M., "Las regulaciones autonómicas de las energías renovables", en el vol. col. *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático* (dir. Alenza García) ed. Thomson Reuters Civitas, Cizur Menor, 2014, pp. 97-132.

Parejo Navajas, T. "Hacia la consagración de un derecho individual a vivir en un medio ambiente sano: su importancia en la litigación climática y en el desarrollo sostenible de nuestro planeta", en Castro-Gil Amigo (coord.): *La regulación energética y su impacto social y ambiental*, Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2019, pp. 123-143.

Rosa Moreno, J., *La doble transición ecológica y digital. El reto de la garantía de derechos*, Aranzadi La Ley, Las Rozas, 2025.

Ruiz Prieto, M., "Los derechos fundamentales diacrónicos en la jurisprudencia europea de cambio climático", *RAP*, 225, 2024, pp. 215-260.

Sanz Rubiales, I., "Mercados de cuotas y protección del medio ambiente: el fomento de las energías renovables en la Directiva 2009/28", *RGDA*, núm., 2010, pp. 25 y ss.

Torre-Schaub, M., "Autour de 2.º C ou la construction d'un droit à un climat stable», en el coloque de CLIMALEX, *Droit et Changement climatique*, *regards interdisciplinaires*, sous la direction de Marta Torre-Schaub), Paris, Mare & Martin, 2019.

Valencia Martín, G., "Transición justa", en el vol. col. *Derecho y energías renovables* (dirs. Valencia Martín y Rosa Moreno), Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2021, pp. 131-222.

Capítulo 3

Régimen energético y energías renovables en Italia

Fabrizio Fracchia
Catedrático de Derecho Administrativo
Universidad Bocconi de Milán

Pasquale Pantalone
Profesor Titular de Derecho Administrativo
Universidad Estatal de Milán

1. TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL MARCO GENERAL EN TEMA DE ENERGÍA: CONSTITUCIÓN, DISCIPLINA EUROPEA Y PLAN NACIONAL DE RECUPERACIÓN Y RESILIENCIA

En general, la palabra "transición" expresa un cambio de un antes a un después[1].

En el contexto de la transición energética, el término "energético" describe la naturaleza del cambio[2].

El desarrollo de las energías renovables es una parte importante de esta transición y, de manera más general, del camino hacia la descarbonización,

1. Se permite remitir a Fracchia Fabrizio, "Transizioni: il punto di vista del diritto amministrativo", Napoli, 2024. Consulte también de Leonardis Francesco, "La transizione ecologica come modello di sviluppo di sistema: spunti sul ruolo delle amministrazioni", Diritto amministrativo, 2021, pp. 779 y ss.; Severini Giuseppe, "La 'transizione' come ordinamento giuridico", www-giustiziainsieme.it, 2022; Petrachi Michela, *La tutela dell'ambiente nel prisma della transizione ecologica*, Torino, 2023.
2. *Ex multis,* Favaro Tamara, "Regolare la 'transizione energetica'". *Stato, mercato, innovazione*, Padova, 2020.

por la razón obvia de que la producción de energía a través de fuentes tradicionales contribuye significativamente al cambio climático[3].

Este desarrollo debe situarse dentro de una estrategia más amplia que, con vistas principalmente (pero no exclusivamente) a la mencionada descarbonización, se mueve a lo largo de diferentes ejes: especialmente, por el lado de la oferta, propiamente se destaca la potenciación de las energías renovables; por el lado de la demanda, está asociada a la eficiencia del uso de la energía y, por tanto, a la reducción del consumo de energía.

Hay que identificar el contexto en el que se produce esta transición.

Una primera cuestión que se plantea, en relación con la energía, es la de la competencia para dictar las reglas del juego.

La reforma del Título V de la Constitución del 2001 ha separado la materia ambiental en sentido estricto, confiada a la competencia exclusiva del legislador estatal, de las diversas materias conexas dejadas a la competencia concurrente o residual de las regiones, como la protección de la salud, el gobierno del territorio, la caza, la pesca, la agricultura y la energía.

Más en detalle, el artículo 117, párrafo 2, letra s) de la Constitución atribuye al Estado la competencia legislativa exclusiva en materia de protección del medio ambiente, del ecosistema y de los bienes culturales, mientras que el artículo 117, párrafo 3, establece una competencia concurrente entre Estado y Regiones en lo que respecta a la producción, el transporte y la distribución nacional de energía.

Recientemente, el Tribunal Constitucional (Corte Const. 13 de mayo del 2022, n.º 121) ha establecido que las normas estatales que regulan los procedimientos para la autorización de las instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables no toleran excepciones en todo el territorio

3. Sobre el tema de las energías renovables, la literatura jurídica italiana es muy amplia. A título de ejemplo, véase: Scalia Francesco, "Energia sostenibile e cambiamento climatico. Profili giuridici della transizione energetica", Torino, 2020, pp. 272 y ss.; Cartei Gian Franco, "*Transizione energetica ed energie rinnovabili: una introduzione*", Cartei Gian Franco (a cargo de), "Energie rinnovabili e Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza", Napoli, 2022, pp. 11 y ss.; Spuntarelli Sara, "Le rinnovabili per la transizione energetica: discrezionalità e gerarchia degli interessi a fronte della semplificazione dei procedimenti autorizzatori nel PNRR", Diritto amministrativo, n.º 1, 2023, pp. 59 y ss.; Marzaro Paola, "L'ordinamento delle transizioni e la transizione dell'ordinamento: il paradigma delle energie rinnovabili", Rivista giuridica di urbanistica, n.º 3, 2024, pp. 372 y ss. Para una síntesis eficaz de la evolución normativa anterior al Tratado de Lisboa, v. Vetrò Francesco, "Sviluppo sostenibile, transizione energetica e neutralità climatica", Rivista di diritto pubblico comunitario, 2022, pp. 63 y ss. Se permite remitir también a Fracchia Fabrizio y Pantalone Pasquale, "Decider(ci) per la morte: crisi, sostenibilità, energie rinnovabili e semplificazioni procedimentali. Interpretare il presente con il paradigma delle relazioni intergenerazionali nutrite di solidarietà", Napoli, 2022.

nacional. "Por un lado, ellas interpretan la necesidad de potenciar las fuentes renovables, que, en virtud de su vocación natural para preservar el interés ambiental, constituyen un punto de intersección entre el objetivo de defender dicho interés y la demanda de garantizar la producción de energía (sentencias n.º 86 del 2019, n.º 199 del 2014, n.º 67 del 2011 y n.º 119 del 2010). Por otro lado, buscan equilibrar el máximo desarrollo de las fuentes renovables con la demanda, potencialmente conflictiva, de proteger el territorio, en su dimensión paisajística, histórico-cultural y de biodiversidad (sentencias n.º 46 del 2021 y n.º 177 del 2018)". Se concluye que la legislación regional no puede condicionar indebidamente o limitar las evaluaciones de los intereses involucrados de manera variada en la instalación de las plantas. Por ejemplo, la Corte Const. 25 de marzo del 2022, n.º 77, ha declarado la ilegalidad de una normativa regional que había suspendido el plazo para la emisión de autorizaciones relacionadas con plantas FER en ciertas zonas agrícolas.

Otro principio de importancia es el siguiente: una normativa regional que no respeta la reserva del procedimiento administrativo y no permite realizar un equilibrio concreto de los intereses impide la mejor valorización de todos los intereses públicos implicados y viola el principio de la máxima difusión de las instalaciones de fuentes de energía renovables. La Corte Const. 30 de julio del 2021, n.º 177, en particular, ha censurado una disposición regional que había previsto un límite asociado a la potencia de la instalación fotovoltaica, cuando en cambio corresponde al acto de planificación excluir la instalación en determinadas áreas en relación con su tipología o dimensión[4].

En el contexto de la transición ecológica, debe ubicarse la reforma constitucional del 2022, que ha dado relevancia al medio ambiente tanto dentro del marco de los principios fundamentales como en la Constitución económica, innovando los artículos 9 y 41 de la Constitución. El artículo 9, en particular, establece que la República protege el medio ambiente, la biodiversidad y los ecosistemas, también en interés de las generaciones futuras. La norma es importante porque la producción de energía, especialmente la energía tradicional, afecta al medio ambiente; la de fuentes renovables, por otro lado, también impacta el paisaje. Se trata de dos declinaciones diferentes del medio ambiente: una que mira a la protección a favor de las generaciones presentes (paisaje), la otra (energías renovables) a la protección del medio ambiente como un legado para las generaciones futuras[5].

4. También a título de ejemplo, la Sentencia del Tribunal Constitucional n.º 77, de 25 de marzo de 2022, declaró la inconstitucionalidad de una normativa regional que, entre otras cosas, había suspendido el plazo para la expedición de las autorizaciones relativas a las instalaciones de energías renovables en determinadas zonas agrícolas.

5. La nueva redacción del artículo 9 es la siguiente: "La República promueve el desarrollo de la cultura y la investigación científica y técnica. Protege el paisaje y el patrimonio

Un papel decisivo, también en Italia, tiene la disciplina europea. Puesto que no es posible remontar aquí toda la evolución de las directivas, baste recordar aquí, por último, que el Art. 16 *septies*, Directiva 2023/2413/UE, RED III, prevé que hasta el logro de la neutralidad climática, los Estados miembros aseguren que, en el procedimiento de emisión de autorizaciones, la planificación, la construcción y la operación de las instalaciones de producción de energía renovable, la conexión de dichas instalaciones a la red, la propia red y las instalaciones de almacenamiento sean considerados de interés público prevalente y en interés de la salud y la seguridad pública en la ponderación de los intereses jurídicos en cada caso. Anteriormente, el Reglamento UE 2022/2577 de 22.12.2022, por el que se establece el marco para acelerar el despliegue de las energías renovables, en su art. 3 del siguiente tenor: "La planificación, construcción y explotación de instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables, su conexión a la red, la propia red, las instalaciones de almacenamiento se consideran de interés público superior y de interés para la salud y la seguridad públicas a efectos de la ponderación de los intereses jurídicos en casos individuales, [...] Los Estados miembros podrán limitar la aplicación de dichas disposiciones a determinadas partes de su territorio, así como a determinados tipos de tecnologías o proyectos con determinadas características técnicas, de conformidad con las prioridades establecidas en sus planes nacionales integrados de energía y clima.

2. Los Estados miembros velarán por que, en el procedimiento de planificación y concesión de autorizaciones, al ponderar los intereses jurídicos en casos concretos, se dé prioridad a la construcción y explotación de instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables, así como al desarrollo de la infraestructura de red correspondiente, al menos en el caso de los proyectos reconocidos como de interés público superior".

Otro elemento importante de la estrategia energética en Italia fue el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PNRR)[6]. El Plan se estructura en torno a

histórico y artístico de la Nación. Protege el medio ambiente, la biodiversidad y los ecosistemas, también en interés de las generaciones futuras. La ley del Estado regula los modos y condiciones para la protección de los animales".

6. Lupo Nicola, "Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e alcune prospettive di ricerca per i costituzionalisti", www.federalismi.it, 2022; Cintioli Fabio, "Risultato amministrativo, discrezionalità e PNRR: una proposta per il Giudice", www.giustizia-amministrativa.it, 2021, Clarich Marcello, "Il PNRR tra diritto europeo e nazionale: un tentativo di inquadramento giuridico", www.astrid-online.it, 2021; Sciortino Antonella Sciortino, "PNRR e riflessi sulla forma di governo italiana. Un ritorno all'indirizzo politico 'normativo?'", www.federalismi.it, 2021; Torchia Luisa, "Il sistema amministrativo italiano e il fondo di ripresa e resilienza", www.astrid-online.it, 2020.

tres ejes estratégicos (digitalización e innovación, transición ecológica e inclusión social y equilibrio territorial) y seis campos de intervención (llamados "misiones"). Uno de esos pilares (con la mayor dotación de fondos: 68.6 mil millones de euros) es precisamente revolución verde y transición ecológica (Misión 2).

La Misión 2 incluye la Componente 2 "Energía renovable, hidrógeno, red y movilidad sostenible", cuyo objetivo es contribuir a lograr los objetivos estratégicos de descarbonización del sistema energético a través de cinco líneas de reforma e importantes inversiones.

El Plan está integrado con el Plan Nacional de Transición Ecológica (ETP), según el cual (volviendo así a la pista con la que se abría este parágrafo) "la producción de energía es el sector más responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero: tres cuartas partes del total mundial según datos de la Agencia Internacional de Energía. Por esta razón, el reemplazo progresivo de los combustibles fósiles por energías renovables representa la principal condición necesaria para la transición ecológica".

2. LA MEZCLA ENERGÉTICA NACIONAL ACTUAL

Como se anticipó, la mencionada transición energética implica el paso de un contexto de partida a otro.

Por lo tanto, es útil ilustrar cuál es la situación de partida o, en todo caso, la situación actual.

Como especifica el Instituto Nacional de Protección Ambiental e Investigación (ISPRA), el consumo interno bruto de energía en Italia aumentó desde 1990 hasta 2005, cuando alcanzó su pico de 189.4 Mtoe (Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo). Después de una primera reducción causada por la crisis económica (149,8 Mtoe alcanzado en 2014) y una nueva contracción debido a las medidas implementadas para contener la pandemia de SARS-CoV-2 (-8,9% menos que el nivel de 2019 y -4,4% menos que el nivel de 1990), en 2021 hubo un repunte del consumo de energía (+8,5% más que en 2020), con 153,7 Mtoe.

Acercándonos al tema de las fuentes renovables, añadimos que, según los datos proporcionados por el Ministerio de Medio Ambiente y Seguridad Energética de Italia, en 2022 la disponibilidad bruta de energía consistió en: 37,6% de gas natural, 35,7% de petróleo y productos derivados del petróleo, 18,5% de renovables y biolíquidos, 5% de combustibles sólidos, 2,5% de electricidad.

TABELLA BE-1. -Bilancio dell' Energia in Italia (*)
(in migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio)

ktep	2022							
	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
+ Produzione	33.752	-	4.525	2.544	25.558	1.126	-	-
+ Prodotti riciclati	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Saldo importazioni	151.863	7.857	77.847	59.452	2.632	-	-	4.075
- Saldo esportazioni	33.005	248	27.995	3.779	604	-	-	379
+ Vaziazione delle scorte	- 3.435	- 182	- 1.094	- 2.114	- 45	-	-	-
= **Disponibilità energetica lorda**	**148.175**	**7.427**	**53.282**	**56.104**	**27.540**	**1.126**	**-**	**3.696**
- Bunkeraggi marittimi internazionali	2.526	-	2.526	-	-	-	-	-
= **Consumo interno lordo**	**146.649**	**7.427**	**50.756**	**56.104**	**27.540**	**1.126**	**-**	**3.696**
- Aviazione internazionale	2.599	-	2.599	-	-	-	-	-
= **Consumo interno**	**144.051**	**7.427**	**48.157**	**56.104**	**27.540**	**1.126**	**-**	**3.696**
Ingressi in trasformazione	**136.557**	**8.994**	**83.541**	**24.795 (**)**	**18.168**	**840**	**-**	**218**
Uscite dalla trasformazione	**115.867**	**1.710**	**82.393**	**186**	**1.396**	**-**	**5.582**	**24.600**
Settore Energia	**6.972**	**50**	**3.131**	**898**	**-**	**-**	**1.313**	**1.580**
Perdite di distribuzione	**2.916**	**-**	**-**	**264**	**-**	**-**	**1.015**	**1.638**
Disponibile per consumo finale	**113.473**	**94**	**43.878**	**30.333**	**10.768**	**286**	**3.254**	**24.860**
Consumo finale non energetico	**4.433**	**6**	**3.876**	**550**	**-**	**-**	**-**	**-**
Consumo finale energetico	**109.307**	**194**	**40.175**	**29.769**	**10.768**	**286**	**3.254**	**24.860**
+ Industria	23.842	194	2.215	7.979	485	286	2.137	10.546
+ Trasporti	36.758	-	33.576	865	1.389	-	-	928
+ Altri settori	48.706	-	4.384	20.924	8.894	-	1.117	13.386
+ Servizi	16.144	-	603	5.422	2.589	-	317	7.212
+ Residenziale	29.305	-	1.925	15.112	6.224	-	737	5.607
+ Agricoltura	2.921	-	1.914	387	52	-	20	548
+ Pesca	191	-	140	3	28	-	0	20
+ Altri settori nca	146	-	102	-	-	-	43	-
Differenze statistiche	- 267	- 107	- 174	13	- 0	-	0	-

TABELLA BE-1 / b - Variazione 2022/2021

	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica
+ Produzione	-8,0%	0,0%	-13,5%	-2,5%	-7,7%	-1,4%	0,0%	0,0%
+ Prodotti riciclati	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Saldo importazioni	5,3%	41,4%	8,2%	-0,6%	-8,3%	0,0%	0,0%	1,8%
- Saldo esportazioni	12,5%	37,3%	4,2%	198,9%	-15,3%	0,0%	0,0%	16,5%
+ Vaziazione delle scorte	-173,8%	-211,1%	-134,6%	-262,2%	-262,4%	0,0%	0,0%	0,0%
= **Disponibilità energetica lorda**	**-4,5%**	**34,1%**	**-0,4%**	**-10,1%**	**-7,8%**	**-1,4%**	**0,0%**	**0,5%**
- Bunkeraggi marittimi internazionali	0,3%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
= **Consumo interno lordo**	**-4,6%**	**34,1%**	**-0,5%**	**-10,1%**	**-7,8%**	**-1,4%**	**0,0%**	**0,5%**
- Aviazione internazionale	74,4%	0,0%	74,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
= **Consumo interno**	**-5,3%**	**34,1%**	**-2,7%**	**-10,1%**	**-7,8%**	**-1,4%**	**0,0%**	**0,5%**
Ingressi in trasformazione	**1,2%**	**33,2%**	**2,6%**	**-4,1%**	**-8,5%**	**-1,8%**	**0,0%**	**-13,1%**
Uscite dalla trasformazione	**3,9%**	**7,6%**	**5,4%**	**35,9%**	**-1,9%**	**0,0%**	**4,5%**	**-1,0%**
Settore Energia	**-4,2%**	**26,6%**	**4,1%**	**-38,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**4,5%**	**3,7%**
Perdite di distribuzione	**4,5%**	**0,0%**	**0,0%**	**42,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**4,7%**	**0,1%**
Disponibile per consumo finale	**-4,4%**	**-72,3%**	**1,4%**	**-13,5%**	**-5,9%**	**0,0%**	**4,4%**	**-1,1%**
Consumo finale non energetico	**-24,2%**	**22,7%**	**-25,2%**	**-17,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Consumo finale energetico	**-3,7%**	**-51,4%**	**4,6%**	**-14,2%**	**-5,9%**	**0,0%**	**4,4%**	**-1,1%**
+ Industria	-7,8%	-51,4%	-0,5%	-15,5%	-1,9%	0,0%	4,7%	-3,9%
+ Trasporti	5,3%	0,0%	6,5%	-17,6%	-1,8%	0,0%	0,0%	-0,9%
+ Altri settori	-7,6%	0,0%	-6,5%	-13,6%	-6,7%	0,0%	3,8%	1,3%
+ Servizi	-2,9%	0,0%	7,2%	-15,0%	-1,1%	0,0%	58,5%	4,9%
+ Residenziale	-10,3%	0,0%	-13,5%	-13,5%	-8,9%	0,0%	3,8%	-2,8%
+ Agricoltura	-5,6%	0,0%	-4,4%	10,2%	-5,8%	0,0%	-84,3%	-2,3%
+ Pesca	-2,7%	0,0%	-5,7%	-6,9%	2,1%	0,0%	4,8%	17,1%
+ Altri settori nca	7,0%	0,0%	8,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,7%	0,0%

(*) Dal 2020 il Bilancio dell'Energia viene elaborato secondo le convenzioni dell'Unione Europea

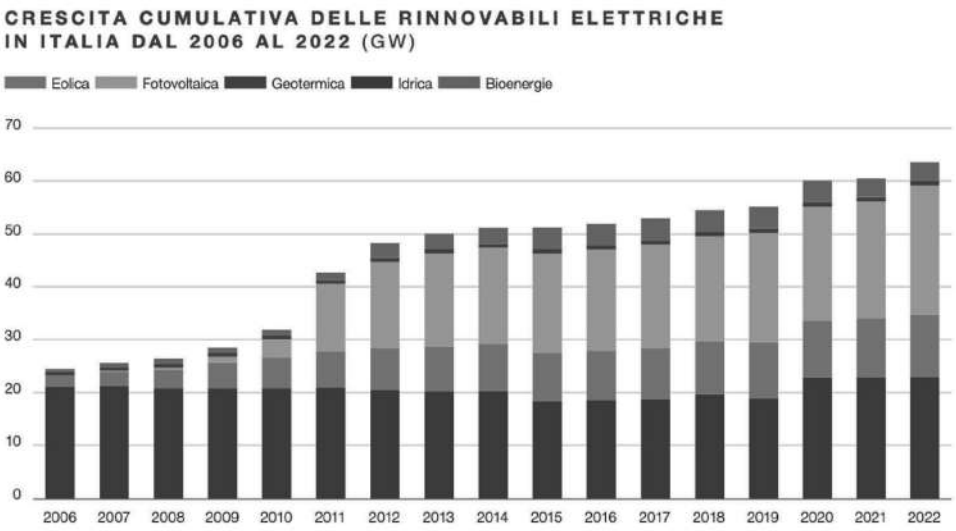
El consumo bruto de energía renovable se ha más que cuadruplicado, pasando de 6.5 Mtoe en 1990 a 29.9 Mtoe en 2021 (19.4% del consumo interno bruto).

Más en detalle, con referencia al último período, observe el gráfico a continuación:

ktep	2021								2020	2019	2018	2017
	Totale	Combustibili solidi	Petrolio e prodotti petroliferi	Gas Naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica	Totale	Totale	Totale	Totale
+ Produzione	36.676	-	5.228	2.608	27.696	1.142	-	-	37.673	36.910	37.342	36.667
+ Prodotti riciclati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Saldo importazioni	144.188	5.555	71.977	59.784	2.869	-	-	4.004	131.128	151.903	152.939	157.930
- Saldo esportazioni	29.339	181	26.896	1.264	712	-	-	325	25.329	29.411	31.019	33.366
+ Vaziazione delle scorte	4.853	163	3.159	1.303	28	-	-	-	564	(1.315)	449	585
= Disponibilità energetica lorda	156.179	5.538	53.508	62.430	29.882	1.142	-	3.679	144.035	158.086	159.711	161.815
- Bunkeraggi marittimi internazionali	2.518	-	2.518	-	-	-	-	-	2.429	2.554	2.721	2.363
= Consumo interno lordo	153.661	5.538	50.990	62.430	29.882	1.142	-	3.679	141.595	155.433	156.990	159.513
- Aviazione internazionale	1.490	-	1.490	-	-	-	-	-	1.495	3.969	3.835	3.419
= Consumo interno	152.171	5.538	49.500	62.430	29.882	1.142	-	3.679	140.100	151.464	153.155	156.093
Ingressi in trasformazione	134.368	6.750	81.391	15.859	19.858	856	-	251	121.213	138.580	134.861	139.367
Uscite dalla trasformazione	111.539	1.890	78.190	137	1.423	-	5.344	24.836	99.347	115.340	111.186	114.138
Settore Energia	7.378	39	3.009	1.451	-	-	1.207	1.523	7.176	7.635	7.723	7.999
Perdite di distribuzione	2.791	-	-	186	-	-	969	1.636	1.781	1.926	1.929	1.992
Disponibile per consumo finale	118.675	338	43.290	35.072	11.446	286	3.119	25.125	109.278	118.883	119.828	121.174
Consumo finale non energetico	5.851	5	5.182	664	-	-	-	-	6.804	7.040	7.153	7.915
Consumo finale energetico	113.504	400	38.425	14.705	11.446	286	3.119	25.125	103.057	113.119	114.297	113.611
+ Industria	25.966	400	2.225	9.447	494	286	2.042	10.972	23.861	24.928	24.664	24.926
+ Trasporti	34.314	-	31.512	1.050	1.416	-	-	936	28.978	35.861	36.579	34.526
+ Altri settori	52.724	-	4.687	24.208	9.537	-	1.077	13.216	50.220	52.330	54.054	54.160
+ Servizi	16.532	-	583	6.378	2.618	-	260	6.873	16.558	18.192	19.002	18.242
+ Residenziale	32.564	-	1.878	17.475	6.835	-	710	5.765	30.656	31.138	31.906	32.899
+ Agricoltura	3.395	-	2.003	352	56	-	125	580	2.759	2.719	2.798	2.896
+ Pesca	196	-	149	3	28	-	0	17	203	209	234	222
+ Altri settori nca	136	-	95	-	-	-	41	-	45	70	113	102
Differenze statistiche	- 880	- 67	- 316	297	-	-	-	-	- 583	-1497	-1522	-351

(*) Dal 2020 il Bilancio dell'Energia viene elaborato secondo le convenzioni dell'Unione Europea
(**) Valore al netto del quantitativo di gas naturale utilizzato nelle centrali di sola produzione termica. Nell'anno 2021 il consumo di gas naturale per la sola produzione di calore è stato pari a 99 ktep

Según Legambiente (que es una asociación ambientalista), el crecimiento de las fuentes de electricidad renovable ha tenido esta tendencia:



Fonte: elaborazione Legambiente su dati Terna

En 2022, las renovables encontraron una amplia difusión en Italia en todos los sectores de uso (electricidad, térmico, transporte), a pesar de la

ocurrencia de algunos fenómenos climáticos que afectaron sus usos y disponibilidad (lluvias reducidas, temperaturas medias relativamente altas).

De acuerdo con el año anterior, se estima que la participación de las renovables en el consumo total de energía ronda el 19%.

En continuidad con los años anteriores, en 2023 las fuentes renovables de energía encontraron una amplia difusión en todos los sectores de uso: eléctrico (con las fuentes solar y eólica en progresivo crecimiento), térmico (principalmente impulsado por la difusión de las bombas de calor) y transportes (biocarburantes y biometano); la cuota de los consumos energéticos totales cubierta por renovables se estima en el 19,8%, con un aumento de aproximadamente 0,7 puntos porcentuales en comparación con 2022.

3. LOS OBJETIVOS DE DESCARBONIZACIÓN

Estos datos son importantes teniendo en cuenta los objetivos de descarbonización que se han establecido en muchos planes y programas adoptados por Italia.

La transición, de hecho, es una actividad compleja en vista, propiamente, de objetivos.

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2019, por ejemplo, para 2030 el porcentaje de energía de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía será del 30% (22% en transporte), el porcentaje de reducción del consumo de energía primaria en comparación con el escenario PRIMES 2007 será del 43% y la reducción de gases de efecto invernadero, en comparación con 2005, con un objetivo para todos los sectores no incluidos en el ETS será del 33%.

Los objetivos establecidos por se han revisado y hecho más ambiciosos con el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (considerando el paquete "Fit-for-55" de la UE) y el Plan Nacional de Transición Ecológica (ETP, aprobado el 8 de marzo de 2022).

En línea con los compromisos internacionales y europeos, la descarbonización de Italia ("emisiones netas cero") se alcanzará para 2050 y se obtendrá una reducción del 55% en las emisiones de CO_2 para 2030.

En la fecha de 1 de julio de 2024, los Ministerios de Medio Ambiente y Seguridad Energética y de Infraestructuras y Transportes enviaron a la Comisión Europea el texto definitivo de la actualización anual del PNIEC.

En lo que respecta a las energías renovables, el Plan afirma que:

> "Las energías renovables ocupan un lugar destacado en la política energética nacional.... Se pretende alcanzar la cuota de casi el 40 % del consumo final bruto de energía para 2030, en línea con el aporte esperado para la consecución del objetivo comunitario … En cuanto a la difusión de las energías renovables en el sector del transporte, el contexto comunitario traza un cuadro favorable; de hecho, la Directiva RED III ha aumentado el objetivo para 2030 relativo a la cuota de consumo del sector del transporte cubierto por fuentes renovables, actualmente fijado en el 14 % por la RED II, elevándolo al 29 %. En consecuencia, se aumentará gradualmente la obligación de incluir productos renovables en el consumo por parte de los proveedores, extendiendo su aplicación a todos los sectores del transporte y coordinando sus efectos con los reglamentos FuelEU Maritime y ReFuelEU Aviation. Al mismo tiempo, se pretende promover el uso de más vectores energéticos, por ejemplo, estableciendo el objetivo de incluir en el consumo una cantidad de combustibles renovables de origen no biológico y tener una contribución del uso de biocarburantes en pureza … En el sector térmico también se incrementará cada vez más el vector biometano (principalmente) y el hidrógeno (este último, especialmente en el ámbito industrial), con una visión hacia la posibilidad de cogeneración a partir de producción nuclear. Desde el punto de vista de las tecnologías, será importante seguir creando un marco favorable para acelerar la descarbonización del consumo civil mediante una amplia difusión de bombas de calor en el sector civil, dejando al mercado la selección de la opción más eficiente para cada aplicación y valorando también el aporte en modo de refrigeración".

4. TRANSICIÓN Y OTROS OBJETICOS; CRISIS GEOPOLÍTICA Y NUEVAS METAS

Se hizo mención a la relación entre las energías renovables y la descarbonización: de hecho, la transición tiene una clara relevancia ambiental, ya que está conectado con la Agenda 2030 de las Naciones Unidas para el Desarrollo Sostenible y con los acuerdos de París.

Sin embargo, no faltan otros intereses relevantes que guían o condicionan la transición.

Tradicionalmente,en particular, hay los objectivos de reducción de precios y de seguridad (en el contexto de la UE, al principio, destacado por el libro verde de 1995).

En Italia, basta mencionar el cambio en el nombre del Ministerio: lo que anteriormente se llamaba Ministerio de Transición Ecológica es el actual Ministerio de Medio Ambiente y Seguridad Energética.

Recientemente, la crisis geopolítica ha surgido la necesidad di reducir la dependencia del gas ruso y diversificar el suministro: basta con pensar en el paquete Repower EU) y, en particular, en los esfuerzos para reemplazar el suministro en declive de gas ruso y aumentar la seguridad energética.

Con referencia a la compra de gas, Italia ha hecho acuerdos con muchos otros países, como Argelia (donde los suministros se duplicarán para 2024 desde alrededor de 9 mil millones de metros cúbicos por año a alrededor de 18 mil millones de metros cúbicos), Egipto, Angola, la República del Congo, Nigeria y Qatar. El Plan Nacional de Contención del Gas tiene el objetivo de reducir la demanda de gas, también para lograr el objetivo nacional de llenado de reservas de al menos el 90%.

Además, una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU) comenzó a operar en 2023 y otra se espera que esté operativa para finales de 2025.

Está claro que estos objetivos pueden ser diferentes a la descarbonización y la protección del medio ambiente.

5. NOTAS SOBRE LAS HERRAMIENTAS JURÍDICAS IMPLICADAS EN LA TRANSICIÓN

La transición es un conjunto de diferentes actividades unificadas para lograr objetivos establecidos.

Incluso en el caso de la transición energética, la "respuesta" a un problema complejo —como la energía— es un complexo multifacético de medidas, todas las cuales son relevantes para el derecho público y dan lugar a una pluralidad de modelos de intervención que abarcan desde el mando y el control hasta herramientas basadas en el mercado (específicamente a través de mecanismos de incentivos: en el pasado eran certificados verdes, luego se pasó a un sistema de subastas).

En Plan Nacional Integrado de Energía y Clima enviado el 1 de julio de 2024 a la Comisión Europea se puede encontrar una representación resumida de algunos de los instrumentos jurídicos implicados en la transición. El Plan afirma que "En cuanto al sector eléctrico,... se fomentan las instalaciones de pequeña escala mediante diversas líneas de acción, como el desarrollo de comunidades energéticas renovables y el autoconsumo individual o colectivo, incluidas medidas fiscales relacionadas con la instalación de pequeños sistemas, o medidas específicas para contextos que requieren atención particular (como, por ejemplo, las pequeñas islas no interconectadas).

Para las instalaciones de gran escala, se continuará tanto el desarrollo de contratos por diferencia que se celebrarán tras procedimientos competitivos, como la creación de un marco favorable para la celebración de Power Purchase Agreements, acuerdos de compra de energía entre privados. También se prevén medidas para apoyar instalaciones basadas en tecnologías innovadoras, así como para la salvaguarda y fortalecimiento de las producciones de instalaciones existentes aún competitivas.

… El marco también prevé otros instrumentos destinados a fomentar el uso de energías renovables, como el fortalecimiento del instrumento de garantías de origen. En términos de tecnologías, aquellas que verán más incrementado su aporte son la fotovoltaica y la eólica, debido a su mayor competitividad que supone menores costes para el sistema. También se pretende estimular la difusión de soluciones innovadoras que maximicen la sinergia entre energía y medio ambiente, como instalaciones agrivoltaicas y offshore (eólicas y fotovoltaicas). Además, se pretende promover, comenzando por algunas pequeñas islas no interconectadas a las redes nacionales, la realización de sistemas donde se experimente una descarbonización más acelerada del consumo con fuentes renovables.

Relacionado con el tema de las energías renovables en el sector eléctrico está el desarrollo del hidrógeno, para el que se prevé su uso en los usos finales, especialmente en la industria según el objetivo comunitario (especialmente en la industria difícil de descarbonizar), así como en el sector del transporte. La producción de hidrógeno será promovida tanto mediante contribuciones de capital previstas por el PNRR como mediante una nueva medida tarifaria que hará equitativamente rentables las inversiones en un sector que aún está lejos de ser competitivo... En lo que respecta al sector de las energías renovables térmicas, los instrumentos de promoción seguirán coordinándose con las múltiples medidas previstas para la eficiencia energética, especialmente en los edificios. Además de esto, otras medidas que apoyan las renovables térmicas son, por ejemplo, la obligación de integrar FER térmicas en los edificios, la promoción de la calefacción urbana y la obligación de suministro de calor renovable".

También se han tomado medidas de simplificación organizativa. Por ejemplo, el gobierno nacional ha creado una Comisión Técnica EIA específica para los proyectos de NRRP (entre los que también se encuentran los que se refieren a las energías renovables) y ha establecido una Superintendencia especial para la protección de los bienes culturales y paisajísticos en los casos en que dichos bienes se vean afectados por las intervenciones del

NRRP. También se estableció un Comité Interministerial para la Transición Ecológica (ISCED) con la tarea de asegurar la coordinación de las políticas nacionales para la transición ecológica y la programación relacionada.

Todo esto ha llevado a una serie continua de enmiendas legislativas y "afinamientos".

En particular, considerando, el impacto en la acción administrativa, para fomentar las actividades de producción de energía renovable y con el objetivo eliminar los "cuellos de botella" para la difusión e implementación de las plantas de energía renovable, el legislador ha puesto en marcha medidas para simplificar los procedimientos y acelerar la construcción de plantas.

Las soluciones utilizadas fueron el establecimiento de plazos breves para la conclusión de los procedimientos y la consolidación de los procedimientos.

También el PNRR otorga una importancia primaria a la "simplificación de los procedimientos de autorización para las instalaciones renovables en tierra y offshore" y a la creación de un "nuevo marco jurídico para apoyar la producción a partir de fuentes renovables".

Considerando las más recientes fuentes de derecho promulgadas en el sector de las energías renovables, uno tiene una imagen de un flujo incesante de legislación que invierte nuestro sistema legal.

No es nuevo que en nuestro sistema exista una constante preocupación por la simplificación normativa y burocrática, perseguida, en particular, a través del diseño de regímenes administrativos simplificados para la construcción y operación de plantas de energía renovable y la previsión de poderes sustitutivos en caso de inacción por parte de los organismos administrativos relevantes[7].

6. EL DECRETO LEGISLATIVO 190/2024

En este sentido, cabe mencionar una pieza de la legislación nacional, que se centra en el objetivo de acelerar el camino de crecimiento sostenible del país, estableciendo disposiciones sobre energía de fuentes renovables, en

7. Se permite remitir a Fracchia Fabrizio y Pantalone Pasquale, "Decider(ci) per la morte: crisi, sostenibilità, energie rinnovabili e semplificazioni procedimentali. Interpretare il presente con il paradigma delle relazioni intergenerazionali nutrite di solidarietà", Napoli, 2022.

línea con los objetivos europeos de descarbonización del sistema energético para 2030 y la completa descarbonización para 2050.

El artículo 26 de la ley 5 de agosto de 2022, n.º 118, entre otras cosas, delegó al Gobierno la adopción "de uno o más decretos legislativos en materia de fuentes energéticas renovables, también con el fin de adaptar la normativa vigente al derecho de la Unión Europea, de racionalizar, reorganizar y simplificar dicha normativa, de reducir las cargas regulatorias para los ciudadanos y las empresas y de aumentar la competitividad del país".

En aplicación de la ley delegada, a finales de 2024 entró en vigor el decreto legislativo 190/2024, que contiene la "Disciplina de los regímenes administrativos para la producción de energía a partir de fuentes renovables, en aplicación del artículo 26, párrafos 4 y 5, letra b) y d), de la ley 5 de agosto de 2022, n.º 118"[8].

Como se lee en el Informe ilustrativo que acompaña el decreto, "el objetivo de simplificación administrativa se ha perseguido, entre otros, a través de: (i) la reducción del número de regímenes administrativos, ahora reducidos solo a tres (actividad libre, procedimiento habilitante simplificado, autorización única); (ii) una revisión de los umbrales previstos para las evaluaciones de impacto ambiental, con el fin de hacer efectiva la agilidad intrínseca a los regímenes de actividad libre y del procedimiento habilitante simplificado, bajo el supuesto de que estos últimos abarcan proyectos cuya realización u operación no implica impactos ambientales significativos; (iii) la integración de los procedimientos, conforme a las disposiciones de la más mencionada directiva 2018/2001/UE, modificada por la directiva 2023/2413/UE".

En base al artículo 2 del decreto legislativo 190/2024, los regímenes administrativos "se ajustan a los principios de celeridad, homogeneidad de la disciplina procedimental en todo el territorio nacional y no agravamiento de las cargas, así como a los principios del resultado, de confianza, buena fe y expectativa legítima y de la equitativa distribución en la difusión de las fuentes renovables en el territorio. Los mismos regímenes garantizan la publicidad, la transparencia y la participación de los interesados, así como la competencia entre los operadores. Con el fin de asegurar la efectiva reducción de las cargas administrativas y regulatorias para los operadores económicos, las administraciones o los gestores privados de servicios públicos no pueden solicitar declaraciones, notificaciones, comunicaciones o autorizaciones que ya estén en posesión de los mismos sujetos".

8. Se permite remitir a Pantalone Pasquale, "La disciplina introdotta dal Decreto legislativo 25 novembre 2024, n.º 190, in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili", Napoli, 2022.

El artículo 3 se refiere al principio del interés público prevalente de derivación europea (véase el artículo 16 *septies* de la directiva (UE) 2018/2001), que otorga, por regla general, prioridad a la construcción y operación de plantas de producción de energía a partir de fuentes renovables, reservando la posibilidad de excluir de dicha prioridad áreas seleccionadas del territorio y tipos específicos de proyectos.

Como ya se mencionó (pár. 1), el art. 16 *septies* prevé que, hasta alcanzar la neutralidad climática, los Estados miembros aseguren que, en el procedimiento de emisión de autorizaciones, la planificación, la construcción y la operación de las instalaciones de producción de energía renovable, la conexión de dichas instalaciones a la red, la propia red y las instalaciones de almacenamiento sean considerados de interés público prevalente y en interés de la salud y la seguridad pública en la ponderación de los intereses jurídicos en cada caso.

En este sentido, volviendo al contexto italiano, hay que reiterar que las regiones tienen la responsabilidad de legislar respetando los principios fundamentales establecidos por la legislación estatal, teniendo en cuenta que el Estado ejerce una competencia legislativa exclusiva en materia de protección ambiental y competencia.

Además, se debe tener en cuenta que, según el artículo 20 del decreto legislativo 199/2021, con uno o más decretos del Ministro del Medio Ambiente y la Seguridad Energética en concierto con el Ministro de Cultura y el Ministro de Políticas Agrícolas, Alimentarias y Forestales, se establecen principios y criterios homogéneos para la identificación, con leyes regionales posteriores, de las superficies y áreas adecuadas e inadecuadas para la instalación de plantas de energía a partir de fuentes renovables.

En la definición de los principios y criterios, los decretos ministeriales deben tener en cuenta, entre otras cosas, las necesidades de protección del patrimonio cultural y del paisaje, las áreas agrícolas y forestales, la calidad del aire y los cuerpos de agua.

Mientras se identifican las áreas adecuadas, el legislador ha indicado, en el artículo 20 párrafo 8 y párrafo 1-bis, una serie de áreas como adecuadas de acuerdo con la ley.

En aplicación del citado decreto legislativo n.º 199/2021, con Decreto del Ministerio del Medio Ambiente y la Seguridad Energética de 21 de junio de 2024, publicado en el Boletín Oficial el 2 de julio de 2024, se introdujo la

"Disciplina para la identificación de superficies y áreas adecuadas para la instalación de plantas de energía a partir de fuentes renovables" ("DM Áreas adecuadas"). El decreto fue impugnado por algunos operadores energéticos porque se consideró excesivamente restrictivo para el desarrollo de las FER. El Consejo de Estado suspendió parcialmente la efectividad del DM en la parte que parecía haber dejado a las regiones la facultad de restringir el campo de aplicación de las áreas adecuadas de acuerdo con la ley según el artículo 20, párrafo 8, del decreto legislativo 199/2021 (Cons. Estado, sección IV, orden de 14 de noviembre de 2024, n.º 4298).

Sobre el tema se ha expresado recientemente el Tribunal Constitucional que, con la sentencia n.º 28 de 2025, declaró la inconstitucionalidad del artículo 3 de la ley regional de Cerdeña de 3 de julio de 2024, n.º 5, que, mientras se aprobaba la ley regional de identificación de áreas adecuadas y por un período no superior a dieciocho meses, establecía la prohibición de realizar nuevas plantas alimentadas por fuentes renovables indicando una serie de áreas excluidas.

Para el Tribunal, "El artículo 3 impugnado que introduce la prohibición de realizar plantas FER por 18 meses, mientras se aprueba la ley regional de identificación de áreas adecuadas, viola los principios introducidos por el artículo 20 del decreto legislativo n.º 199 de 2021, como el logro de los objetivos de descarbonización para 2030 (párrafo 5), la prohibición de introducir moratorias (párrafo 6), y el inicio de procedimientos autorizatorios facilitados para la instalación de FER en las áreas temporalmente consideradas adecuadas (párrafo 8).

Las disposiciones regionales impugnadas, en definitiva, aunque destinadas a la protección del paisaje, al establecer la prohibición de instalar plantas alimentadas por fuentes renovables, entran en conflicto con la normativa estatal citada que, en el artículo 20 del decreto legislativo n.º 199 de 2021, establece principios fundamentales que, como tales, se imponen también a las competencias estatutarias en materia de producción de energía".

7. UNA REFLEXIÓN TEÓRICA CONCLUYENTE SOBRE LA FISONOMÍA JURÍDICA Y EL RÉGIMEN DE LAS TRANSICIONES, A PARTIR DE LA ENERGÉTICA

Hemos visto que la transición, entendida como una acción global que involucra a varios sujetos, se pone en marcha con la vista puesta no en un único objetivo, sino en muchas finanzas diferentes y de amplio alcan-

ce (descarbonización, seguridad, reducción de precios, etc.), a menudo en contraste entre sí.

Otro aspecto para tener en cuenta es que lo que estamos presenciando hoy en día no es simplemente una estrategia sectorial: el PNNR apunta a un cambio estructural de la sociedad, ya que esboza un nuevo modelo de desarrollo social e institucional y económico diferente. Este aspecto está bien expresado por el objetivo final de la Agenda 2030 de la ONU para el Desarrollo Sostenible: "transformar nuestro mundo". En consecuencia, también la transición ecológica y energética es una herramienta para un cambio estructural de la sociedad en su conjunto.

Aunque la tendencia a privilegiar las energías renovables es muy clara, estamos presenciando una especie de "*stop* and go" en la transición: considere el debate sobre la reapertura de plantas de carbón o la reevaluación de la energía nuclear. De manera más general, este fenómeno es muy evidente a la vista de las correcciones introducidas en las políticas medioambientales en algunos Países, como los Estados Unidos.

No se puede evitar el problema de considerar y explicar estos aspectos.

Hay una especie de "invitado de piedra" en el razonamiento que se lleva a cabo: las generaciones futuras. ¿Cuál es el lugar de este nuevo actor en el paradigma legal que se está delineando? La relevancia de este nuevo sujeto/objeto de derecho está confirmada por una serie de elementos legales. Basta con considerar el sintagma "Next Generation" utilizado en el título (NGEU) del mencionado proyecto de recuperación y resiliencia de Europa, que claramente pone el acento en estas generaciones; todo esto está en línea con el art. 9 de la Constitución Italiana (recientemente reformado), según el cual la República Italiana debe considerar también los intereses de la futura generación. La importancia de mirar a estas generaciones está implícita en el hecho de que muchas medidas están caracterizadas por una perspectiva a largo plazo (y este aspecto es un rasgo recurrente en la transición). Por ejemplo, el horizonte del Plan Nacional de Transición Ecológica es 2050, el año en el que Italia debe alcanzar el objetivo claro y ambicioso de operar "sin emisiones de carbono".

Finalmente, debe subrayarse la interconexión con otros problemas de la modernidad. La transición energética tiene que ver con las crisis ambientales, el tema de las finanzas públicas, el crecimiento de la población, los escenarios geopolíticos. Todas estas crisis deben ser consideradas y estudiadas a largo plazo; tienen un impacto en las generaciones futuras.

Desde el punto de vista legal, la transición es el objeto de un conjunto específico de normas, el de las relaciones y responsabilidades intergeneracionales.

La piedra angular fundamental de esta rama unitaria es el principio de desarrollo sostenible, que expresa un canon de responsabilidad intergeneracional.

En todos los casos mencionados anteriormente, de hecho, las decisiones a tomar están destinadas a salvaguardar los intereses de las generaciones futuras y esto puede suceder en virtud del cumplimiento de los deberes por parte de las generaciones actuales, que deben dejar de lado la pretensión de derechos intocables e impregnable.

Esta disciplina se aplica dónde surge una responsabilidad intergeneracional y, por lo tanto, por ejemplo, a las crisis ambientales, las crisis económico-financieras, los problemas de salud[9], la inmigración, el tema de las finanzas públicas, la corrupción, las crisis alimentarias, el crecimiento de la población y, por supuesto, a las crisis energéticas.

La plausibilidad de esta propuesta (es decir: la emergencia progresiva de un sector autónomo del derecho, teniendo como objeto las responsabilidades y relaciones intergeneracionales, que podría guiar la acción de los diferentes actores) está respaldada por diferentes conjuntos de consideraciones.

En primer lugar, todas estas crisis (considerando el cambio climático, la inmigración y la crisis energética) tienen caracteres similares: globalidad o, en cualquier caso, la imposibilidad de reducir los problemas a la escala de un solo Estado (lo que también significa globalidad de causas y dimensión local de efectos y viceversa), naturaleza generalizada del daño, pluralidad de causas, desconexión espacial y temporal entre causa y efecto, asimetrías de información, entrelazamiento con la ética, relevancia de la innovación tecnológica, dificultad para identificar los centros de toma de decisiones más apropiados, necesidad de organizar respuestas diferenciadas, impacto en la justicia y la equidad, impacto significativo en la deuda pública, los presupuestos públicos y en las administraciones públicas. Debido a la presencia de características comunes, necesitamos un "filtro" teórico común desde el punto de vista científico.

9. Pantalone Pasquale, "La crisi pandemica dal punto di vista dei doveri. Diagnosi, prognosi e terapia dei problemi intergenerazionali secondo il diritto amministrativo", Napoli, 2023.

En segundo lugar, la tendencia a ampliar el concepto de desarrollo sostenible (el principio cardinal de las responsabilidades intergeneracionales) es innegable. Solo piensa en la Agenda 2030 de la ONU para el Desarrollo Sostenible y sus 17 objetivos: no solo conciernen al medio ambiente, sino que, mostrando una actitud muy expansiva, abarcan muchas áreas diferentes. En muchas Constituciones (como en Italia: art. 81) la sostenibilidad se ha ampliado hasta incluir las deudas y el presupuesto público: eso significa otra forma de responsabilidad intergeneracional. La expansión del alcance del principio justifica el intento de unificar la perspectiva de la investigación, para abarcar toda la gama de relaciones legales involucradas en este principio.

En tercer lugar: los problemas intergeneracionales a menudo surgen simultáneamente, están vinculados (por ejemplo, el entrelazamiento del cambio climático y la transición energética es evidente) o relacionados entre sí en términos de causa y efecto: la crisis de guerra genera obvias consecuencias ambientales y energéticas; los intentos de superar la crisis energética producen tensiones ambientales significativas o crisis alimentarias, quitando espacio a la agricultura, los malos hábitos ambientales tienen efectos no solo sobre la salud, sino también sobre la contaminación (piensa en el consumo de productos fuera de temporada o no de kilómetro cero), la independencia energética podría prevenir ciertos conflictos bélicos o permitir una acción diplomática más fuerte; en todos los casos ocurren impactos en la justicia y la equidad, así como dificultades en las finanzas públicas y la lista sigue y sigue.

Cuarto, los problemas intergeneracionales o sus efectos a menudo parecen impredecibles (crisis económica, crisis financiera, crisis de salud, crisis energética). En realidad, a menudo nos damos cuenta *ex post* que una elección más responsable en el pasado podría haberlos prefigurado.

Por último, su gestión se lleva a cabo (o se espera que esto suceda) también a nivel supranacional (en particular a nivel europeo: un buen y paradigmático ejemplo es la deuda común asumida a nivel de la UE en relación con el Next Generation EU).

En el contexto italiano, el paradigma de las responsabilidades intergeneracionales ahora puede basarse fácilmente en el artículo 9 de la Constitución Italiana (enmendada en 2022), que obliga a la República a considerar "también" el interés de las generaciones futuras.

La transición, por lo tanto, es una forma de cumplimiento de deberes intergeneracionales, establecidos por un conjunto específico de normas a las

que todos los actores, comportamientos e iniciativas mencionados, considerados juntos, están sujetos. Incluso el legislador, al enfrentarse con cuestiones intergeneracionales y también con transiciones, debería establecer disciplinas en línea con esta disciplina.

Este paradigma es útil para abordar los problemas de la modernidad: sus pilares son principios ambientales, que juegan un papel central para guiar las actividades mencionadas anteriormente, sin mencionar que tienen la ventaja indudable de penetrar en cada sistema legal. Aparentemente, parecen relacionados solo con el medio ambiente; sin embargo, a una mirada más profunda, son principios de toda la rama del derecho aquí en discusión, establecidos por el art. 191, TFUE (en particular, "quien contamina paga", el principio de "responsabilidad común pero diferenciada", los principios de prevención y precaución). La razón por la cual el medio ambiente (con sus principios) sigue siendo el factor impulsor en la construcción de un conjunto de normas aplicables a los problemas intergeneracionales restantes es que nos recuerda duramente la trágica incumbencia de la modernidad: tomar decisiones estratégicas que puedan impactar a las generaciones futuras. La "fuerza" del tema ambiental, tan preocupante en la modernidad, forja las características del derecho de las elecciones intergeneracionales. En conclusión, el derecho ambiental es la punta de un iceberg mucho más grande, rico y complejo, el ejemplo paradigmático del conjunto de problemas intergeneracionales: por esta razón, el derecho ha comenzado a regular precisamente esta área.

Como suele suceder en los campos científicos, la función de los modelos teóricos sugeridos por los académicos es doble: resolver problemas y proporcionar consecuencias operacionales derivadas de principios legales generales de este nuevo sector del derecho (y este aspecto acaba de abordarse al referirse a un problema específico) y describir el "mundo real" y las características del objeto de la investigación.

Desde el segundo punto de vista, la teoría otorga la debida importancia al "invitado de piedra", dado que las generaciones futuras están firmemente en el centro de esta rama del derecho. Además, está en línea con la idea de un cambio estructural en la sociedad (esta transformación es exactamente el resultado final cuando se trata de problemas intergeneracionales) y con el hecho de que, durante el período de crisis energética, destacan las dimensiones de solidaridad y deber (todos estamos llamados a contribuir con sacrificios individuales —incluyendo sacrificios fiscales— para la contención del consumo y el logro de objetivos). También explica el enfoque

multinivel, ya que cada nivel está involucrado según su responsabilidad. Los momentos de parada y avance (*stop* and go) también son fáciles de entender: las políticas que impactan a las generaciones futuras son viajes largos; la responsabilidad y la solidaridad intergeneracional, por su naturaleza, deben adaptarse y recalibrarse, sufrir momentos de crisis y detención, mientras que mantienen el objetivo final.

En relación con la solución de problemas, que son muchos, un ejemplo clásico de conflicto (y una dificultad clásica de la modernidad) es el que involucra la energía renovable y el paisaje. El conflicto, como ya mencionado *supra,* par. 1, se genera en particular por la desconexión temporal entre agresor y víctima: la producción de energía renovable puede afectar partes del paisaje y algunas personas que lo habitan hic et nunc (las "víctimas" actuales de una actividad antrópica "agresiva"); sin embargo, cuando los problemas ambientales se miden en una perspectiva a largo plazo, mirando a la humanidad como un todo (no simplemente enfocándose en las personas que actualmente parecen ser las víctimas), es difícil negar que esa producción de energía renovable beneficia el medio ambiente que las generaciones futuras podrán heredar. Corresponde a la política tomar una decisión responsable también en nombre de las generaciones futuras; el paradigma legal esbozado anteriormente puede proporcionar la base jurídica (aunque muy limitada y restringida) para la revisión judicial o constitucional a la luz de la profundidad intergeneracional. Los intereses no se sitúan todos al mismo nivel, aunque no exista una jerarquía absoluta a favor de los intereses de las generaciones futuras (aquí viene al rescate el principio de razonabilidad)

Mas en particular, la aplicación del citado régimen jurídico conduce a una reflexión sobre la excesiva rigidez del mandato que se deriva del derecho europeo del carácter absolutamente primario del objetivo de favorecer las energías renovables, dado que las opciones intergeneracionales deben tomarse (según el artículo 9 de la Constitución Italiana) también en interés de las generaciones futuras y no solo pensando en ellas[10]. Volviendo a la

10. Por ejemplo, teniendo en cuenta el sector de la energía hidroeléctrica, el principio de la prioridad del interés en la construcción de instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables entra en tensión con la disciplina en materia de agua. En Italia, el uso, extracción y transporte están regulados principalmente por el Texto Único de las Aguas Públicas (Real Decreto 11 de diciembre de 1933, n.º 1775) y el Decreto Legislativo no. 152/2006 (Código Ambiental): el uso del agua requiere la presencia de un título concesionario. Según el Codigo, las aguas constituyen un recurso que debe protegerse y utilizarse según criterios de solidaridad; cualquier uso de las mismas se efectúa salvaguardando las expectativas y los derechos de las generaciones futuras a disfrutar de un patrimonio ambiental íntegro. La prioridad entre los usos se da, por

disciplina establecida por el d.lgs. 190/2024 (analizado supra, par. 6), la aplicación del régimen jurídico recién delineado induce a una reflexión sobre la excesiva rigidez del vínculo derivado del derecho europeo (directiva (UE) 2018/2001), respecto al carácter absolutamente primario del objetivo de favorecer las energías renovables, ya que las opciones intergeneracionales deben tomarse (según el artículo 9 de la Constitución Italiana) también en interés de las generaciones futuras y no solo pensando exclusivamente en ellas. Por lo tanto, se podría corregir o atenuar una visión extrema o absoluta de las políticas públicas relacionadas con las energías renovables.

Parece de interés subrayar que la normativa italiana de implementación de la directiva atenúa[11], rodeándola de cautelas y límites adicionales respecto a los previstos por el ordenamiento europeo, la "presunción relativa" de prevalencia (así el considerando n.º 4 del Reglamento (UE) 2022/2577), que permite incluso derogar las obligaciones de adopción de medidas de restauración de hábitats según lo establecido por el Reglamento (UE) 2024/1991 (c.d. Nature Restoration Law: ver arts. 4 y 5).

En otros términos, el llamado "interés prevalente" no prevalece siempre. Mientras tanto, la normativa italiana hace referencia a la "ponderación de los intereses... en cada caso individual", por lo que excluye automatismos.

La presunción de prevalencia, luego, no parecería referirse al ejercicio del poder de planificación repartido entre el Estado y las Regiones para la identificación de las superficies y áreas idóneas y no idóneas para la instalación de plantas de fuentes renovables, sino solo a la actividad autorizatoria subsiguiente a la identificación de las mismas.

---

tanto, al consumo humano y otros usos están permitidos a condición de no perjudicar la calidad del agua y que el recurso sea cuantitativamente suficiente. En relación con el tema de otros usos, también es relevante el artículo 167, Código Ambiental, que, a los efectos de la regulación de las derivaciones en períodos de sequía o escasez del recurso, el apartado establece una segunda prioridad, la del uso agrícola del agua, incluida la acuicultura. Corresponderá a la jurisprudencia verificar si este marco regulatorio puede ser modificado a la luz de la necesidad de asegurar la implementación de usos de energías renovables.

11. El art. 3, d.lgs. 190/2024 dispone que "En la ponderación de los intereses, en cada caso individual y salvo juicio negativo de compatibilidad ambiental o pruebas evidentes de que dichos proyectos tienen efectos negativos significativos sobre el medio ambiente, la protección de la biodiversidad, el paisaje, el patrimonio cultural y el sector agrícola, con especial referencia a la valorización de las tradiciones agroalimentarias locales,..., las intervenciones mencionadas en el artículo 1, párrafo 1, se consideran de interés público prevalente según el artículo 16-septies de la directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018".

Además, se permite excluir mediante uno o más futuros DPCM la aplicación de dicho principio del interés público prevalente "para determinadas partes del territorio o para determinados tipos de tecnología o de proyectos con características técnicas específicas,... teniendo en cuenta las prioridades establecidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)". Por otro lado, se excluye la aplicación del principio del interés público prevalente en los casos de "juicio negativo de compatibilidad ambiental" o cuando haya pruebas evidentes de que dichos proyectos tienen efectos negativos significativos sobre el medio ambiente, la protección de la biodiversidad, el paisaje, el patrimonio cultural y el sector agrícola, con especial referencia a la valorización de las tradiciones agroalimentarias locales (el esquema conceptual y jurídico mencionado parece ser el principio "Do No Significant Harm" o "no causar un daño significativo").

Si esto es cierto, no se puede negar que, con estas excepciones, opera la presunción de prevalencia (que se refiere esencialmente a la protección de los intereses de las generaciones futuras), en particular para las zonas adecuadas.

Parece, en conclusión, delinearse dentro de la trama normativa una especie de ordenación jerárquica de los intereses que no parece incoherente con la reforma constitucional de 2022 y con la referencia expresa realizada por el art. 9 de la Constitución al interés de las generaciones futuras.

Aunque no establece un imperativo absoluto y no impone sacrificar siempre el paisaje, la norma constitucional valora claramente un objetivo funcional traducible en términos de profundidad y responsabilidad intergeneracional.

El relativo vínculo debe ciertamente entrar en juego (y ser estudiado) en la lógica de la discrecionalidad y la ponderación de los intereses (operación que impone captar el "peso" de los mismos: ¿combatir el cambio climático o preservar el paisaje actual?), quedando claro que la elección que mire a las generaciones futuras no solo no está prohibida sino que resulta incluso admitida y de alguna manera indicada por la Constitución Italiana.

Capítulo 4

Arbitraje internacional en materia de energía

Ramón Huapaya Tapia
Profesor ordinario de Derecho Administrativo
Pontificia Universidad Católica del Perú[1]

1. EL DESARROLLO GLOBAL DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA

La cuestión relativa a la energía está íntimamente vinculada al crecimiento y al desarrollo de los países a nivel mundial. Es que hay países que tienen abundantes recursos y fuentes de energía (sea hidráulica, gasífera, hidrocarburífera, carbón, renovables, entre otras), así como otros países que simplemente carecen de estos recursos. Sin embargo, existen países ricos que carecen de fuentes de energía, mientras que existen países en vías de desarrollo que tienen abundantes fuentes energéticas, pero un escaso crecimiento. Al margen de ello, dado que el negocio de la energía tiene que ver no tanto con tener fuentes de aquélla, sino en tener la tecnología necesaria para poder explotar estas fuentes, lo cierto es que estamos frente a un fenómeno global de inversión centrada en explotar las diversas fuentes de energía, y obtener una utilidad económica de tales inversiones, a la par que se brinda a los países la energía necesaria para asegurar su crecimiento.

En esa línea, en recientes años, el desarrollo tecnológico global y el crecimiento de la inversión en renovables en el marco del trilema ener-

1. Esta investigación se realizó dentro de las actividades del suscrito como coordinador de Línea de Investigación del Grupo de Investigación en Derecho Administrativo (GIDA) adscrito a la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Correo electrónico: rhuapaya@pucp.edu.pe Código ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2975-6891. Agradezco a los profesores Estanislao Arana, Jesús Conde y Asensio Navarro por haberme invitado a participar en el Congreso internacional sobre el binomio Agua y Energía, celebrado en Granada los días 08 y 09 de abril de 2025, a causa de lo cual he elaborado una versión escrita de la ponencia presentada en dicho magnífico Congreso.

gético[2], la justicia energética, el cambio climático y las políticas de ESG, han derivado en una internacionalización de las inversiones en energía, lo cual ha generado la existencia de una especie de "derecho internacional de la energía"[3]. Ciertamente, estas inversiones han ido transitando no sólo desde Europa o Estados Unidos hacia países en vía de desarrollo, sino que, peculiarmente también se han dado entre países de entornos comunitarios como ha sucedido en la Unión Europea[4], donde inversionistas europeos invierten en otros países europeos (aprovechando la libertad de movilidad de inversiones), y sobre todo, la actual coyuntura global de desarrollo de la inversión en fuentes de energía renovable[5], bajo el entorno de una transición energética que no sólo se basa en parámetros ambientales, sino también en garantizar seguridad energética a los países que pueden usar la generación de energía con fuentes renovables liberándose del yugo de la dependencia del gas natural de otros países.

En esa medida, para efectos de esta breve investigación, consideramos que hay que tomar como punto de partida la realidad global de la promoción de la inversión en energía, desde las aristas del cambio climático, la seguridad energética así como de los aspectos vinculados al fenómeno de la transición energética como política mundial dedicada a cambiar las matrices de generación energética desde los combustibles fósiles hacía energías limpias que permitan lograr los objetivos del trilema energético en los diferentes países.

---

2. Respecto del denominado "trilema energético" (la confluencia e interacción entre seguridad energética, equidad social y mitigación de impactos ambientales, que deben ser considerados por los Estados al formular sus políticas energéticas). Sobre este trilema, véase, HUAPAYA TAPIA, Ramón y Oscar ALEJOS GUZMÁN: Perspectivas actuales de la regulación de energías renovables en Perú a partir del trilema energético. En: AA.VV. Anuario Iberoamericano de Derecho de la Energía. Volumen III. El derecho de la energía sostenible. Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2021. Páginas 297-307.
3. Cfr. TALUS, Kim: Internationalization of energy law. En: TALUS, Kim (editor). *Research handbook on International Energy Law*. Edwar Elgar. Cheltenham and Northampton, 2014. Páginas 3-17. También véase, VIÑUALES, Jorge E.: *The international law of energy*. Cambridge University Press. Cambridge, 2022.
4. Sobre el derecho de la energía en Europa, véanse los trabajos reunidos en: LOPEZ-IBOR MAYOR, Vicente (director): Introducción al Derecho de la energía en Europa. Aranzadi. Cizur Menor, 2024. Una perspectiva histórica en: GIMENO FELIU, José María: El servicio público eléctrico en el mercado interior europeo. Editorial Civitas. Madrid, 1994.
5. Respecto de estas razones en favor de la inversión en energías renovables, WOOLEY, Olivia: Renewable Energy Law. Hart Publishing. London, 2023, páginas 8-15. También, CROSSLEY, Penelope: Renewable Energy Law. An international assessment. Cambridge University Press, Cambridge, 2019. Páginas 1-4.

2. LA INVERSIÓN EN ENERGÍA. CONDICIONANTES PARA SU DESARROLLO. LA CUESTIÓN RELACIONADA A LA SOLUCIÓN DE CONFLICTOS ESTADO-INVERSIONISTA EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS. ¿SÓLO UNA CUESTIÓN "PAÍSES DESARROLLADOS" VS "PAÍSES NO DESARROLLADOS RECEPTORES DE INVERSIÓN"? ¿POR QUÉ SON IMPORTANTES LOS MECANISMOS DE SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS PARA LAS INVERSIONES EN ENERGÍA?

Como veníamos señalando, existe un apetito global por el desarrollo de inversiones en energía, en distintos países, sea por motivaciones ambientales, de transición energética, seguridad energética e incluso, justicia energética[6].

Ahora bien, ¿cuáles son las condicionantes necesarias para el desarrollo de inversiones en energía?

En primer lugar, las inversiones en energía son inversiones a largo plazo, puesto que necesitan un período prolongado en el tiempo para la recuperación de tales inversiones, las cuales habitualmente son financiadas con cargo a tarifas asumidas por los consumidores, e incluso, mediante subsidios estatales. Es por ello por lo que estas inversiones necesitan, fundamentalmente, estabilidad regulatoria, así como del ambiente y clima de negocios para lograr su maduración y recuperación. Aquí es pertinente tener en cuenta que normalmente los proyectos en energía son proyectos que están sujetos a financiamiento bancario de proyectos, los cuales implican un flujo estable de ingresos para cubrir la deuda tomada para la construcción y puesta en operación comercial de tales activos.

En segundo lugar, es preciso recordar que las inversiones en energía, como ya venimos señalando, responden a una figura global, en la medida que los inversionistas provienen de distintos países que tienen sea la tecnología o sea la experiencia y acceso a fuentes de financiamiento para operar en distintos países. Asimismo, es preciso recordar que normalmente, las inversiones en energía se materializan vía actos (autorizaciones, licencias, permisos) o contratos administrativos (habitualmente concesiones o contratos de asociación público-privada) celebrados con los países receptores de la inversión, vale decir, se estatuyen relaciones jurídicas, regidas habitualmente por el derecho público interno de cada país, entre los inversionistas y los Estados.

6. Cfr. DEL GUAYO, Iñigo, Lee GODDEN, Donald D. ZILLMAN, Milton F. MONTOYA and Juan José GONZÁLEZ (editors). Energy Justice and Energy Law. Oxford University Press. Oxford, 2020.

En esa medida, dado que las inversiones son de diferentes países y orígenes, se trató, desde el inicio, de despolitizar la solución de conflictos, para evitar la influencia indebida de los Estados receptores de la inversión en los mecanismos nacionales ofrecidos para solucionar tales controversias. Es por ello por lo que, luego de emplear mecanismos de corte diplomático, en la actualidad se ha optado por un proceso de despolitización de la solución de controversias, vía el empleo de mecanismos alternativos de solución de conflictos, especialmente, el arbitraje[7].

Este arbitraje se enmarcó en el denominado "derecho internacional de las inversiones extranjeras", el mismo que, originalmente, sirvió para la implementación de las inversiones de países "desarrollados" en países en "vías de desarrollo" o "carentes de un marco institucional estable"[8]. Este "derecho de las inversiones extranjeras" se materializó mediante la suscripción de Tratados (en principio, bilaterales) de promoción de las inversiones extranjeras entre los países inversionistas (por ejemplo, europeos o norteamericanos) en países receptores de la inversión (por ejemplo, países de África o de América Latina)[9].

Ahora bien, este marco inicial ha crecido exponencialmente en el tiempo. Luego de los originales tratados bilaterales de inversión (o Bilateral Investment Treaties — BIT's), se han celebrado tratados multilaterales de protección de inversiones vía foros arbitrales (siendo el más famoso el Convenio CIADI del Banco Mundial, así como posteriores sumatorias de esfuerzos multilaterales como el Energy Charter Treaty — ECT)[10]. Luego de ello, hoy en día se tiene una tercera o quizá cuarta "generación" de instrumentos internacionales de protección de las inversiones como lo son los Tratados de Libre Comercio o (TLC´s) celebrados entre diferentes países o incluso, grupos de países para promover y proteger las inversiones en diferentes sectores de la economía. Estos tratados se celebran entre diferentes grupos de países, e incluso la Unión Europea ha suscrito diversos TLC con países de Latinoamérica u otras regiones.

7. Sobre estas ideas, fundamentalmente, LIM, C. L., Jean HO y Martins PAPARINSKIS: International Investment Law and Arbitration. Commentary, Award and other materials. Second edition. Cambridge University Press. Cambridge, 2021. Páginas 1-56.
8. Se cuentan experiencias de estos tratados desde mediados del siglo XX, a partir de 1950 en adelante, en el período ya post segunda guerra mundial.
9. Sobre esta evolución, ampliamente, SCHILL, Stephan W., Christian J. TAMS y Rainer HOFMANN (editores): International Investment Law and History. Edwar Elgar. Cheltenham and Northampton, 2018.
10. Sobre el proceso de multilateralización del derecho internacional de las inversiones, SCHILL, Stephan W.: The multilateralization of international investment law. Cambridge University Press, Cambridge, 2009.

Lo paradójico, y luego volveremos sobre esto, es que, en el caso europeo, se suscribieron diversos acuerdos multilaterales (particularmente el Energy Charter Treaty o Tratado de la Carta de la Energía — ECT), el cual permite que, ante conflictos entre inversionistas suscriptores del referido tratado, se puedan someter a arbitraje estas controversias. Este Tratado fue suscrito ampliamente por países europeos a inicios de los 90 del siglo pasado, luego de un largo y tortuoso proceso de celebración. Lo paradójico es que, años después se generaron conflictos entre inversionistas de países europeos y países europeos receptores de dicha inversión (conflictos originados por diversas razones, pero predominantemente, por inversiones en proyectos de energías renovables), los cuales fueron solucionados mediante arbitraje (conforme al artículo 27 del referido ECT). En tales arbitrajes varios estados europeos fueron condenados por violación del referido Tratado, generándose órdenes de pago de elevadas indemnizaciones a los inversionistas de países miembros del ECT, por daños causados por países suscriptores del propio Tratado. Como veremos más adelante, esto generó diversas controversias de anulación de tales laudos arbitrales, y, finalmente, demandas ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, el cual dictaminó que tales laudos eran contrarios al Derecho de la Unión Europea. Veremos que esta situación paradójica llevó a que los países europeos en bloque se retiren del ECT, adoptando una actitud de resistencia frente a una instancia despolitizada y neutral de solución de controversias de inversión[11].

3. EL ARBITRAJE COMO MEDIO DE SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS ENTRE ESTADOS E INVERSIONISTAS, AL AMPARO DE TRATADOS COMO CIADI — ECT, BIT'S Y ACUERDOS DE PROMOCIÓN DE INVERSIONES DE "TERCERA GENERACIÓN": TLC´S

3.1. ORIGEN: EL ARBITRAJE COMO INSTANCIA NEUTRAL PARA RESOLVER CONFLICTOS (DESPOLITIZADA), USADO DESDE LO MERCANTIL HACIA LO INTERNACIONAL PÚBLICO Y ADMINISTRATIVO

Como ya hemos indicado, en el apretado resumen de la sección anterior, para solucionar los conflictos entre inversionistas y Estados, no sirvieron los mecanismos diplomáticos, ni tampoco las cortes locales. Es por ello por

11. Sobre estas controversias, aunque por la fecha de publicación, anterior al retiro de la UE del ECT (aunque ya vislumbraba el mismo), véase, FERNANDEZ PEREZ, Ana: Derecho de la Energía Europeo y Cambio Climático. Aranzadi, Cizur Menor, 2023, páginas 377-576.

lo que, en el diseño del marco normativo, los tratados internacionales de inversión establecieron el empleo del arbitraje como medio de solución de controversias entre Estados e inversionistas. La idea no era nueva (ya que en el derecho internacional público se usaba el arbitraje entre Estados), sino lo que es interesante es que se ideó la posibilidad de que los inversionistas puedan llevar a los Estados a arbitraje en el marco del derecho internacional, brindando legitimación subjetiva a estos inversionistas, mediante el respectivo consentimiento de los Estados al empleo del arbitraje.

Ahora bien, en primer lugar, el arbitraje hoy en día tiene carta de ciudadanía en el derecho administrativo. Aun cuando en un inicio, el arbitraje fue ampliamente resistido como medio de solución de conflictos en el derecho administrativo (debido a que, estando en juego potestades administrativas y el interés público, se rechazaba la desviación del medio natural de solución de controversias que es la jurisdicción judicial)[12], hoy en día creemos que tanto en Europa como en Latinoamérica (así como en Estados Unidos) se acepta la realidad del arbitraje como medio de solución de controversias, fundamentalmente contractuales, entre inversionistas titulares de tales derechos contractuales (o derechos derivados de Tratados de Inversión), y los Estados receptores de tales inversiones.

Es importante señalar que la admisión del arbitraje no está exenta de polémica en el derecho público. Sobre todo porque el arbitraje fue una institución pensada en el derecho mercantil y privado para solucionar conflictos entre iguales, entre comerciantes y clientes. Sin embargo, en el fenómeno de contractualización de lo público[13], se ha ido reconociendo que el arbitraje puede ser enormemente útil para resolver las controversias entre Estados (e incluso, las Administraciones Públicas) y sujetos privados, sobre todo tratándose de disputas contractuales o derivadas de estos tratados de inversión. De que existen ventajas para optar por el arbitraje como medio de solución de conflictos en el derecho público, esto es totalmente cierto, como lo acredita, entre otros BALLESTEROS[14].

12. Recientes análisis sobre la resistencia inicial y la posterior transformación y admisión del arbitraje en: ESPLUGUES BARONA, Carla: Arbitraje y Derecho Administrativo. Teoría y realidad. Tirant lo Blanch, Valencia, 2018; BALLESTEROS PANIZO, Covadonga Isabel: El arbitraje de Derecho Público. Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2017, y, SORIANO HINOJOSA, Álvaro: Las Administraciones Públicas ante el arbitraje. Prólogo de Juan Carlos FERNANDEZ ROZAS. Ediciones Atelier. Barcelona, 2023.
13. Descrito de una manera brillante y crítica por ESTEVE PARDO, José: El camino a la desigualdad. Del imperio de la Ley a la expansión del contrato. Marcial Pons. Madrid, 2023, especialmente, para el arbitraje, páginas 68-70.
14. BALLESTEROS PANIZO, Covadonga Isabel: El arbitraje… Op. cit. Páginas 61-69.

Es importante tener en cuenta que no sólo existen arbitrajes de inversión vinculados al Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones — CIADI (aunque este Centro derivado de un Tratado del año 1965, es el más famoso). También es posible verificar arbitrajes de inversión derivados de otros tratados (como el Tratado de la Carta de la Energía — ECT), o inclusive, arbitrajes de inversión donde los Estados e inversionistas han acordado, vía contrato, someter sus controversias sea al CIADI, o a otros centros internacionales prestigiosos como la International Chamber of Commerce — ICC o la London Court of International Arbitration — LCIA.

3.2. EL DERECHO APLICABLE A LOS ARBITRAJES DE INVERSIÓN ¿DERECHO ADMINISTRATIVO GLOBAL?

Ahora bien, ¿cuál es el derecho aplicable a estas controversias de inversión? En principio, se podría señalar que se aplican reglas del derecho internacional público. Sin embargo, como indica HERNANDEZ GONZALEZ[15], el arbitraje internacional de inversiones refleja un "derecho administrativo global", sin Estado, y que se forma en base a un sistema de tratados internacionales y autoridades globales constituidas en base a tales tratados, con poder para solucionar controversias de forma vinculante, en base a los mismos tratados multilaterales o bilaterales de inversión, pero también a principios generales del derecho público global, así como a los derechos nacionales "tamizados" por los principios generales internacionales del derecho público. Por ende, es bastante importante tener en cuenta que, si bien en principio, se usan las reglas de los tratados, también es muy importante el uso de los derechos administrativos nacionales en clave global, bajo la idea de que los derechos nacionales deben ser interpretados a la luz de principios generales del derecho global como la legalidad, el respeto al interés general, la proporcionalidad, la razonabilidad, el debido proceso, entre otros.

3.3. ARGUMENTOS EN PRO DEL ARBITRAJE PARA SOLUCIONAR CONTROVERSIAS ENTRE ESTADOS E INVERSIONISTAS

Autores como DOLZER, SCHREUER y KRIEBAUM, han señalado las ventajas del arbitraje para la solución de conflictos entre inversionistas y Estados, en los siguientes términos:

15. Cfr. HERNANDEZ GONZALEZ, José Ignacio: Derecho Administrativo y arbitraje internacional de inversiones. Prólogo de Jaime RODRÍGUEZ-ARANA. Editorial Jurídica Venezolana — CIDEP. Caracas, 2016. Páginas 79-117.

> *"Las lagunas que dejan los métodos tradicionales de resolución de controversias (protección diplomática y acción ante tribunales nacionales) han dado lugar a la idea de ofrecer a los inversores acceso directo a procedimientos internacionales eficaces, especialmente el arbitraje. Esto conlleva ventajas para el inversor, el Estado receptor, así como para el Estado de origen del citado inversor. La ventaja para el inversor es obvia: obtiene acceso a un recurso internacional eficaz. La ventaja para el Estado receptor es doble: al ofrecer un procedimiento internacional de resolución de controversias, mejora su clima de inversión y probablemente atraiga más inversión extranjera. Además, al consentir el arbitraje internacional, el Estado receptor se protege de otros procesos, en particular la protección diplomática, y de las consecuencias negativas que esto puede conllevar. El Estado de origen del inversor gana flexibilidad en sus decisiones de política exterior y se libera de la presión interna para defender los intereses de sus nacionales"*[16].

Concordamos plenamente con los autores citados, a cuyas razones podemos añadir las señaladas por BALLESTEROS, aunque el arbitraje es costoso (notoriamente los arbitrajes de inversión), se tienen varias ventajas por su empleo: (i) celeridad del procedimiento arbitral (ii) la flexibilidad del arbitraje como medio de solución de conflictos (iii) la especialización de los árbitros (iv) la neutralidad del foro arbitral (v) la confidencialidad (vi) la mejor adaptación al fenómeno de la "mercantilización" del derecho administrativo e incluso del derecho administrativo global (vii) ganancias de eficacia y eficiencia públicas mediante la descarga de los tribunales judiciales locales, y (viii) la reducción de un entorno adversarial u hostil para la solución de controversias, dado que el arbitraje viene a ser un foro esencialmente neutral para la solución de controversias[17].

3.4. CUESTIONAMIENTOS AL ARBITRAJE (EN EL DERECHO PÚBLICO Y EN EL DERECHO INTERNACIONAL DE LAS INVERSIONES)

Pese a las razones señaladas anteriormente, existe un movimiento bastante fuerte en el ámbito académico, así como entre la comunidad del derecho internacional de las inversiones para o, sustituir el esquema del arbitraje internacional de inversiones (por ejemplo, por una corte o tribunal internacional de arbitraje entre Estados e inversionistas), o, en todo caso para modificarlo[18]. En todo caso, existen algunos cuestionamientos que pasamos

16. Traducción propia de un texto de DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Página 340.
17. BALLESTEROS PANIZO, Covadonga Isabel: El arbitraje… Op. cit. Páginas 61-69.
18. Existen tendencias académicas bastante críticas al arbitraje internacional de inversiones. Por ejemplo, los trabajos de Gus VAN HARTEN, especialmente, VAN HARTEN, Gus:

a mencionar, así como algunas propuestas de reformas anunciadas en el sistema.

3.4.1. Sesgos proinversionista e incluso anti-Estados

Parte de la crítica manifestada al sistema de solución de disputas es que en muchos casos existiría un sesgo (inconsciente, en principio) de los árbitros en favor de los inversionistas e incluso en contra de los Estados. Esta crítica no ofrece una base segura de cuestionamiento, ya que no se basa en estudios empíricos y en todo caso, es una apreciación subjetiva, ya que los árbitros encargados de resolver controversias de inversión, normalmente, tratan de mantenerse estrictamente imparciales y no demuestran una animadversión hacia las partes. Por ejemplo, en el foro del CIADI, es habitual que los árbitros tengan estándares estrictos de no mencionar casos en trámite, y tampoco hacer referencias expresas que involucren adelantos de opinión. La comunidad de árbitros en la materia, altamente especializada, entiende que la continuidad del sistema depende no sólo de la especialización, sino también de la imparcialidad e independencia de los árbitros.

3.4.2. Los conflictos de interés de los árbitros

También se señala como crítica habitual problemas de conflictos de interés de los árbitros. Esta crítica sí que tiene algunos sustentos, pese a que, como ya hemos dicho, los árbitros son habitualmente muy cuidadosos para mantener su imparcialidad e independencia (respecto de los Estados, los inversionistas y los propios centros arbitrales), pese a pertenecer a registros de centros arbitrales institucionales como el CIADI o la International Chamber of Commerce — ICC. Ahora bien, pese a lo anterior, si existen sustentos documentados de existencia de conflictos de interés en los árbitros encargados de resolver controversias de inversión, que, si bien son situa-

---

Investment Treaty Arbitration and Public Law. Oxford University Press. NY, 2007, e, Ibid. The trouble with foreign investor protection. Oxford University Press. Oxford, 2020. También muestra una posición bastante crítica (e incluso sesgada): YILMAZ VASTARDIS, Anil: Investment Treaty Arbitration. A justice bubbled for the privileged. En: SCHULTZ, Thomas y Federico ORTINO (editores): The Oxford Handbook of International Arbitration. Oxford University Press. Oxford, 2020. Páginas 617-640. De otro lado, una posición crítica, pero equilibrada, puede verse en: SCHILL, Stephan W.: Reforming investor-state dispute settlement: A (comparative and international) constitutional law framework. En: Journal of International Economic Law. N° 20. Oxford University Press. Oxford, 2017. Páginas 649-672, así como también en: BEHN, Daniel, Ole Kristian FAUCHALD y Malcolm LANGFORD (editores): The legitimacy of investment arbitration. Empirical perspectives. Cambridge University Press. Cambridge, 2022.

ciones aisladas, sí que han generado consecuencias de anulación de laudos y cuestionamientos al sistema. Sobre todo, por conflictos de interés como *revolving doors* (donde algunos árbitros eran designados por abogados de inversionistas para un arbitraje X contra un Estado, y posteriormente, estos mismos árbitros, esta vez actuando como abogados de otros inversionistas en un arbitraje Y, designaban como árbitros a los abogados que los designaron en el arbitraje X). De otro lado, la pertenencia de los árbitros a comunidades pequeñas (el ámbito del arbitraje de inversión es fundamentalmente una elite), también es fuente de recusaciones y cuestionamientos, por ejemplo, por amistad entre algunos árbitros o, por ejemplo, por su pertenencia a asociaciones académicas o grupos profesionales.

Es por ello por lo que actualmente, los centros arbitrales tienen varias restricciones y prohibiciones éticas bastante férreas contra los árbitros, muy cuidadosas y detalladas. Incluso, se usan herramientas de soft law como el sistema de listas roja, naranja y verde de la lista de posibles casos de conflictos de interés de la International Bar Association — IBA. En todo caso, estas restricciones y prohibiciones van acompañadas de un deber de *self-restraining* de los árbitros, e incluso de un reforzamiento general del deber de transparencia y revelación de los árbitros, antes y durante la controversia.

3.4.3. La cuestión de la potestad soberana de regular (evolución en los tratados de inversión) *versus* el arbitraje como mecanismo de solución de controversias

Existe otro cuestionamiento, que está haciendo bastante "ruido"[19] en el sistema, respecto de que el arbitraje de inversiones afecta la potestad soberana de los Estados de regular las inversiones extranjeras en sus territorios o ponerles límites en base al bien común o a la protección del interés público. Sin embargo, esta crítica que, en un inicio tenía sentido (dado que los primeros tratados de inversión planteaban "cláusulas de estabilidad" que impedían modificaciones regulatorias de los Estados sobre el trato a los inversionistas), hoy en día ha perdido fuerza dado que en los tratados de inversión de "tercera generación" es habitual que los Estados receptores de la inversión incluyan cláusulas expresas que los habilitan a ejercer sus poderes de regulación de policía administrativa y mantenimiento del orden público económico nacional, por ejemplo en materias como medio ambiente, salud, orden público, seguridad, entre otras. Es por ello por lo que hoy en

19. Sobre todo por los trabajos de VAN HARTEN citados en la nota anterior.

día los tratados de inversión, que son fuente directa para la solución de estos conflictos, habitualmente resguardan y respetan el ámbito de la soberanía regulatoria de los Estados.

3.4.4. Transparencia y publicidad

Uno de los elementos tradicionales del arbitraje es la confidencialidad. Por ello, han existido críticas a que los arbitrajes de inversión normalmente privilegian la confidencialidad y el secreto, pese a resolver materias de interés público, tanto de los Estados como de la población en general de los países receptores de inversión. Es por ello por lo que se ha generado un movimiento, bastante generalizado, de transparencia y publicidad no sólo ya de las decisiones arbitrales, sino de los procedimientos arbitrales. Por ejemplo, en el reglamento del CIADI[20], se prevé hoy en día que las audiencias puedan ser públicas, e incluso, se trasmiten en la página de la plataforma YouTube del propio CIADI. De otro lado, existe una multitud de publicaciones (pagadas y gratuitas) que difunden tanto el estado de los procedimientos arbitrales como los propios Laudos emitidos. Incluso, los propios Estados incluso hoy en día resisten a la transparencia de las actuaciones arbitrales, sobre todo por las implicaciones económicas de la difusión de estas decisiones.

3.4.5. Inexistencia de jurisprudencia o "stare decisis"

Otro aspecto donde existen críticas es que en general, no se admite la existencia de jurisprudencia, precedentes o stare decisis en el sistema de arbitraje internacional de inversiones. De hecho, incluso se señala en varios laudos y decisiones de anulación emitidas en el marco del CIADI que los tribunales arbitrales formados para resolver una controversia específica no están vinculados por decisiones de otros tribunales[21]. Frente a ello, se

20. El CIADI (ICSID por sus siglas en inglés: International Centre for Settlement of Investment Disputes) es el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones. Es una institución del Banco Mundial, con sede en Washington, fundada en 1965. A la fecha, su Tratado constitutivo es una de las experiencias de tratados multilaterales más exitosas en la historia, puesto que la mayoría de los países del mundo lo han suscrito y se someten al mismo. Respecto del Convenio del CIADI, el texto académico más importante es el de SCHILL, Stephan W. (editor) y MALINTOPPI, Lorena, August REINISCH, Christoph R. SCHREUER y Anthony SINCLAIR (editores): Schreuer's Commentary on the ICSID Convention. Third edition. 2 volume-set. Cambridge University Press. Cambridge, 2022.

21. Cfr. SCHREUER, Christoph y Matthew WEINIGER: Chapter 30. A doctrine of precedent? En: MUCHLINSKI, Peter, Federico ORTINO y Christoph SCHREUER (editores).

han planteado mecanismos de reforma para corregir las manifestaciones de falta de coherencia entre arbitrajes similares de inversión[22], sin necesariamente usar la doctrina del precedente o del stare decisis. Sin embargo, también es importante señalar que muchos laudos y decisiones de revisión de anulación de laudos del CIADI habitualmente citan decisiones de otros tribunales arbitrales anteriores como argumentos de autoridad o de cita "doctrinaria".

3.4.6. Reformas a los sistemas de arbitraje de inversiones. CIADI / ECT / TLC's o Tratados de última generación

Las críticas antes señaladas han motivado un fuerte movimiento de necesidad de cambios al sistema de arbitraje internacional de las inversiones. Más allá de las reformas reglamentarias a los centros de arbitraje más importantes a nivel global, se han planteado diversos mecanismos de reforma al sistema. Como ya hemos señalado[23], se han planteado diversas soluciones. Una es sustituir el sistema del CIADI por una Corte permanente de arbitraje internacional de inversiones, mecanismo que vemos poco viable por su radicalidad. Sin embargo, desde el CIADI y otras instituciones, se han planteado diversos mecanismos de revisión al sistema, tales como una mejora de los procedimientos establecidos para la revisión de laudos arbitrales (el recurso de anulación)[24], un necesario refuerzo de las herramientas de transparencia y de prevención de conflicto de interés por parte de los árbitros así como mecanismos fuertes que aseguren su imparcialidad e independencia, así como también se propone el escrutinio previo de laudos para que, antes de la emisión de las decisiones finales de los tribunales arbitrales, estas sean revisadas por comisiones neutrales dentro de la propia institución arbitral, a fin de que exista un mecanismo de "aseguramiento de la calidad" de las decisiones, entre otras propuestas.

En todo caso, dada la coyuntura actual (el retiro de Europa del ECT es un acontecimiento que supone un duro golpe al sistema internacional de protección de inversiones), de seguro advendrán reformas al sistema, necesariamente. Es importante eliminar los motivos de las críticas, y sobre

---

The Oxford Handbook of International Investment Law. Oxford University Press. Oxford, 2008. Página 1191.

22. Sobre este tema particular (y las soluciones que propone a la falta de coherencia), GIANNAKOPOULOS, Charalampos: Manifestations of Coherence and Investor-State Arbitration. Cambridge University Press. Cambridge, 2022.
23. En la nota al pie 17 de este trabajo.
24. Al respecto, ARAGONES MOLINA, Laura: La revisión de los laudos internacionales del CIADI. Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2022.

todo garantizar reglas, árbitros y foros neutrales, tanto a favor de los inversionistas como de los Estados. Es sintomático además comprobar que en el caso particular del CIADI las cifras no necesariamente son de victoria de los inversionistas sobre los Estados, sino todo lo contrario, en ocasiones, los Estados van arriba en el número de controversias ganadas a los inversionistas. En todo caso, es importante reformar el sistema, para su permanencia, recordando que no sólo es importante que el espacio exista para los inversionistas, sino que también sea un foro neutral, independiente e imparcial, para los Estados. Así como se necesitan dos para bailar tango, la existencia del sistema internacional de protección de las inversiones requiere tanto de los Estados como de los inversionistas.

4. TIPOS DE CONFLICTOS SUJETOS A ARBITRAJE INTERNACIONAL DE INVERSIONES

Es importante tener en cuenta que habitualmente los conflictos derivados de inversiones pueden surgir de dos maneras. Tradicionalmente, estas controversias han surgido a través de contratos de inversión celebrados entre los Estados receptores de la inversión y los inversionistas, bajo la lógica del consentimiento arbitral. Se habla del fenómeno de la "internacionalización de los contratos de inversión", los cuales, habiéndose firmado bajo leyes nacionales, incorporaron cláusulas arbitrales sometidas a centros internacionales de solución de disputas como el CIADI. Ahora bien, como señala la doctrina, haber sometido las controversias de un contrato a centros internacionales de resolución de disputas de contratos de inversión, no significa necesariamente que tales disputas encajen automáticamente en disputas de inversión o de tratados de inversión, dado que pueden existir conflictos netamente contractuales pero sometidos a la jurisdicción del CIADI, el ICC o la LCIA, por citar ejemplos comunes. En estos últimos casos, estaremos frente a controversias contractuales o comerciales, resueltas por centros internacionales de arbitraje (insistimos, como el de CIADI), pero habitualmente, bajo reglas de los derechos nacionales o bajo las reglas sustantivas bajo las cuales fue suscrito el Contrato respectivo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que también pueden existir controversias contractuales que constituyan, en sí, violación de obligaciones internacionales bajo tratado de los Estados receptores, con lo cual, de un arbitraje contractual podría derivar en un conflicto que deberá ser resuelto bajo el arbitraje internacional de inversiones. En todo caso, como indica la doctrina[25], el panorama no está

25. Cfr. LIM, C. L., Jean HO y Martins PAPARINSKIS: International Investment Law and Arbitration. Commentary, Award and other materials. Second edition. Cambridge University Press. Cambridge, 2021. Páginas 37-56.

tan claro, y es sede de importantes discusiones por parte de los académicos en la materia. En todo caso, lo determinante para que aplique el arbitraje internacional de inversiones a la solución de controversias contractuales, dependerá de la existencia de una cláusula arbitral que pacte el sometimiento a la jurisdicción y reglas arbitrales de los centros de solución de controversias internacionales de inversión[26].

Ahora bien, de otro lado, un fenómeno reciente (desde los años 80 del siglo pasado en adelante), es la abundancia de arbitrajes que se inician por un reclamo de un inversionista por la violación de un Tratado de protección de inversiones debido a acciones o conductas del Estado receptor. A este fenómeno se le conoce como "*arbitration without privity*"[27]. Aquí lo importante es tener en cuenta que, pese a tener un contrato o autorización del Estado, el inversionista acude a los mecanismos de solución de controversias de los Tratados de inversión en forma directa, invocando que una acción u omisión del Estado ha determinado un incumplimiento de los estándares de protección de inversiones del Tratado y por ende les ha generado un daño o afectación a sus inversiones. Por ende, invoca la violación del Tratado como el fundamento de su demanda arbitral. Entonces, lo que se va a discutir es que si la conducta del Estado califica como una violación o lesión a los tratados de protección de inversiones que fundamentan esta clase de arbitrajes.

En todo caso, es importante acudir a esta relevancia de la distinción. Es posible iniciar arbitrajes de inversión por violaciones contractuales sometidas a la jurisdicción de los centros especializados de solución de inversiones extranjeras como el CIADI, pero también es posible iniciar procesos arbitrales invocando sólo la violación de los Tratados de inversión por parte de los Estados receptores de inversión. E incluso también es posible distinguir arbitrajes donde se formulan reclamaciones de los inversionistas de manera mixta: se combinan reclamos derivados de violaciones contractuales del

26. Al respecto, véase, KJOS, Hege Elisabeth: Applicable law in investor-state arbitration. The interplay between national and international law. Oxford University Press. Oxford, 2013. Respecto de las reclamaciones de inversión derivadas de contratos celebrados con los Estados receptores, véase, HO, Jean: State responsibility for breaches of investment contracts. Cambridge University Press. Cambridge, 2018.

27. Cfr. PAULSSON, Jan: Arbitration without privity. En: ICSID Review. Foreign Investment Law Journal. Volume 10, Number 2, Fall 1995. ICSID, Washington DC, 1995. Páginas 232-257. También, del mismo autor, para el caso del ECT, PAULSSON, Jan: Chapter 19. Arbitration without privity. En: WALDE, Thomas (editor): The Energy Charter Treaty. An East-West Gateway for Investment and Trade. Kluwer Law International. London, 1996. Páginas 422-442.

Estado (sujetas a la jurisdicción del Centro de solución de inversiones) y también reclamos derivados de violaciones del Estado respecto de Tratados de inversión, que han afectado el vehículo contractual de la inversión. Esto pasa en varios arbitrajes sujetos a la jurisdicción (competencia) del CIADI, por citar un ejemplo.

5. PROBLEMAS DE FONDO RELATIVOS AL ARBITRAJE INTERNACIONAL EN ENERGÍA

Dicho todo lo anterior, conviene ahora ahondar en los problemas específicos del arbitraje internacional en energía. Sabemos que la materia ha afectado mucho a España (entre otros países europeos), debido a la enorme controversia derivada de los cambios regulatorios respecto a los beneficios y subsidios aplicables a inversiones en energías renovables, sin embargo, por la extensión y alcance descriptivo de este trabajo, no haremos sino referencias muy puntuales a dicho problema. Sobre todo, porque la mayoría de los inversionistas extranjeros en España acudieron a arbitrajes internacionales, empleando tanto mecanismos del CIADI como del ECT para resolver estos conflictos, donde las controversias terminaron con sendas condenas al Reino de España a pagar indemnizaciones contra los inversionistas agraviados por los cambios regulatorios lesivos de la estabilidad y confianza legítima. Sin embargo, España (y el resto de países afectados por la problemática) acudieron al Tribunal de Justicia de la Unión Europea que terminó anulando o negando reconocimiento a los laudos arbitrales ganados por los inversionistas. Todo este *affaire* culminó con el retiro de la Unión Europea del ECT, hecho que, como hemos dicho ya, ha supuesto un golpe al sistema de protección de inversiones[28].

Dicho lo anterior, encararemos algunos de los problemas centrales de fondo que hemos identificado en estos arbitrajes internacionales:

28. Este trabajo fue concluido el 18 de julio de 2025. Sin embargo, posteriormente, en las pruebas de impresión de este libro (que cierro el 02 de noviembre de 2025), se han sucedido importantes acontecimientos posteriores en el affaire del incumplimiento o inejecutabilidad de los laudos del CIADI dictados contra España. Sin ánimo de ser exhaustivos, entendemos que diversas cortes judiciales en Estados Unidos e Inglaterra, así como en otros países, han reconocido los Laudos dictados contra España y han ordenado su cumplimiento, a pesar de lo resuelto por el TJUE. Sin duda, un tema muy interesante desde el punto de vista del derecho internacional de las inversiones y que, a la fecha, dista de haber sido resuelto de manera definitiva.

5.1. ¿*PACTA SUNT SERVANDA* EN LOS CONTRATOS ES IGUAL A *PACTA SUNT SERVANDA* EN LA REGULACIÓN?

Es interesante comprobar que, en el caso español, los inversionistas en renovables propiamente no tenían un contrato para recibir estos beneficios (subsidios estatales para asegurar ingresos a sus inversiones al margen de prestar o no energía al sistema eléctrico), sino que dichos beneficios estaban colocados en normas reglamentarias. El problema que se generó es que el Estado español, luego de haber asegurado que estos beneficios serían aplicables por 20 o 25 años a las inversiones, derogó la norma reguladora de estos beneficios, alegando problemas económicos. Como tal, se retiraron los subsidios por vía normativa. En dicha coyuntura, se generó un problema: los inversionistas españoles (que no contaban con recursos o con legitimidad para invocar tratados de inversiones) acudieron a las cortes nacionales, las cuales rechazaron sus reclamos. En cambio, los inversionistas de otros países europeos acudieron, invocando los Tratados del CIADI o del ECT, a arbitrajes internacionales, donde los tribunales arbitrales condenaron al Reino de España a pagar indemnizaciones por violación a los estándares de protección de las inversiones contenido en tales tratados, particularmente, por la afectación a los principios de estabilidad y confianza legítima[29]. Visto de este modo, llama la atención que el problema europeo de las renovables surge del desconocimiento unilateral por parte de los Estados receptores de la inversión de los beneficios establecidos por sus propios marcos regulatorios, aunque con evidentes efectos contractuales (en una especie de lo que se conoce en la literatura como "contrato regulatorio")[30]. Gran parte de la discusión ha girado en torno a si los Estados tenían derecho o no a retirar unilateralmente los subsidios prometidos a los inversionistas en renovables. Frente a ello, en el caso de los países de Latinoamérica, la situación es distinta porque muchos de los beneficios a las renovables son establecidos mediante contratos públicos o administrativos. En ese sentido, por ejemplo, cabe citar el régimen jurídico peruano, donde la Ley de promoción de energías renovables (Decreto Legislativo 1002 del año

29. Respecto de los arbitrajes españoles, véase, BALCERZAK, Filip: Renewable energy arbitration — Quo vadis? Implications of the Spanish saga for International Invesment Law. Brill — Nijhoff. Leiden, Boston, 2023.

30. Sobre esto, DE LA QUADRA SALCEDO, Tomás: Riesgo regulatorio y contractualización de la regulación por operadores y poderes públicos. En: AA.VV. Riesgo Regulatorio en las energías renovables II. Thomson Reuters Aranzadi, Cizur Menor, 2016. Páginas 29-79. Mucho más ampliamente respecto del problema de las renovables y específicamente, la violación del principio de confianza legítima debido a la modificación normativa al "contrato regulatorio" suscrito entre el Estado español y los inversionistas en renovables, NABÓN FERNÁNDEZ, Julia: Riesgo regulatorio y principio de confianza legítima en el ámbito de las energías renovables. Prólogo de José María BAÑO LEÓN. Aranzadi, Cizur Menor, 2023.

2008), establece expresamente que el Estado otorgará beneficios y subsidios a las renovables con un sistema de precios y primas adjudicados en subastas[31], luego de lo cual se firmará un "Contrato de Concesión para el suministro de energía renovable al sistema eléctrico interconectado nacional"[32], en el cual constan tales beneficios estabilizados contractualmente por 20 años. Ahora bien, salta a la vista el problema ya señalado por ESTEVE[33], mientras en Europa los beneficios a las renovables fueron establecidos por norma (lo cual llevó a la discusión una vez que la norma fue derogada), en el caso de Latinoamérica, los beneficios fundamentalmente son otorgados por contrato, lo cual brinda una protección/estabilidad muy distinta a la meramente normativa. Lo cual evidencia que, la tradición jurídica latinoamericana ha asumido el dogma de la prevalencia del Contrato frente a la norma.

5.2. LA DEFINICIÓN DE "INVERSOR" BAJO LOS TRATADOS INTERNACIONALES DE INVERSIÓN

Otro tema interesante que mencionamos someramente es que, bajo el régimen de los tratados de inversión, es habitual preguntarse ¿quién es "inversionista"? a efectos de la protección del Tratado de Inversión. La pregunta no es baladí ya que, en algunos casos, la defensa de los Estados europeos en los arbitrajes es que sólo puede ser "inversionista" a efectos de la protección de los Tratados, una empresa o persona jurídica que efectivamente despliega la inversión[34]. En esa medida, no podrían ser calificados como inversionistas, empresas que existen sólo en papeles, o inversionistas "golondrinos". Con todo, la definición de inversionista debe ser adecuadamente analizada a la luz de las definiciones de los Tratados y también conforme a la realidad o verdad material de las inversiones efectivamente realizadas al amparo de dicho compromiso internacional. En todo caso, es habitual que un aspecto que se discute en los arbitrajes es si quien invoca el Tratado es efectivamente un "inversor" o "titular de una inversión" al amparo del mismo.

31. El Perú realizó cuatro subastas al amparo de la norma citada. La última subasta fue el año 2016. A la fecha, no se han vuelto a convocar subastas. Por el contrario, a la fecha, existen múltiples inversiones renovables (fundamentalmente solares y eólicas) sin régimen de precio estabilizado o con primas/subsidios del Estado.
32. En realidad tal contrato no era una "concesión administrativa", sino un contrato de PPA o de suministro en firme de energía eléctrica al sistema interconectado nacional de Perú. Estamos frente a una "falsa concesión".
33. Cfr. su obra citada, ESTEVE PARDO, José: El camino a la desigualdad. Del imperio de la Ley a la expansión del contrato. Marcial Pons. Madrid, 2023.
34. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Páginas 58-81.

5.3. LA DEFINICIÓN DE "INVERSIÓN" BAJO LOS TRATADOS INTERNACIONALES DE INVERSIÓN

Otro aspecto que suele ser discutido en los arbitrajes internacionales de inversión es el relativo a que si el reclamo formulado por el inversionista es efectivamente una "inversión" a la luz de las definiciones de los Tratados de Inversión[35]. Habitualmente los tratados definen de forma expresa y enumerativa, qué es y qué no es una "inversión". Sin embargo, existen dudas por ejemplo, si un accionista minoritario de un vehículo de inversión (por ejemplo, una sociedad concesionaria) es también "inversor", o por ejemplo, dudas si es que un nacional de un Estado puede ser considerado como "inversionista extranjero". Por otro lado, en recientes arbitrajes se ha discutido, por ejemplo, si las "inversiones de riesgo" también son inversión. Incluso existen problemas relativos a si es admisible en el sistema internacional de arbitraje de inversiones reclamos derivados de inversiones ilegítimas, por ejemplo, por corrupción o porque la inversión en sí misma lesiona el derecho nacional del país receptor de aquélla.

5.4. PROBLEMAS DE JURISDICCIÓN ARBITRAL

Es importante tener en cuenta que en el caso de los arbitrajes de inversión, es habitual encontrar cuestionamientos tanto a la jurisdicción del Tribunal Arbitral, como respecto de la admisibilidad de las demandas[36]. Por ejemplo, temas relativos al cuestionamiento de la jurisdicción, son por ejemplo, los relativos a la condición de "inversionista" del reclamante o la noción de "inversión protegida" por el Tratado invocado, en una suerte de cuestionamiento de la arbitrabilidad objetiva y subjetiva. De otro lado, cuestiones relativas a la admisibilidad de las demandas, habitualmente tienen que ver con el cumplimiento de cláusulas relativas al agotamiento de recursos internos o nacionales antes de acudir a la sede del arbitraje de inversión, o la existencia de cláusulas denominadas "*fork in the road*", según las cuales el inversionista debe escoger, de forma definitiva, si realiza su reclamo por la vía de cortes locales o por vía del Tratado de Inversión. También es otro tema importante de jurisdicción, el relativo a la posible existencia de "procedimientos paralelos" al arbitraje iniciado, los cuales deben ser resueltos en vista del procedimiento principal de arbitraje de inversión.

35. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Páginas 82-121.

36. Cfr. AR WILLIAMS QC, David: Jurisdiction and Admissibility. En: MUCHLINSKI, Peter, Federico ORTINO y Christoph SCHREUER (editores). The Oxford Handbook of International Investment Law. Oxford University Press. Oxford, 2008. Páginas 868-931.

5.5. LA NORMA JURÍDICA INVOCADA COMO LESIÓN AL TRATADO DE INVERSIÓN. EL PROBLEMA DE LA INDEFINICIÓN NORMATIVA Y JURISPRUDENCIAL DE LOS DENOMINADOS "ESTÁNDARES DE PROTECCIÓN A LA INVERSIÓN"[37]. ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES ESTÁNDARES

Como hemos indicado, los Tratados de Inversión regulan la forma de protección sustantiva de los inversionistas y sus inversiones, vía la formulación de "estándares o principios de protección a las inversiones", los cuales son regulados expresamente en los textos de los Tratados. Es habitual que los tratados establezcan estos estándares, e incluso definan sus contornos y alcances de aplicación. Vistos adecuadamente, estos estándares son una especie de "principios" de protección de las inversiones, recogidos en los tratados de manera general. Sin embargo, en la evolución de estos instrumentos internacionales se viene delimitando, especificando y acotando estas cláusulas generales, producto también de la evolución propia de los tratados de inversión y las decisiones de los tribunales arbitrales que resuelven esta clase de controversias. En ese sentido, cabe analizar algunos de los principales estándares de inversión cuya lesión es invocada como fundamento de las reclamaciones arbitrales realizadas por los inversionistas en contra de los Estados receptores de las inversiones.

5.5.1. El Trato Justo y Equitativo[38]

Este estándar es un reflejo del "rule of law" del derecho internacional respecto a la forma como un Estado trata a un extranjero titular de una inversión. Tal como indican DOLZER, KRIEBAUM y SCHREUER, "*El trato justo y equitativo (TJE) es una expresión del estado de derecho consagrado en los principales sistemas jurídicos. Stephan Schill ha señalado que 'el trato justo y equitativo puede entenderse como la incorporación del estado de derecho como un estándar que los sistemas jurídicos de los Estados receptores deben adoptar en su trato a los inversores extranjeros'*"[39], y por ello los citados autores concluyen en que "*El estándar*

37. Respecto a la imprecisión y al origen de estos "estándares de protección de las inversiones" que están contenidos en los Tratados de Inversión, véase, REINISCH, August (editor): Standards of Investment Protection. Oxford University Press. NY, 2008, así como también, ORTINO, Federico: The origin and evolution of investment treaty standards. Stability, value, and reasonableness. Oxford University Press. NY, 2019. Es fundamental también revisar el texto de DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022, y su detallado análisis de cada estándar de protección de la inversión.

38. Sobre este estándar, PAPARINSKIS, Martin: The international mínimum standard and fair and equitable treatment. Oxford University Press. Oxford, 2013.

39. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Página 187.

de TJE no depende de cómo un Estado anfitrión trate a sus propios nacionales ni a los nacionales de un tercer Estado. Es un estándar absoluto que tiene su punto de referencia en el derecho internacional. El TJE también es un estándar absoluto en el sentido de que no depende del derecho interno". En buena cuenta, en el caso del TJE estamos frente a un estándar mínimo, acotado, de una suerte de "debido proceso" pero configurado desde el derecho internacional y la idea de un "estándar mínimo de trato" a los extranjeros por las autoridades de un país receptor de inversiones. Por ejemplo, una denegatoria arbitraria de un permiso administrativo relevante para una inversión podría constituir válidamente una violación del estándar del TJE. O por ejemplo, el cambio regulatorio de un Estado que afecte la predictibilidad regulatoria o la seguridad jurídica de forma arbitraria. Ante ello, es interesante comprobar como recientes tratados de inversión, tal como el CETA (Canada-European Union Comprenhensive Economic and Trade Agreement) suscrito entre Canadá y la Unión Europea, han acotado el entendimiento del estándar del TJE a supuestos específicos, dándole así un contenido concreto.

5.5.2. *Full Protection and Security* (Protección y seguridad plenas)

Otro de los estándares más empleados en la protección de las inversiones es el de la "protección y seguridad plena". Esto implica que los Estados receptores de la inversión deben adoptar medidas razonables dirigidas a garantizar la seguridad física e integridad de los inversionistas y sobre todo de sus inversiones, habitualmente mediante la protección de sus cuerpos policiales o encargados del mantenimiento del orden interno. Cuando un Estado deja de cumplir con este estándar, negando u omitiendo esta protección de forma arbitraria o irrazonable, se viola este importante estándar.

5.5.3. Expropiación

En la doctrina del derecho internacional de las inversiones habitualmente se separa el estudio de la figura de la expropiación de los estándares de protección de las inversiones. Sin embargo, nosotros consideramos que si bien antiguamente los tratados entre los Estados sólo regulaban protecciones frente a la expropiación, hoy en día este concepto debe ser considerado como parte de los estándares de protección de las inversiones. Al respecto, estamos hablando no de una expropiación conforme a los derechos nacionales, sino a un estándar de protección derivado del derecho internacional. Por ende, los Tratados de Inversión ofrecen protección a los inversionistas extranjeros frente a todo acto del Estado que califique como expropiación de acuerdo con el derecho internacional. En ese sentido, es lícito para los

Estados privar a los inversionistas de su inversión, pero para ello deben tener una causa justa que justifique la expropiación, respetar el debido proceso, y sobre todo, brindar una indemnización justa y además pagada en efectivo, para compensar al afectado con la medida expropiatoria. En todo caso, la expropiación siempre debe obedecer a causas específicas, reguladas en el Tratado de inversión respectivo. En todo caso, es lícito para los Estados realizar una expropiación, pero respetando expresamente las causas y limitaciones previstas en los Tratados.

Finalmente, un tema muy importante es el relativo a la denominada "expropiación indirecta" o "expropiación regulatoria". En los tratados de inversión no sólo se brinda protección a la exacción coactiva física (o jurídica) que hace el Estado de una inversión (que es la forma tradicional de expropiación), sino que también se brinda protección cuando el Estado, usando su poder regulador, afecta una inversión mediante una decisión normativa, reduciendo o privando de valor de mercado a dicha inversión. Incluso, no es necesario que sea mediante un solo acto, sino que pueden ser un conjunto de medidas sucesivas, dirigidas a afectar, disminuir o anular el valor de una inversión. En este caso estamos frente a lo que se denomina la "*creeping expropiation*", o la expropiación en base a una serie de medidas administrativas que, sumadas o vistas en conjunto, lesiona o anula el valor de la inversión.

5.5.4. "Cláusula Paraguas"

Otro estándar importante es la denominada "cláusula paraguas". Tal como lo indican DOLZER, KRIEBAUM y SCHREUER, "*Una cláusula paraguas es una disposición de un tratado de protección de inversiones que garantiza el cumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado receptor frente al inversor. Estas cláusulas se denominan 'cláusulas paraguas' porque amparan los compromisos contractuales y de otro tipo bajo la protección del tratado. En ocasiones, también se denominan 'cláusulas de cumplimiento de compromisos'. La cuestión más controvertida en relación con este tipo de cláusulas es si, y en qué circunstancias, éstas colocan a los contratos entre el Estado receptor y el inversor bajo la protección del tratado.*[40]" Al respecto, bajo esta cláusula se entiende que la violación de un contrato de inversión (por ejemplo, una concesión) es una violación al respectivo Tratado de Inversión y, por tanto, legitima el arbitraje iniciado por un inversionista contra el Estado receptor de la inversión, con base a la invocación de la referida cláusula.

40. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Página 272.

5.5.5. "Trato Nacional" y "Nación más favorecida"

Respecto del estándar de trato nacional, DOLZER, KRIEBAUM y SCHREUER han dicho que "(…) *Las cláusulas de trato nacional son una expresión del principio de no discriminación. En virtud del derecho internacional consuetudinario, no existe la obligación de tratar por igual a nacionales y extranjeros. 451. Las cláusulas de trato nacional tienen por objeto establecer igualdad de condiciones entre los inversores extranjeros y sus competidores locales y evitar medidas proteccionistas por parte de los Estados receptores en favor de los inversores nacionales.* ***Obligan a los Estados receptores a no establecer una diferenciación negativa entre inversores extranjeros y nacionales al promulgar y aplicar sus normas y reglamentos, y, por lo tanto, a promover la posición del inversor extranjero al nivel que se otorga a los nacionales****. 452. Por lo tanto, el estándar es contingente, relativo o comparativo. El trato requerido para los inversores extranjeros depende del trato otorgado a los inversores nacionales*."[41] (resaltado, propio).

Por su parte, respecto del estándar de "nación más favorecida", los mismos autores han dicho que, "*El derecho internacional consuetudinario no exige la igualdad de trato para los inversores de distintas nacionalidades. Para subsanar las desigualdades, casi todos los TBI y la mayoría de los demás tratados de protección de las inversiones contienen cláusulas de nación más favorecida (NMF). La idea de una cláusula NMF es evitar la discriminación garantizando que los Estados Parte del tratado se traten entre sí y a sus nacionales al menos tan favorablemente como tratan a terceros Estados y a sus nacionales. El trato más favorable a otros Estados y a sus nacionales puede resultar de la mera práctica o de las obligaciones contraídas en virtud de un tratado. En el derecho internacional de las inversiones, la mayoría de los casos que involucran cláusulas NMF se refieren a situaciones en las que un inversor invoca los beneficios otorgados en tratados del Estado receptor con terceros Estados ('tratados con terceros Estados')*.[42]"

5.5.6. Protección de la confianza y estabilidad normativa[43]

Otro estándar derivado de la actualidad de los Tratados de Inversión es el relativo a la protección de la confianza y estabilidad normativa que asisten

41. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Página 253.
42. Cfr. DOLZER, Rudolf, Ursula KRIEBAUM y Christoph SCHREUER: Principles of International Investment Law. Third edition. Oxford University Press. Oxford, 2022. Página 264.
43. Respecto a la protección de estabilidad normativa y confianza legítima en las inversiones, véase aparte de lo ya citado en notas anteriores, KOPAR, Rahmi:

al inversionista frente al Estado receptor de la inversión. Se ha señalado que esta cláusula encuentra su origen bajo el estándar del Trato Justo y Equitativo. Si el Estado desconoce o rechaza una "representación o manifestación específica" formulada por el propio Estado y que haya generado "expectativas legítimas" a los inversionistas, estaremos frente a una violación del estándar de protección de la confianza y estabilidad normativa, que en buena cuenta, es una proyección del principio general del derecho internacional de la seguridad jurídica.

5.5.7. ¿Estamos frente a una "fábrica de principios" derivados del estándar del Trato Justo y Equitativo (PALOMBINO[44])?

Finalmente, cabe hacer referencia que existen críticas y disensos frente al alcance y efecto de las cláusulas o estándares de protección de las inversiones, sobre todo por el alto grado de indefinición del contenido del estándar de TJE. Es por ello por lo que autores como el italiano PALOMBINO, han señalado que la amplitud de dicho estándar ha generado una suerte de "fábrica de principios" los cuales se derivan de la amplitud e indefinición del propio estándar citado.

5.6. BREVÍSIMO COMENTARIO RESPECTO DEL CONFLICTO ENTRE TRATADOS DE INVERSIÓN (E.G. ECT) VS DERECHO DE LA UNIÓN EUROPEA ¿INCOMPATIBILIDAD? SENTENCIAS TJUE ACHMEA Y KOMSTROY Y EL RETIRO DE LA UE DEL ECT (2024)

Concluimos estas reflexiones señalando que la situación de la Unión Europea y los países que han sido receptores de inversión bajo los alcances del Tratado de la Carta de la Energía (ECT)[45] ha sido bastante compleja. Sobre todo, porque el entendimiento de los países ha sido que este Tratado ha limitado sus capacidades regulatorias (lo cual, en realidad, pasa en todos

---

Stability and Legitimate Expectations in International Energy Investments. Hart Publishing. London, 2021, así como también, CAMERON, Peter D.: International Energy Investment Law. The pursuit of stability. Second edition. Oxford University Press. NY, 2021.

44. Cfr. PALOMBINO, Fulvio María: Fair and Equitable Treatment and the fabric of General Principles. ASSER Press — Springer. The Hague, 2018.

45. Respecto de la ECT, véase, aparte del texto editado por WALDE, ya citado, HOBER, Kaj: Energy Charter Treaty. A comentary. Oxford University Press. Oxford, 2020; LEAL-ARCAS, Rafael (editor): Commentary on the Energy Charter Treaty. Edwar Elgar Publishing. Cheltenham — Northampton, 2018; y, ROE, Thomas, Matthew HAPPOLD y James DINGEMANS QC (editores): Settlement of Disputes under the Energy Charter Treaty. Cambridge University Press. Cambridge, 2011.

los tratados de inversión), y además les ha generado compromisos presupuestales (derivados de los laudos donde han perdido) que son contrarios al Derecho de la Unión Europea. Por ende, como ya hemos señalado, los países que fueron condenados a pagar indemnizaciones vía laudos ordenados por tribunales arbitrales constituidos en base al ECT, plantearon cuestión prejudicial al Tribunal de Justicia de la Unión Europea señalando que estos laudos violaban el Derecho de la Unión. Frente a ello, la Gran Sala del TJUE declaró en las sentencias "Achmea" del 06 de mayo de 2018 y "Komstroy" del 02 de setiembre de 2021, que los tribunales arbitrales constituidos en torno al ECT se oponen al derecho de la Unión Europea.

Por ende, el Tribunal de Justicia, sin decirlo expresamente, privó de validez a los laudos arbitrales emitidos en el marco del ECT. Esta circunstancia, aunada al hecho de que no se aprobó una modernización de dicho Tratado (la cual, luego de un largo proceso, no había sido aprobada en el marco del Tratado), llevó a la Unión Europea a retirarse del citado Tratado de la Carta Europea de la Energía, mediante decisión del Consejo de la Unión Europea de fecha 04 de marzo de 2024.

Al respecto, y como ya lo hemos venido señalando, este retiro constituye un acontecimiento significativo que influirá sobre el futuro del arbitraje de inversiones, y, particularmente, respecto de la necesidad de sus modificaciones. En estricto, es un aliciente para que las reformas anunciadas en varios foros se hagan realidad, y que se pueda garantizar la permanencia y vitalidad del sistema de protección de inversiones vía el arbitraje[46].

6. REFLEXIÓN CONCLUSIVA

Estos son los puntos principales que hemos podido identificar respecto de los arbitrajes internacionales de energía, mecanismo de solución de controversias que, pese a sus bemoles, consideramos mantiene una necesaria e indispensable utilidad para brindar solución a los conflictos derivados de las inversiones de largo plazo necesarias para asegurar un mercado energético seguro y confiable que permita consolidar la transición energética y proteger a nuestro entorno y a las generaciones futuras de los inminentes embates del cambio climático.

46. Véase al respecto lo señalado en la nota 28 ut supra. El tema dista de haber sido resuelto en definitiva, dado que varios Laudos del CIADI contra España han sido reconocidos (y por tanto, adquieren calidad de ejecutables) por cortes en países como Estados Unidos e Inglaterra.

Capítulo 5

El protagonismo del sector hidroeléctrico en la transición energética: la transición justa

Estanislao Arana García
Catedrático de Derecho administrativo
Universidad de Granada

1. DEL "DESARROLLO SOSTENIBLE" A LA "TRANSICIÓN ECOLÓGICA": EL NUEVO MARCO DE LAS RELACIONES ENTRE LA ECONOMÍA Y EL MEDIO AMBIENTE

El concepto de transición ecológica es uno de los más utilizados hoy día en muchos ámbitos y no sólo en el ambiental. Sin embargo, aunque es muy citado tanto política como normativamente, no es una institución consolidada técnicamente ni que se pueda definir jurídicamente con rigor, al menos por ahora. De hecho, uno de los primeros problemas que podríamos destacar de este concepto o expresión, es el de su uso excesivo y la ambigüedad que conlleva. La Unión Europea, con su Pacto Verde, contribuyó a este uso excesivo y ambigüedad ya que llegó a vincular la transición ecológica a la salida de la crisis económica y sanitaria provocada por el COVID-19. Cuando una pretendida institución se utiliza para casi cualquier cosa, se corre el riesgo de que caiga en el descrédito o en la inoperancia.

Transición es un concepto dinámico, implica proceso. Como punto de partida, de manera, quizás, excesivamente simplista, podríamos afirmar que la expresión "transición ecológica" evoca el paso de un modelo productivo contaminante a otro más respetuoso con el medio ambiente. Se trataría, por tanto, de un mega concepto de carácter transversal y que entronca con otro que sí ha marcado a toda una generación y que cuenta con un desarrollo técnico mucho más claro y delimitado. Me refiero al concepto de "desarrollo sostenible" al que la expresión de transición ecológica vendría, no lo tenemos claro, a superar o a matizar. Los dos tienen en común su finalidad,

convertirse en un paradigma o un principio rector de las entre el desarrollo económico y la protección ambiental.

Como es de sobra conocido, la expresión "desarrollo sostenible" tiene su origen en el informe Brundtland, publicado en 1987 por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo de las Naciones Unidas, presidida por Gro Harlem Brundtland, ex primera ministra de Noruega. Este informe, titulado "Nuestro futuro común", introdujo el concepto de desarrollo sostenible como una forma de abordar la necesidad de un crecimiento económico que no comprometa la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

El concepto de desarrollo sostenible incorporaba tres dimensiones: económica, social y medioambiental. Se trata, por tanto, de un concepto muy aquilatado y desarrollado, ¿qué aporta, por tanto, el nuevo paradigma de la "transición ecológica"? Se trata de un concepto que surge tras la incorporación de la variable climática a la sociedad de nuestro tiempo. El fenómeno del cambio climático y la llamada a la descarbonización como vector con el que se pretende, dudosamente, mitigar o corregir este fenómeno natural y periódico del cambio climático, ha irrumpido con tanta fuerza en nuestra sociedad que parece obligar a sustituir instituciones tan aquilatadas como la del desarrollo sostenible que pareciera quedar anticuada y ser necesaria su evolución, su mutación en otra institución transversal y omnicomprensiva como pudiera ser la de la transición ecológica.

Además de incorporar la variable climática como el elemento clave sobre el que gira gran parte de la protección ambiental de nuestro tiempo, el macro concepto de transición ecológica incorpora una dimensión más amplia y activa para toda la sociedad. Así, mientras que el desarrollo sostenible pareciera dirigirse principalmente a los actores que intervienen en el proceso de producción, el de transición pareciera llamar a un papel más activo y protagonista de toda la sociedad actuando de manera individualizada. Así, con el nuevo paradigma, resulta fundamental el papel del individuo, por ejemplo, como consumidor otorgándole un protagonismo que el "desarrollo sostenible" podría no tener en cuenta. El consumidor ahora es protagonista de la transición ecológica, por ejemplo, optando por un consumo de cercanía cumpliendo con el reto de la "granja a la mesa".

Podemos afirmar, por tanto, que la transición ecológica actúa prácticamente como un paradigma que orienta la acción política convirtiéndose en un modelo para la sociedad. En este término se suman distintas obligaciones relacionadas con un teórico e hipotético cambio de modelo

económico y de convivencia. Reorientación del modelo económico que permita modernizar los procesos de producción y mejorar la cohesión social y territorial[1].

Bajo el paraguas o con el paradigma anterior del desarrollo sostenible, también se propugnaba un cambio o una reconducción del modelo económico imperante que tuviera en cuenta la variable ambiental en la toma de decisiones. En este sentido, en el fondo, se parece al concepto de transición ecológica que, desde la UE, no se concibe como renuncia al actual modelo de desarrollo, pero sí a su transformación. Así el Pacto Verde (foco y piedra angular del proceso) habla de: nuevos recursos energéticos (energía limpia, asequible y segura), nuevas formas de movilidad (sostenible e inteligente) o nuevas formas de consumo en torno a un sistema alimentario justo y saludable (De la granja a la mesa)[2]. Energía, transporte y alimentación serían, en principio, los ejes de la transición ecológica. El desarrollo sostenible es (o era) mucho más transversal y afecta a cualquier actividad económica.

Desde el ámbito europeo se trata de caracterizar la idea de la transición ecológica con varias notas:

— Transversalidad: la transición ecológica debe sumar a todos los agentes y actores que participan en todas las fases del proceso de producción. Debería afectar no sólo al cambio climático sino a otros riesgos ambientales como la pérdida de biodiversidad o la perdida de recursos vinculada con la escasez de alimentos. La idea es la necesidad de aplicar este concepto a todas las políticas de la Unión Europea afectadas. Incluir la dimensión "ambiental" o de "transición ambiental" a todas las políticas.

— Justa: la transición ecológica debe ser justa al igual que se afirmaba con la dimensión social del concepto de desarrollo sostenible. A nivel europeo, por ejemplo, el Mecanismo para una Transición Justa, movilizará 100.000 millones de euros a través de herramientas como el Fondo de Transición Justa.

1. Recientemente, pueden verse reflexiones generales sobre esta cuestión en ROSA MORENO, J., *La doble transición ecológica y digital. El reto de la garantía de Derechos*, Edit. Aranzadi 2025.
2. La Comunicación de la Unión Europea relativa al Pacto Verde Europeo ("The European Green Deal"), de diciembre de 2019, establece una nueva estrategia de crecimiento que persigue transformar la Unión Europea en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de sus recursos y competitiva, y con la finalidad de hacer de la Unión Europea el primer continente neutro climáticamente en el año 2050.

— Participativa: esencial la participación de toda la sociedad civil y, fundamental, la educación.

Desde un punto de vista jurídico formal, salvo error u omisión, no hay norma de Derecho positivo en España que recoja este concepto de transición ecológica. Es un concepto jurídico aún en desarrollo y, creo, aún está por ver que este nuevo paradigma se consolide y sustituya al más aquilatado y desarrollado de desarrollo sostenible que sí está presente en todo el Derecho positivo ambiental de nuestro tiempo.

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética es la norma que, quizás, más veces utiliza este concepto. Concretamente, lo menciona en 39 ocasiones y, sin definirlo con carácter general, se utiliza para justificar medidas y obligaciones concretas, normalmente, de carácter limitador de determinados aspectos del desarrollo económico: no permitir nuevas autorizaciones de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos; establecimiento progresivo de recarga eléctrica en las gasolineras; obligación presupuestaria que tenga impacto positivo en la lucha contra el cambio climático.

En un contexto más amplio, igualmente, el concepto o paradigma de la transición ecológica se está utilizando o sirve como soporte o base legitimadora de otro de los fenómenos relacionados con el Derecho ambiental de nuestro tiempo. Me refiero a la polémica "subjetivización de la naturaleza". Reconocido inicialmente en el ámbito internacional pero con alguna manifestación concreta en el Derecho positivo español (Ley del Mar Menor), se trata de reconocer a la naturaleza como persona jurídica capaz, por tanto, de ser sujeto de derechos[3].

3. Véase la reciente obra de GARCÍA FIGUEROA, A., *Ecopopulismo. La desaforada retórica de Gaia, Pachamama y el Mar Menor.* Edit. Tirant Lo Blanch, Valencia 2025. Criticando esta tendencia de la subjetivización de la naturaleza (crítica que, paradójicamente lo que pretende es ayudar a la protección del medio ambiente), García Figueroa afirma en Pág. 252: "*Sin embargo, el reconocimiento de derechos a la naturaleza supone un insatisfactorio desarrollo de esta intuición. En el mejor de los casos, los defensores de los derechos de la naturaleza han caído irreflexivamente en la tentación de convertir un objeto de protección como la naturaleza en sujeto de derechos (y de personificarla bajo la forma de Pachamama), no sólo ignorando que ello se basa en presupuestos muy cuestionables sobre los efectos de atribuir personalidad jurídica (supra 3.7)….. En suma, nos encontramos ante una insatisfactoria articulación jurídico-política para canalizar una buena intuición (o intención), porque resulta claramente desproporcionada. A la hora de examinar la proporcionalidad de una medida, es ya habitual entre los juristas invocar tres subprincipios del principio de proporcionalidad, que aquí merece la pena reciclar para nuestros fines: el de idoneidad o adecuación, el de necesidad y el de proporcionalidad en sentido estricto*".

Aunque esta cuestión excede el objeto de este trabajo, no puedo dejar de considerarla equivocada y, lo que es peor, contraproducente. Forzar las instituciones pretendiendo crear nuevos paradigmas que condicionen todas las dinámicas sociales como puede estar sucediendo con el ecologismo (o antes sucedió con el feminismo), puede resultar contraproducente en la medida en que puede llegar a provocar rechazo en parte de la sociedad que, sin lugar a duda, tiene posiciones favorables a la defensa del medio ambiente pero que no comparte posiciones maximalistas. La mejora de las instituciones que desde una posición antropocéntrica se han articulado para la defensa (o el deber) de la protección ambiental es el camino por el que tenemos que transitar sin que resulte necesaria la invención o creación de criaturas jurídicas extravagantes.

Frente a esa perspectiva "biocéntrica" descrita anteriormente y, bajo mi punto de vista, equivocada, surgen voces que en esta labor "creativa de personalidades jurídicas" abogan por subjetivizar a las generaciones futuras. Desde Italia, el Profesor Fracchia aboga por el Derecho intergeneracional no sólo para vincular a la generación actual en la protección ambiental configurando nuestra relación hacia el medio ambiente hacia el lado de los deberes hacia ella más que por el camino del otorgamiento de Derechos. Este Derecho de las generaciones futuras tendría otra perspectiva más allá de la ambiental, la económica y financiera. Hasta qué punto tiene Derecho la generación actual a hipotecar a las generaciones futuras con la adquisición de deudas e hipotecas que mantengan el statu[4].

El de transición ecológica es, por tanto, un macro concepto ambiental poco definido técnicamente y que, pienso, pretende ocupar el espacio que ha ocupado durante los últimos años otro concepto "paraguas" como es el del desarrollo sostenible. La idea es la misma, quizás algo más incisiva, limitación del desarrollo y crecimiento económico en aras a una mayor protección ambiental, pero poniendo mucho el foco en la cuestión del cambio climático y en la supuesta capacidad del ser humano de revertir el indudable proceso natural de dicho cambio climático a través, principalmente, de la descarbonización de la actividad productiva.

4. Véase FRACCHIA, F., *Transizioni: il punto di vista del Diritto amministrativo*, Edit. Scientifica, 2024. Especialmente, por lo que respecta a este Derecho o responsabilidad intergeneracional, véanse las Págs. 35 y ss.

2. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO PILAR ESENCIAL DE LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA: ESPECIAL REFERENCIA A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA CON INSTALACIONES NO FLUYENTES O REVERSIBLES

El fenómeno del cambio climático está condicionando de manera casi absoluta las políticas ambientales de nuestro tiempo. Las medidas políticas y jurídicas más importantes que se están aprobando en esta generación tienen que ver con la supuesta capacidad del ser humano para mitigar o incluso revertir el indudable proceso de cambio climático en el que estamos inmersos. En este sentido, la lucha contra el "molino" del cambio climático tiene lugar, principalmente, a través de la descarbonización de la economía. Sin entrar en el debate científico sobre la eficacia de este tipo de medidas para mitigar los efectos del cambio climático, es una realidad que se están poniendo muchos medios para actuar en favor de medidas que permitan pasar de una economía con un peso muy importante de la "energía fósil".

Estamos inmersos en una nueva transición energética. En palabras del Profesor ARIÑO ORTIZ, "*una transición no es una simple reforma, sino una completa alteración que alcanza a las paredes maestras del sector de que se trate, sea este la energía, el transporte o las telecomunicaciones. Ya nada sigue siendo lo que era, la estructura empresarial, los procesos de generación, los compartimientos de los usuarios y el modelo mismo del sector serán distintos*". Estamos ante una tercera transición eléctrica (la primera supuso la estatalización del sector eléctrico por el Gobierno de Felipe González, la segunda, del primer gobierno de José María Aznar, supuso la liberalización), más profunda y radical que las anteriores pues supone la ruptura del modelo industrial vigente hasta el momento. En esta tercera transición, a diferencia de lo que sucedía en las anteriores, en que sabíamos adónde íbamos (estatalización o liberalización), ahora "*no sabemos muy bien adónde vamos, ni cómo se puede llegar ahí*"[5].

En el ámbito estrictamente nacional, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE, en adelante) es la norma

5. ARIÑO ORTIZ, G., Prólogo a la obra *Estudios sobre cambio climático y transición energética*, obra colectiva coordinada por ALENZA GARCÍA, J.F., y MELLADO RUIZ, L., Edit. Marcial Pons, 2022, Pág. 12. Continuando con las reflexiones de ARIÑO, "*Tenemos ya claras muestras de lo que viene, que en algunos casos es ya una realidad, como son las siguientes: la penetración masiva de energías renovables, muchas veces intermitentes, una generación distribuida, el autoconsumo posible, la digitalización del sector, la progresiva electrificación de sectores hasta ahora alimentados por gas o petróleo y sus derivados (transporte, vivienda, consumos domésticos) y una participación más activa de los consumidores organizados. Todo ello supone cambios drásticos en el sistema eléctrico*".

que representa con más claridad las políticas y las medidas a adoptar para la pretendida transición energética. Las medidas que se tienen que adoptar en aras a la mencionada transición energética tienen carácter general y no afectan a un único sector económico. Son objeto de regulación los denominados Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima que deben recoger los objetivos sectoriales y las políticas y medidas para alcanzarlos de los siguientes sectores: los sectores que participan en régimen de comercio de derechos de emisión, las grandes industrias y el sector eléctrico y los sectores difusos (agrario, forestal, transporte, residencial, institucional, comercial y de gases fluorados).

Aunque en la Ley sean objeto de regulación diferentes aspectos de la energía y de la producción eléctrica, en este trabajo nos vamos a centrar, exclusivamente, en un aspecto de la transición energética que tiene que ver con la generación eléctrica a través de una fuente renovable, el agua. El título II de la LCCTE recoge las disposiciones relativas a la generación de electricidad con energías procedentes de fuentes renovables y a la eficiencia energética. Dadas las dificultades que tienen algunas energías renovables, la Ley hace una apuesta decidida por una modalidad o variante de la energía hidroeléctrica, la generada a través de instalaciones no fluyentes o de carácter reversible. Como señala la propia Exposición de Motivos de la Ley: "*En primer lugar, los ambiciosos objetivos de integración de renovables deben necesariamente venir acompañados por medidas encaminadas a cubrir la intermitencia y no gestionabilidad intrínsecas a las fuentes de energía primaria no almacenable. En concreto, la tecnología hidráulica no fluyente está llamada a desempeñar un papel fundamental en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, debido a que su rápida respuesta y gestionabilidad permiten maximizar la penetración de las tecnologías, garantizando el suministro en todo momento. Además, en el caso de las centrales reversibles, el beneficio es doble, pues los excedentes que se pueden producir en la generación renovable no gestionable pueden ser absorbidos por estas centrales, minimizando el riesgo de vertido y optimizando el uso de la capacidad de generación disponible. Es por ello por lo que la ley establece que el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables no gestionables en el sistema eléctrico, promoviendo, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles. Por otro lado, para que dicha integración sea compatible con una operación segura del sistema y el cumplimiento de los objetivos ambientales, se establecerán los mecanismos que permitan aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Estos mecanismos serán en todo caso compatibles con una gestión eficiente del*

recurso hidráulico en el mercado de electricidad y su protección ambiental. El aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos para usos propios del ciclo urbano del agua también se recoge en la ley".

La ley, en definitiva y por lo que a este trabajo interesa, establece una serie de medidas que tratan de favorecer o potenciar la generación eléctrica a través de fuentes hidroeléctricas de carácter reversible. Pero, como para cualquier medida en favor de las energías renovables que se establezcan en la Ley, la transición energética no puede ser "injusta" socialmente, la transición que va a provocar el fomento de determinadas energías renovables en detrimento de otras fuentes de energía de carácter fósil se tiene que producir de una manera justa, esto es, sin perjudicar a nadie. Veamos, a continuación, qué se entiende por transición justa en el ámbito de la transición energética y sus posibles consecuencias para la energía hidroeléctrica.

3. LA "TRANSICIÓN JUSTA" O LA DIMENSIÓN SOCIAL DE LA "TRANSICIÓN ECOLÓGICA"

El concepto de desarrollo sostenible tiene una triple perspectiva o dimensión. En primer lugar, la *dimensión económica* que se refiere a la necesidad de promover un crecimiento económico que sea inclusivo y que genere oportunidades para todos, sin comprometer los recursos para las futuras generaciones. En segundo lugar, la *dimensión social* que se centra en la equidad y la justicia social. Busca mejorar la calidad de vida de las personas, garantizando acceso a educación, salud y bienestar, y promoviendo la participación de todos en la toma de decisiones. Por último, la más importante o característica *dimensión ambiental* que es la trata directamente de proteger y conservar el medio ambiente. Esto implica el uso responsable de los recursos naturales, la reducción de la contaminación y la preservación de la biodiversidad para asegurar un planeta saludable para las generaciones futuras.

Este mismo esquema se quiere trasladar a la más novedosa o reciente noción de transición ecológica. La llamada "transición justa" busca asegurar que los beneficios y costos de la transición ecológica se distribuyan de manera justa, minimizando el impacto negativo en las comunidades y trabajadores que dependen de industrias que pueden verse afectadas por estos cambios, como las energías fósiles. Tiene que ver, por tanto, con un enfoque equitativo y sostenible para abordar los cambios necesarios en la economía y la sociedad, especialmente en el contexto de la transición hacia

una economía baja en carbono y más sostenible. Hablamos, en definitiva, de la necesidad de equilibrar y armonizar los intereses ambientales con los sociales y económicos.

Como señala VALENCIA MARTÍN, no sería inteligente, y podría comprometer su éxito, una transición energética que fuese percibida como una política draconiana, unilateralmente vencida de uno de los lados de la balanza o, peor aún, productora de desigualdades, con claros triunfadores y perdedores[6]. La naturaleza jurídica de la "transición justa", en palabras de este autor, podría calificarse como un "principio rector" de las políticas orientadas a llevar a buen fin esa transición energética.

Inicialmente, la "transición energética justa" apunta a una cuestión de naturaleza intensamente política. Inicialmente, la idea de "transición justa" fue una estrategia derivada del movimiento sindical de los años ochenta con el propósito inicial de defender los intereses de los trabajadores en los procesos de transición energética. A nivel de la Unión Europea, el Pacto Verde Europeo [COM (2019) 640] —el plan de acción para aumentar la ambición climática y ambiental, mediante un modelo económico sostenible y circular, hasta alcanzar la neutralidad climática en 2020— atribuye gran importancia la transición justa, afirmando que "*el pilar europeo de derechos sociales guiará la acción velando porque nadie se quede atrás*". Por ello se anunció un Mecanismo para una Transición Justa (MTJ) a fin de proporcionar recursos para hacer frente al desafío del proceso de transición hacia los objetivos climáticos de la Unión. El MTJ se articula en tres pilares: un Fondo de Transición Justa específico en el marco del Programa InvestiEU y un instrumento de préstamo al sector público para movilizar inversiones adicionales en favor de las regiones afectadas.

El Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neu-

6. VALENCIA MARTÍN, G., "Transición justa", en la obra colectiva dirigida por ROSA MORENO, J., y VALENCIA MARTÍN, G., *Derecho y energías renovables*, Edit. Aranzadi 2021, pág. 133. Del mismo autor, en una versión más reducida, puede verse el trabajo "Medidas de transición justa" en la obra colectiva dirigida por PALOMAR OLMEDA, A., y TEROL GÓMEZ, R., *Comentarios a la Ley de cambio climático y transición energética*, Edit. Thomson Reuters Aranzadi, 2021. En estos dos trabajos, el autor realiza un magnífico recorrido por el origen internacional de esta institución de la transición justa. Muy interesante, igualmente, el trabajo de FERNÁNDEZ-ESPINAR LÓPEZ, L.C., "El régimen jurídico de la transición justa energética y los derechos sociales derivados de sus objetivos económicos y ambientales en el marco de un nuevo modelo de Estado", en ROSA MORENO, J., y VALENCIA MARTÍN, G., *Derecho y energías renovables*, Edit. Aranzadi 2021, Págs. 543-632.

tralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 ("Legislación europea sobre el clima"), transformó definitivamente los compromisos políticos del Pacto Verde en normas vinculantes para su implementación. El Art. 4.5 c) de esta norma señala que: "*A la hora de proponer el objetivo climático de la Unión para 2040 conforme al apartado 3, la Comisión considerará lo siguiente: c) la necesidad de garantizar una transición justa y socialmente equitativa para todos*".

La Estrategia de Transición Justa (ETJ) fue aprobada en noviembre de 2020 y se define como "*estrategia de acompañamiento solidario para asegurar que las personas y los territorios aprovechen al máximo las oportunidades de la transición ecológica sin que nadie se quede atrás*", con el fin de "*maximizar las ganancias sociales de la transformación ecológica y mitigar los impactos negativos de esta transición ecológica*". La Estrategia se sitúa en la senda de los instrumentos internacionales en la materia, así, por ejemplo, se hace referencia al Acuerdo de París y al acuerdo estratégico de colaboración firmado en 2018 por el Gobierno de España y la OIT para implementar las Directrices de política para una transición justa de 2015.

En su definición teórica general, según COCCIOLO, la noción de "transición justa" puede englobar un conjunto de principios legales y, además, proporcionar un marco para la toma de decisiones, con el fin de integrar en el razonamiento jurídico consideraciones inherentes a la justicia social, ambiental, energética, climática e incluso ecológica: se trata de una noción más amplia que aquella *mainstream* derivada de los instrumentos internacionales y del marco europeo, asumida en el Ordenamiento española a través de la Ley del Cambio Climático[7].

Con carácter general se afirma que los principios de la transición justa incluyen: a) la protección de los derechos laborales asegurando que los trabajadores tengan acceso a empleos dignos y que se respeten sus derechos durante el proceso de cambio; b) formación y reentrenamiento proporcionando a los trabajadores las habilidades necesarias para adaptarse a nuevas oportunidades laborales en sectores sostenibles; c) inversión en comunidades apoyando a las comunidades afectadas mediante inversiones en infraestructura, educación y servicios sociales para fomentar un desarrollo económico sostenible; d) participación y diálogo, involucrando a todas las partes interesadas, incluidos trabajadores, comunidades y gobiernos, en la planificación y ejecución de la transición.

7. COCCIOLO, E., "Medidas…", Cit. Anteriormente, pág. 601.

En definitiva, con carácter general, la transición justa pretende que los hipotéticos sacrificios que se tengan que producir en el tránsito de un modelo productivo a otro, principalmente, más descarbonizado, no tengan lugar con un sacrificio directo de trabajadores ni de comunidades que se vean directamente afectadas por determinados cambios en el modelo de producción de un concreto lugar.

Se trata de una manera de amortiguar los sacrificios que tanto trabajadores como determinadas comunidades, locales, por ejemplo, tengan que sufrir como consecuencia de la adopción de medidas limitadoras de una actividad económica que se considere dañina para el medio ambiente o el clima facilitando esa transición hacia un modelo ambientalmente más sostenible.

Si la transición ecológica, como tal, está en muchas ocasiones carente de una articulación jurídica concreta permitiendo desplegar efectos directos al invocarse, la aplicación de la transición justa sí implicará medidas o técnicas jurídicas concretas que aplicar. Veamos cómo se contemplan estas medidas en el ámbito de la energía hidroeléctrica que es la que nos llama en estos momentos.

4. LA TRANSICIÓN JUSTA EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO: LA ESTRATEGIA DE TRANSICIÓN JUSTA, LAS ZONAS DE TRANSICIÓN JUSTA Y LOS CONVENIOS DE TRANSICIÓN JUSTA

El Marco Estratégico de Energía y Clima se ha estructurado en tres pilares: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el PNIEC y, además, la Estrategia de Transición Justa. Es la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE, en adelante) la norma que de forma más clara dibuja teóricamente qué cabe entender por transición justa y que, además, contempla medidas específicas para tratar de que este principio se traduzca en concretas medidas y tenga consecuencias jurídicas inmediatas. El Título VI de la Ley establece una regulación específica de la transición justa y los artículos 27 y 28 recogen medidas concretas y necesarias para trasladar los "compromisos políticos" en concretas obligaciones jurídicas y en herramientas precisas para conseguir el objetivo previsto[8].

El paso hacia una economía descarbonizada no es fácil, como bien aprecia la referida Ley, ni está exento de problemática, en cuanto supone la transfor-

8. A este paso de la política al Derecho se refiere el trabajo de COCCIOLO, E., "Medidas de transición justa", en la obra colectiva coordinada por ALENZA GARCÍA, J.F., Y MELLADO RUÍZ, L., *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (pp. 597-614), Edit. Marcial Pons 2022.

mación de un modelo social y económico construido, hasta ahora, sobre unas fuentes de energía no renovables basadas en el carbón y los hidrocarburos, por lo que la propia Ley considera imprescindible que dicha descarbonización vaya acompañada de las medidas necesarias para lograr una transición justa.

El Preámbulo de la LCCTE expresa muy claramente lo que se persigue con la "transición justa": "*La transición a una economía descarbonizada requiere también de medidas que faciliten una transición justa para los colectivos y áreas geográficas más vulnerables. La transición hacia un modelo productivo más ecológico que sea socialmente beneficioso, en un país con altas tasas de desempleo como España, se logrará promoviendo la transición ecológica de las empresas, las metodologías de trabajo y del mercado laboral en general. Estos esfuerzos crearán oportunidades de empleo decente, incrementando la eficiencia de los recursos y construyendo sociedades sostenibles con bajas emisiones de carbono*".

Es el Título VI de la Ley el que recoge concretas medidas de transición justa en el ámbito de la transición energética. Los artículos 27 y 28 recogen medidas precisas de transición justa. El artículo 27 se refiere y regula la "Estrategia de Transición Justa" que el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero y a la identificación y adopción de medidas que garanticen un tratamiento equitativo y solidario a las personas trabajadoras y territorios en dicha transición.

Sobre esta base conceptual, el Gobierno se obliga a aprobar, cada cinco años, mediante Acuerdo de Consejo de Ministros, **Estrategias de Transición Justa**, a propuesta conjunta de varios Ministerios y de los agentes sociales. La Estrategia de Transición Justa incluirá los siguientes contenidos: a) Identificación de colectivos, sectores, empresas y territorios potencialmente vulnerables al proceso de transición a una economía baja en emisiones de carbono; b) Análisis de las oportunidades de creación de actividad económica y empleo vinculadas a la transición energética; c) Políticas industriales, agrarias y forestales, de investigación y desarrollo, de innovación, de promoción de actividad económica y de empleo y formación ocupacional para la transición justa; d) Instrumentos para el seguimiento del mercado de trabajo en el marco de la transición energética mediante la participación de los agentes sociales, así como en las mesas de diálogo social; e) El marco de elaboración de los convenios de Transición Justa.

La Administración General del Estado, a través de la principal herramienta organizativa que ha creado para la gestión de la transición justa, esto

es, el Instituto para la Transición Justa, ha definido las denominadas zonas de transición justa (ZTJs) que son el principal instrumento del Instituto para implementar la Estrategia de Transición Justa en los territorios afectados por el cierre de minas de carbón y centrales térmicas y nucleares. Como señala el mencionado Instituto en su información "institucional": "*En concreto, las Zonas de Transición Justa son una herramienta para la cogobernanza destinada a garantizar el compromiso y coordinación de las administraciones públicas y proponer instrumentos de apoyo en el proceso de transición justa. Mientras los acuerdos sectoriales son a nivel estatal y se centran en empresas y trabajadores, las zonas de transición justa se focalizan en el territorio. El objetivo prioritario de las Zonas es mantener y crear actividad y empleo en los territorios afectados por la transición energética a través del acompañamiento a sectores productivos y colectivos en riesgo, fijar población en zonas rurales o con instalaciones en cierre y promover nueva y diversa actividad económica coherente con el contexto socio-económico y la fijación de población en zonas rurales o con instalaciones en cierre*".

La concreción de estas medidas en la realidad se lleva a cabo a través de otro instrumento que recoge la Ley de Cambio Climático en su artículo 28, los de nominados "**Convenios de transición justa**" cuyo objeto será "*fomentar la actividad económica y su modernización, así como la empleabilidad de trabajadores vulnerables y colectivos en riesgo de exclusión en la transición hacia una economía baja en emisiones de carbono, en particular, en casos de cierre o reconversión de instalaciones*". Los convenios de transición justa se convierten en el instrumento "clave" para el desarrollo de esta clase de estrategias[9] y cuentan, como convenios administrativos que son, además de con la regulación de esta ley, con un régimen jurídico básico contenido en los Arts. 47 a 53 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público[10].

En los convenios de transición justa participarán las Comunidades Autónomas y las entidades locales afectadas además de los Ministerios de la Administración General del Estado directamente afectados por la materia. Asimismo, en estos convenios podrán participar empresas, organizaciones de los sectores empresariales, organizaciones sindicales, universidades, centros educativos, asociaciones y organizaciones ambientales no gubernamentales y demás entidades interesadas o afectadas[11].

9. Apartado IV del Preámbulo de la Ley.
10. Un análisis muy detallado y preciso de estos convenios puede verse en VALENCIA MARTÍN, G., "Transición justa", cit. Anteriormente, págs. 180 a 211.
11. A los efectos de lo previsto en el artículo 49.h) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, la vigencia de los convenios de transición justa vendrá determinada en las cláusulas del propio convenio, no pudiendo superar en ningún caso los siete años de duración inicial. Los firmantes podrán acordar su pró-

El contenido de estos convenios de transición justa incluirá, con carácter general: a) Una evaluación del estado de vulnerabilidad del área geográfica o colectivo afectado; b) Compromisos de las partes participantes en el convenio, incluidas las empresas beneficiarias de medidas de apoyo para la transición; c) Medidas fiscales, de financiación, de apoyo a la I+D+i, de digitalización, de emprendimiento, de empleo, de protección social y actividades formativas para incentivar la adaptación de los trabajadores, supeditadas al cumplimiento de los objetivos establecidos en el convenio; d) Un calendario para la adopción de las medidas, con objetivos medibles y mecanismos de seguimiento; e) **Cuando se considere procedente, el acceso prioritario a una parte o a la totalidad de la capacidad de evacuación eléctrica, así como el derecho prioritario al uso y volumen de agua de aquellas concesiones que queden extinguidas tras el cierre de instalaciones de generación de energía eléctrica con arreglo a lo previsto en el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación**.

Este último apartado e) será objeto de atención preferente en este trabajo, no obstante, mencionar en este momento que, a fecha de marzo de 2025 y de conformidad con los datos suministrados por el MITECO, actualmente hay 15 Convenios de Transición Justa (CTJ) en 197 municipios de 8 Comunidades Autónomas[12].

Además de los Convenios, la transición justa se ha incorporado como un componente transversal en el paquete de Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento. De esta manera se han

---

rroga, antes de la finalización del plazo de vigencia previsto, por un período de hasta 7 años adicionales.

12. Estos convenios son los siguientes:
    - Andalucía: CTJ de Puente Nuevo-Valle del Guadiato (Córdoba); CTJ de Carboneras (Almería); CTJ de Los Barrios (Cádiz).
    - Aragón: CTJ de Aragón (Teruel y Zaragoza).
    - Principado de Asturias: CTJ de Suroccidente, CTJ de Valle del Nalón y CTJ de Valle del Caudal-Aboño (Asturias).
    - Castilla-La Mancha: CTJ de Zorita (Guadalajara y Cuenca).
    - Castilla y León: CTJ de Bierzo-Laciana (León), CTJ de Montaña Central Leonesa-La Robla (León) y CTJ de Guardo-Velilla (Palencia).
    - Castilla y León y País Vasco: CTJ de Garoña (Burgos, Álava).
    - Galicia: CTJ de Meirama (A Coruña) y CTJ de As Pontes (A Coruña, Lugo).
    - Illes Balears: CTJ de Alcudia (Mallorca)

establecido criterios de priorización proyectos en zonas de transición justa en las convocatorias del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía para proyectos de hidrógeno verde, almacenamiento energético, comunidades energéticas, biogás, redes de calor y frío, repotenciación y reciclaje de parques y otras renovables innovadoras, entre otros, por un valor total de 2.700 millones de euros.

5. ACCESO PRIORITARIO A LA CAPACIDAD DE EVACUACIÓN ELÉCTRICA Y DERECHO PRIORITARIO AL USO Y VOLUMEN DE AGUA DE CONCESIONES EXTINTAS CON MOTIVO DE LA DESCARBONIZACIÓN COMO CRITERIOS ESPECÍFICOS DE TRANSICIÓN JUSTA EN EL ÁMBITO ENERGÉTICO

Como acabamos de ver, cuando el Artículo 28 describe el contenido de los convenios de transición justa incorpora una letra e) que puede dar y está dando mucho juego en el ámbito de la energía hidroeléctrica, especialmente la procedente de centrarles reversibles. Esta Disposición hay que completarla con lo dispuesto en otras dos normas esenciales, la Ley de Aguas y la Ley del Sector Eléctrico y tiene mucho que ver con cierta problemática existente desde el punto de vista social, donde las localidades afectadas por procesos de descarbonización o donde se ubican instalaciones para la generación eléctrica, reclaman una mayor participación en la gestión y beneficios del sector. En consonancia con ello, la Disposición adicional decimosexta del TRLA se refiere a las "*concesiones de agua para transición justa*", disponiendo la posibilidad de otorgar nuevas concesiones demaniales, que permitirían el aprovechamiento privativo del agua para su aprovechamiento energético renovable, en los casos de extinción de concesiones por cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear[13].

13. La Disposición final primera del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, modificó el Texto Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, añadiendo una nueva Disposición Adicional Decimosexta con el siguiente tenor literal:
"*Disposición adicional decimosexta. Concesiones de agua para transición justa.*
Cuando quede extinguida una concesión al amparo de lo previsto en el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, debido al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, se podrá decidir el otorgamiento de una nueva concesión para el uso privativo de las aguas a nuevas iniciativas y proyectos en el área geográfica donde se encontraba la instalación. Para el otorgamiento se ponderarán criterios económicos, sociales y medioambientales. A estos efectos, los usos del agua que se

La Disposición adicional vigésima segunda de la LSE se dedica también a regular el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa en los casos en que se proceda al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, previendo la posibilidad, con objeto de promover un proceso de transición justa, de regular procedimientos y establecer requisitos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso de evacuación de los nudos de la red afectados por dichos cierres a las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables que, además de los requisitos técnicos y económicos, ponderen los beneficios medioambientales y sociales[14].

Estamos, por tanto, ante reformas legales que en este complejo proceso de descarbonización en lo que a la generación de energía eléctrica se refiere, fomenta las energías renovables en la medida en que facilita el acceso a la red eléctrica a fuentes renovables con la capacidad que liberan las centrales de producción eléctrica con combustibles fósiles que se cierran. Son los llamados "nudos de transición justa". Por otra parte, desde la legislación de aguas, se facilita el acceso a concesiones para el uso privativo del dominio público hidráulico que, igualmente, liberen centrales de generación eléctrica procedente de combustibles fósiles.

La capacidad de evacuación de energía es un bien muy escaso en nuestro país por lo que establecer criterios de preferencia en el acceso a dicho bien supone, desde luego, una enorme ventaja competitiva para las fuentes de energía renovable que puedan beneficiarse de este privilegio[15].

---

prevean en tales iniciativas y proyectos prevalecerán sobre el orden de preferencia establecido en los planes hidrológicos de cuenca o, en su defecto, en el artículo 60 del texto refundido de la Ley de Aguas, con la excepción del uso para abastecimiento de población, que será siempre prioritario".

14. La Disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, añadida por la disposición final 2.1 del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, literalmente, señala lo siguiente: "*Otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa.*
No obstante lo dispuesto en el artículo 33 de esta Ley, cuando se proceda al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, y para promover un proceso de transición justa, la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá regular procedimientos y establecer requisitos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso de evacuación de los nudos de la red afectados por dichos cierres a las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables que, además de los requisitos técnicos y económicos, ponderen los beneficios medioambientales y sociales".

15. Según la patronal del sector eléctrico, en el año 2024, en España se registraron solicitudes de acceso y conexión de demanda energética por valor de 67.154 Megavatios (MW).

5.1. NUDOS DE TRANSICIÓN JUSTA

Los llamados nudos de transición justa son aquellos donde la capacidad de acceso a la red eléctrica —liberada tras el cierre de las centrales térmicas o nucleares cerradas— se adjudica mediante concurso para que sea empleada por nuevas centrales de energías renovables que se conectan a dicho nudo. La capacidad de acceso se otorga teniendo en cuenta, también, criterios de beneficio socioeconómico y medioambiental para las zonas afectadas por los cierres. De alguna forma, esta capacidad de evacuación de energía "liberada" quedaría afectada a energías renovables que acrediten aportar beneficios socioeconómicos y ambientales que beneficien al área de transición justa afectada por el cierre de una central térmica o nuclear.

Se trata de una medida original y que trata de alterar las reglas tradicionales de adjudicación de derechos de evacuación a la red eléctrica. El sistema consiste en que, en lugar de adjudicar permisos de acceso a red eléctrica únicamente en base a consideraciones técnicas, como es usual, se valorará también la contribución de los proyectos a la Estrategia de Transición Justa, en términos de empleo (con especial atención a mujeres y trabajadores excedentes del carbón), actividades de formación, fomento del autoconsumo, y con particular atención a proyectos empresariales o industriales asociados e inversiones locales, entre otros aspectos. Como consecuencia, se pretende crear un círculo virtuoso donde las empresas que quieren implementar proyectos de energías renovables deben competir entre sí para mejorar los beneficios socioeconómicos para las poblaciones locales. Así, se utiliza la expansión renovable como herramienta para dar respuesta a las necesidades de los territorios afectados por los cierres.

De toda esta magnitud, se concedió únicamente una décima parte de la demandada (6.182 MW), mientras que otros 27.813 MW se encuentran actualmente en proceso de tramitación, pudiéndose o rechazar. En contraparte, 33.159 MW, prácticamente la mitad (el 49%) de toda esta demanda fue denegada. Por contextualizar estas cifras, la potencia actualmente contratada en España asciende a los 178.000 MW, por lo que en 2024 se registraron solicitudes equivalentes a casi un 40% (37%) del total del que se dispone actualmente. Información extraída de una noticia de prensa que incluye referencias a un estudio de la patronal del sector: https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13227302/02/25/la-falta-de-capacidad-en-la-red-electrica-impide-la-inversion-de-60000-millones-procedentes-del-sector-industrial.html. Reflejando la problemática que hay en torno al acceso a la red y los llamados puntos fantasma, puede verse también otra noticia de prensa: https://www.20minutos.es/lainformacion/economia-y-finanzas/negocio-especulacion-enganches-red-electrica-lucran-puntos-fantasma-5660459/. Sobre este tema, igualmente: https://atenergetica.es/actividades/redes-de-distribucion/el-negocio-y-la-especulacion-con-los-enganches-a-la-red-electrica-asi-se-lucran-con-los-puntos-fantasma.

Esta es, desde luego, la intención de la nueva herramienta, pero, lógicamente, en un mundo como el energético y, especialmente, ante la distribución de un recurso tan escaso como los derechos de evacuación a la red eléctrica, la puesta en práctica del instrumento no está exenta de dificultades y conflictividad. En primer lugar, se trata de introducir unos criterios (socioambientales) que amplían la discrecionalidad de la Administración a la hora de fijar los parámetros de los nuevos concursos de adjudicación de dichos nudos de transición energética[16].

El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, es la norma que, con carácter general, regula el acceso a la red de cualquier fuente de energía[17]. Este Real Decreto tiene como objetivo principal regular un procedimiento único para la obtención conjunta de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución a través de la tramitación de un gestor de la red. En este sentido, puede decirse que el Real Decreto 1183/2020 constituye un claro avance hacia la consecución de los objetivos de eficiencia jurídica, a efectos de favorecer y aportar certidumbre a la instalación de nuevas centrales de producción. Proporcionar un marco jurídico estable y, sobre todo, certidumbre a la hora de gestionar la gran cantidad de permisos regulatorios que se solicitan, es uno de los objetivos que debe cumplir el Estado para poder cumplir sus objetivos de desarrollo de la capacidad de generación de energía renovable en España[18].

Uno de los mayores retos a los que se enfrenta nuestro sistema jurídico para seguir impulsando el desarrollo de las energías renovables es la ampliación de la capacidad física de acceso y conexión dado el importante desequilibrio existente entre los MW de generación ofertados y la capacidad

16. A título de ejemplo, en uno de los últimos concursos que ha sacado el Ministerio, el del nudo de transición justa de Meirama (Coruña), la promoción del concurso se hace en los siguientes términos: "*La zona de transición justa de Meirama incluye los municipios de Carral, Cerceda, A Laracha, Ordes y Tordoia. Uno de los aspectos más destacados del concurso es su enfoque en los beneficios para las comunidades locales. Se priorizarán proyectos que, además de minimizar el impacto ambiental, inviertan en economía circular y en la mejora de la biodiversidad. También se valorarán los beneficios socioeconómicos, como el impulso al empleo, especialmente para los trabajadores excedentes de la central y mujeres, y el apoyo a proyectos industriales, agrarios o sociales locales. Además, se fomentará la formación para residentes en la zona, el desarrollo de autoconsumo, y las inversiones en la cadena de valor provincial*". Expresiones y criterios de valoración realmente ambiguos y difíciles de precisar.
17. Esta norma sustituye al Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
18. MORALES PLAZA, A., "La seguridad energética y los concursos de capacidad de acceso a la red de transporte. ¿La solución a la saturación del sistema?", en *Journal of Human Security and Global Law* 2022, Pág. 96.

de los nudos de transporte y distribución ofertados por Red Eléctrica de España y las compañías distribuidoras.

Para tratar de solventar este problema, el sistema español ha elegido el sistema de los concursos de capacidad de acceso para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte como una forma de agilizar la adjudicación de capacidad a instalaciones de generación renovable. El sistema anterior se regía por la regla de la simple prelación temporal que, desafortunadamente, daba lugar a juegos de especulación por parte de los promotores y a asegurar puntos de acceso a la red de programas que aún no estaban firmemente proyectados. La convocatoria de concursos se articula como un criterio excepcional para la adjudicación de capacidad de acceso en determinados nudos de red de transporte, pero se trata de un criterio que pretende aportar más seguridad al sector permitiendo atraer nuevas inversiones y proyectos. Se pretende articular unos concursos reglados, transparentes y objetivos.

Esta es la finalidad de los concursos, sin embargo, nunca llueve a gusto de todos y parte del sector empresarial se queja del modelo en la medida en que algunas podrían ser, con el modelo anterior, receptoras de permisos de acceso y conexión y ahora se pueden ver excluidas debido a la mayor competencia por los nudos ofertados[19].

Este Real Decreto de 2020, respecto a los nudos de transición justa, establece una excepción sobre el resto de los nudos energéticos incluyendo la intervención del Ministerio de Transición Ecológica y Reto demográfico con carácter preferente a la propia Administración energética y reservando los nudos de transición justa a la dinámica habitual de adjudicaciones del resto de nudos energéticos. El propio preámbulo de la norma señala: "*Puesto que la concesión de nueva capacidad de acceso en estos nudos puede comprometer la capacidad que finalmente esté disponible para ser otorgada, en virtud de la citada disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, comprometiendo con ello los objetivos de transición justa, este real decreto esta-*

19. El Consejo de Estado ha puesto de manifiesto también la debilidad de este sistema. En su Dictamen 715/2020 señala que: *"[…] cuando se produzca una multitud de solicitudes de acceso en un punto de la red en un corto período de tiempo, la prelación vendrá determinada, en la práctica, por el momento en que la Administración competente se pronuncie sobre la suficiencia de la garantía y la notificación correspondiente llegue al interesado. Ello puede distorsionar la funcionalidad del criterio de prelación temporal, puesto que, al final, el tiempo que tarde la Administración en pronunciarse sobre la suficiencia de garantía y en notificarlo al interesado determinará que una solicitud de permiso de acceso se pueda presentar antes o después ante el gestor de red, y, por tanto, que el interesado pueda tener o no el permiso de acceso"*.

blece que, de manera transitoria, el gestor de la red de transporte no podrá admitir solicitudes para el otorgamiento de capacidad de acceso en los nudos a los que se refiere el anexo del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, hasta que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regule y se resuelvan los procedimientos a los que se refiere la citada disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre"[20]. Se trata de una medida que pretende reservar los nudos de transición justa a la dinámica normal de acceso a la red eléctrica gestionada por el gestor de la red de transporte para ser "readjudicados" conforme a criterios "de transición justa".

Por lo que se refiere a los concursos, es el Artículo 18 de este Real Decreto el que se encarga de regularlos respecto a la capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para integración de renovables. El apartado segundo de este precepto establece, sin embargo, un régimen singular para el caso de los nudos de transición justa limitando las posibilidades en que se pueden sacar a concurso estos nudos ya que exige un requisito adicional no exigible al resto de supuestos: se deberá cumplir que la disponibilidad, liberación o afloramiento de capacidad en los nudos, según proceda en cada caso, será igual o superior a 100 MW, en el caso de nudos ubicados en el sistema eléctrico peninsular, o igual y superior a 50 MW, en nudos ubicados en los territorios no peninsulares[21].

---

20. Así se recoge en la Disposición transitoria tercera de esta norma reglamentaria: "*Inadmisión de solicitudes de permisos de acceso y de conexión en nudos de transición justa.*
Desde la entrada en vigor de este real decreto y hasta que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regule y se resuelvan, conforme a lo previsto en la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los procedimientos para la concesión de capacidad de acceso en cada uno de los nudos de transición justa a los que se refiere el anexo del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, no se admitirán por el gestor de la red de transporte solicitudes para el otorgamiento de capacidad de acceso en dichos nudos.
Asimismo, no se admitirán por la administración competente para la autorización de las instalaciones, solicitudes para pronunciarse sobre si la garantía está adecuadamente constituida conforme a lo establecido en al artículo 23 de este real decreto, relativas a instalaciones que tengan previsto evacuar en dichos nudos". Véase, además, la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

21. Artículo 18. "*Celebración de concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para integración de renovables.*
    1. *De conformidad con lo previsto en el apartado 10 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrán convocar concursos de capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de ener-*

En cuanto a los criterios para tener en cuenta para los concursos, debemos atender al Artículo 19.1 d) que es el precepto que, expresamente, los establece y al que, por tanto, tendremos que atender para conocer los límites de la discrecionalidad administrativa en este ámbito. Literalmente, el precepto en cuestión señala que: "*Los criterios que apliquen al concurso serán los siguientes:*

1.º) Criterios temporales, que sirvan para priorizar aquellos proyectos que comiencen antes la inyección de energía a la red y que puedan contribuir

---

gía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento.

2. *Los concursos a los que se refiere este artículo podrán realizarse para nudos concretos de la red de transporte, excepto aquellos que sean considerados de transición justa, que puedan incluirse en alguno de los siguientes grupos:*
   - i. *Grupo 1. Nuevos nudos que se introduzcan mediante un nuevo proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica o mediante modificación de aspectos puntuales del plan vigente.*
   - ii. *Grupo 2. Nudos en los que se libere capacidad de acceso, como consecuencia de lo previsto en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, o por otras causas.*
   - iii. *Grupo 3. Nudos en los que aflore una nueva capacidad por cambios normativos en los criterios de cálculo de la capacidad de acceso o por actuaciones de mejora en las redes de transporte y distribución.*

     Asimismo, deberá cumplirse alguna de las siguientes condiciones:
     - a) *En el caso de nudos del grupo 1, no será necesario el cumplimiento de ninguna condición adicional.*
     - b) *En el caso de nudos de los grupos 2 y 3, que concurra alguna de las siguientes circunstancias:*
       - 1.º) *El número de solicitudes de acceso durante los cuatro años anteriores a la liberación o afloramiento de capacidad haya sido superior a tres veces el umbral de capacidad de acceso liberada al que se refiere el apartado tercero de este artículo;*
       - 2.º) *El número de solicitudes de acceso durante los cuatro años anteriores a la liberación o afloramiento de capacidad en nudos de la red de transporte eléctricamente conectados al nudo en que se libera la capacidad haya sido superior a cinco veces el umbral de capacidad de acceso liberada al que se refiere el apartado tercero de este artículo;*
       - 3.º) *Se hayan celebrado otros concursos en ese nudo en el que la capacidad de las solicitudes presentadas hubiese sido superior al triple de la capacidad de acceso convocada en concurso para ese nudo;*
       - 4.º) *El número de solicitudes de acceso presentadas en concursos de capacidad en nudos de la red de transporte eléctricamente conectados, al nudo en que se libera la capacidad, haya sido superior triple de la capacidad de acceso convocada en los concursos de esos nudos.*

3. *En todo caso, para acodar la convocatoria de concurso en los nudos a los que se refiere el apartado anterior se deberá cumplir que la disponibilidad, liberación o afloramiento de capacidad en los nudos, según proceda en cada caso, será igual o superior a 100 MW, en el caso de nudos ubicados en el sistema eléctrico peninsular, o igual y superior a 50 MW, en nudos ubicados en los territorios no peninsulares".*

a la regularidad, o a la calidad del suministro, o a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico.

2.º) Criterios asociados a la tecnología de generación, que sirvan para priorizar proyectos que puedan maximizar el volumen de energía de origen renovable que puede ser integrado a la red en condiciones de seguridad para el sistema y que puedan contribuir a la regularidad, o a la calidad del suministro, o a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico.

3.º) Los concursos también podrán incorporar criterios técnicos que sirvan para priorizar el otorgamiento de acceso a proyectos que incorporen tecnologías de generación de electricidad en fase de I+D+i, con el fin de demostrar que la energía de origen renovable generada puede ser integrada en la red en condiciones de seguridad para el sistema, se analice su contribución a la regularidad y la calidad del suministro, y si dichas tecnologías pueden contribuir a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico. En ningún caso la potencia reservada en un concurso para este tipo de instalaciones de I+D+i podrá superar los 30 MW por nudo de la red. A estos efectos, para acreditar que la actividad sea considerada de investigación y desarrollo o de innovación tecnológica, deberá contar con informes que así lo acrediten del Ministerio de Ciencia e Innovación y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P

4.º) Los concursos podrán incorporar los siguientes criterios socioeconómicos y ambientales en las zonas donde se ubiquen las instalaciones:

a) Impacto socio-económico en el área y sus habitantes, que será valorado mediante una metodología objetiva y cuantificable de acuerdo con lo recogido en los siguientes apartados: i. Empleos directos generados en los municipios locales y adyacentes, tanto durante el proceso de construcción y puesta en marcha de las instalaciones de generación y/o almacenamiento, como durante la operación de las mismas. ii. Empleos indirectos generados en los municipios locales y adyacentes, tanto durante el proceso de construcción y puesta en marcha de las instalaciones, como durante la operación de las mismas. Se deberá distinguir por sectores o actividades relacionadas, compatibles o susceptibles de beneficiarse del desarrollo de renovables como consecuencia del proyecto. iii. Impacto económico en la cadena de valor industrial local, regional, nacional y comunitaria, medido en términos de inversión de los servicios y bienes adquiridos para el desarrollo del proyecto de generación y/o almacenamiento sobre la inversión total del proyecto. iv. Porcentaje de participación, medido en términos de inversión en

el proyecto de generación y/o almacenamiento de inversores locales, y de empresas y administraciones de la zona en la que se ubicará la instalación. v. Presentación de mecanismos de reinversión de los ingresos obtenidos por las plantas de generación y/o almacenamiento en la zona en la que se ubicará la instalación.

b) Se establecerá una puntuación en función del previsible grado de afección ambiental. A estos efectos se tendrá en cuenta la clasificación en distintas zonas en el mapa de 'Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica' elaborado por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Asimismo, a estos efectos se otorgará una puntuación adicional a aquellos proyectos que dispongan de declaración de impacto ambiental favorable y no dispongan de permisos de acceso y conexión.

c) Adicionalmente los concursos podrán establecer criterios que contribuyan a la activación económica en zonas de reto demográfico afectadas donde se ubique la instalación proyectada".

La filosofía de estos criterios para la transición justa, en definitiva, son los mismos que los de la llamada "contratación pública estratégica" que supone el impulso a la utilización del poder de compra pública para favorecer la consecución de objetivos propios de otras políticas públicas como son lo sociales y laborales, medioambientales, de apoyo a las Pequeñas y Medianas Empresas (pyme), la innovación y el desarrollo o la defensa de la competencia[22].

Estamos, por tanto, ante los criterios que pueden introducirse en cualquier tipo de concursos de acceso, sin embargo, obviamente, los criterios socioeconómicos y ambientales establecidos en el apartado 4.º serán muy importantes para el caso de los concursos de adjudicación de nudos de transición justa. Aunque, desde luego, el margen de discrecionalidad sigue siendo amplio, se establecen criterios precisos para poder valorar las aportaciones socioeconómicas y ambientales que, suponemos, primarán en este tipo de concursos.

22. Sobre esta cuestión, véase, por ejemplo y aportando la experiencia de la Oficina Independiente de Regulación y Supervisión de la Contratación, el trabajo de ARAÚJO CHAMORRO, M.L., y QUIRÓS, A., "Contratación estratégica. Estado de la cuestión, retos y buenas prácticas", en *Contratación Administrativa Práctica*, n.º 193 (septiembre de 2024).

Estos criterios socioeconómicos son, como hemos dicho, los que mayores dosis de discrecionalidad pueden introducir en este tipo de concursos y, por tanto, los que más polémica o conflictividad pueden introducir. Se trata, como es de sobra conocido, de una cuestión muy polémica, el carácter estratégico de la contratación pública para proteger valores y bienes como los sociales, económicos o ambientales. En este sentido, el Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales tiene establecida una doctrina sobre, por ejemplo, el criterio del "arraigo territorial" que nos puede servir como guía para saber en qué medida se podrían incluir este tipo de criterios de orden social, económicos o ambientales en los que se basan o se pueden basar los concursos de acceso a nudos de transición justa.

La reciente Resolución de Resolución de 6 de marzo de 2025 (Resolución n.º 327/2025) del Tribunal Administrativo Central de Recursos contractuales, recogiendo su doctrina anterior, señala lo siguiente: "*En segundo lugar, el recurso debe ser estimado, por haber incurrido el criterio de adjudicación impugnado un defecto no subsanable relativo a la inclusión de la denominada cláusula de 'arraigo territorial', tal y como hemos señalado en la reciente Resolución 1276/2024, de 17 de octubre, que a su vez se remite a la Resolución 751/2024 de 18 de julio, en relación con esta cuestión: 'A propósito de la utilización de cláusulas de arraigo territorial como criterios de valoración o adjudicación, este Tribunal tiene un criterio uniforme que se ha expresado reiteradamente, por ejemplo, en la Resolución n.º 521/2022, que a su vez recoge la Resolución n.º 184/2021, en la que se indicaba: 'Son discriminatorias las condiciones de arraigo territorial cuando se configuran como requisitos de solvencia o como criterios de adjudicación, admitiéndose, por el contrario, cuando se exigen como un compromiso de adscripción de medios al adjudicatario o como condiciones de ejecución siempre que, en este supuesto, respeten el principio de proporcionalidad y guarden relación con el objeto del contrato'. Las cláusulas de 'arraigo territorial' han sido declaradas ilegales por este Tribunal en numerosas ocasiones por ser contrarias a la competencia y al principio de no discriminación e igualdad de trato cuando han sido dispuestas como criterios de adjudicación o cuando se han establecido como condición de aptitud para contratar con el sector público. Fuera de estos dos supuestos, no se ha descartado su establecimiento, siempre que no fuera contrario a los principios de concurrencia e igualdad ni al principio de proporcionalidad. Así se ha permitido su exigencia como medio de adscripción para la ejecución del contrato, si se cumplían los requisitos' anteriormente fijados y si se exigía únicamente al licitador propuesto como adjudicatario (Sentencia TJUE de 27 de octubre de 2005 —asunto C-234/03— y resoluciones de este Tribunal, 1888/2021, 817/2021, y 1103/2015, entre otras muchas)*".

Esta Resolución del Tribunal Administrativo Central se refiere, como acabamos de ver, al conocido como Caso Conste del Tribunal de Justicia

de la Unión Europea (TJUE) (Sentencia de 27 de octubre de 2005, Asunto C-234/03) que marca la pauta y establece los criterios para determinar cuándo una cláusula de arraigo territorial en la contratación pública es admisible y no contraviene las reglas del mercado[23]. En este caso, el TJUE consideró que exigir la apertura de una oficina en la capital de la provincia como requisito previo para presentar una oferta era desproporcionado, aunque se podría considerar una obligación válida durante la fase de ejecución del contrato. Esto se debe a que tal requisito, impuesto al inicio, limitaba innecesariamente la competencia, mientras que imponerlo durante la ejecución del contrato aseguraría la proximidad del servicio sin restringir indebidamente la participación. En este sentido para que una cláusula de arraigo territorial sea considerada válida debe cumplir con los siguientes cuatro requisitos (*Test* Conste):

1) Aplicación no discriminatoria: La cláusula no debe discriminar entre operadores económicos por razones de nacionalidad, domicilio social, o cualquier otra circunstancia personal.

23. Véase al respecto de este caso y de otras resoluciones de carácter nacional el trabajo de LABELLA CÁMARA, A., "El emprendimiento local como motor de cambio a través de la contratación pública", en *Contratación Administrativa Práctica* núm. 196 (marzo de 2025). Igualmente, sobre esta materia, PERNAS GARCÍA, J., "El Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales: ¿fuente de seguridad jurídica o de confusión en la utilización de criterios o cláusulas ambientales? Análisis de la doctrina del TARC y su perjuicio injustificado al uso estratégico de la compra pública (1)", en *Contratación Administrativa Práctica* núm. n.º 168, (julio-agosto 2020). Este autor se muestra muy crítico con la, a su criterio, interpretación "restrictiva" de los órganos administrativos de contratación pública del carácter estratégico de la contratación pública. Muy gráfica y literalmente señala: "*El TARC hace aparecer de la nada, de su chistera creativa, unos criterios doctrinales (particularmente el de los 'requisitos intrínsecos' de los criterios de adjudicación y el objeto 'restringido' del contrato), con vocación de aplicación general a todos los criterios de valoración estratégicos, que solo se entienden desde un posicionamiento apriorístico contrario al enfoque estratégico de la contratación pública. Es al poder legislativo, no a los Tribunales administrativos, al que le corresponde definir lo que es de interés general, particularmente cuáles son los objetivos a los que se dirige la contratación pública. El legislador comunitario y estatal ha decidido otorgar a la actividad contractual de los entes del sector público un rol de apoyo a los objetivos de determinadas políticas públicas (sociales, laborales, ambientales y de fomento de la innovación). Puede o no compartirse, pero es al legislador, dotado de legitimidad democrática directa, al que le corresponde definir lo que es interés general. El TARC no puede suplir al legislador mediante interpretaciones injustificadas que ponen en cuestión el efecto útil de la normativa de contratación pública, redefiniendo en parte los objetivos que la orientan, así como contradicen la normativa sectorial ambiental de aplicación, impiden, en buena medida, la aplicación de los criterios de compra verde aprobados por la Comisión Europea, y desvirtúan los documentos de softlaw aprobados por las diferentes entidades territoriales (manuales, guías, etc.)*".

2) Justificación por razones imperiosas de interés general: Debe existir una razón de interés general que justifique la restricción a la libre competencia, como por ejemplo, la protección del medio ambiente o la salud pública.

3) Adecuación para garantizar el objetivo perseguido: La medida restrictiva debe ser adecuada para alcanzar el objetivo de interés general que se persigue.

4) Proporcionalidad: La medida no puede ir más allá de lo necesario para alcanzar el objetivo propuesto. Es decir, debe ser el medio menos restrictivo de la competencia posible para alcanzar el fin público deseado.

Creo que estos criterios son muy claros y pueden marcar un poco la pauta de cómo se deberían articular los concursos de adjudicación de energía en los nudos de transición justa que se basarán, básicamente, en criterios socioeconómicos y ambientales de este tipo[24]. Respeto al principio de proporcionalidad y que guarden relación con el objeto del contrato se convierten en los dos elementos clave para que estos concursos pasen el filtro nacional y comunitario de no ser contrarios a la libre competencia y no discriminatorios.

5.1.1. Los concursos de nudos de transición justa tramitados hasta el momento

El anexo del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, aprobó un listado de 23 nudos de transición justa que tendrían

24. Haciendo propuestas concretas sobre cómo introducir cláusulas socioeconómicas para el desarrollo local a través de la contratación pública, véase el trabajo citando anteriormente de LABELLA CÁMARA, A., "El emprendimiento…", pág. 14: "*Para fortalecer el emprendimiento local a través de la contratación pública, es fundamental explorar alternativas que superen las barreras actuales y amplíen las oportunidades para PYMEs y startups. Una opción es la creación de oficinas de apoyo a emprendedores dentro de las administraciones públicas, que ofrecerán asesoramiento en la preparación de ofertas, acceso a financiación y acompañamiento en la ejecución de contratos. También se podrían establecer programas piloto de Compra Pública Innovadora (CPI) específicos para startups, permitiendo que estos desarrollen y validen sus soluciones en entornos controlados, con apoyo institucional y menores exigencias iniciales. Más allá de estas estrategias, es esencial cambiar la visión tradicional de la contratación pública y concebirla como una plataforma de experimentación y crecimiento para el emprendimiento local. Esto implica no solo ajustar normativas, sino también fomentar una cultura de innovación dentro de las administraciones, donde la compra pública no se limita a adquirir bienes y servicios, sino que actúa como un mecanismo activo de transformación económica y social*".

que ser objeto de licitación en el futuro. En la fecha de redacción de este trabajo, según la información que consta en la página web del Instituto de Transición Justa, están en proceso de adjudicación varios procesos:

1. Concesión de capacidad de acceso para módulos de generación de electricidad síncronos renovables en los nudos de transición justa Garoña 220 kV (Burgos), Guardo 220 kV (Palencia), Lada 400 kV (Asturias), Mudéjar 400 kV (Teruel) y La Robla 400 kV (León).
2. Concurso del Nudo de Transición Justa de Lancha 220 kV (Córdoba).
3. Concurso del Nudo de Transición Justa de La Pereda 220 kV (Asturias).
4. Concurso del Nudo de Transición Justa de Meirama 220 kV (A Coruña).
5. Concurso del Nudo de Transición Justa de Narcea 400 kV (Asturias).

Al margen de estos concursos aún en marcha ya ha concluido el proceso de adjudicación del Concurso del Nudo de Transición Justa Mudéjar 400 kV (Teruel)[25]. En este caso, el 26 de noviembre de 2022 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) adjudicó el concurso del nudo de transición justa Mudéjar 400 kV, en el que Enel Green Power España S.L. resultó adjudicatario de los 1.202 MW disponibles para instalación de proyectos fotovoltaicos y eólicos, que iban acompañados por numerosos proyectos industriales, agrarios y del sector terciario en el territorio[26]. Esta

25. Regulado mediante Orden TED/1182/2021, de 2 de noviembre.
26. Con la intención de que se comprenda bien en qué puede consistir un proyecto de Transición Justa como este, quiero destacar algunos de los compromisos adquiridos por la empresa adjudicataria de este nudo de transición justa de Mudéjar. Así, como resultado de la adjudicación de este primer nudo de transición justa y de los compromisos en él asumidos, Enel Green Power España S.L., la compañía adjudicataria de los 1.202 MW concursados para este primer Nudo de Transición Justa instalará parques fotovoltaicos y eólicos con una inversión de más de 1.500 millones que irán de la mano de una serie de **proyectos socioeconómicos** que la empresa apoyará en la zona. En total, la empresa ha realizado un compromiso legalmente vinculante para dar formación a 1.300 personas, crear 4.400 empleos en la construcción de los proyectos renovables, 250 empleos en su operación y mantenimiento y generar 400 puestos de trabajo a través de los proyectos socioeconómicos asociados. Entre el 25% y 30% de estos empleos serán para mujeres desempleadas y se priorizará la contratación de trabajadores excedentes del cierre de la central y sus auxiliares.
Todas las actuaciones y proyectos tendrán lugar en los municipios del Convenio de Transición Justa de Aragón. En el ámbito de los **proyectos industriales**, la empresa adjudicataria instalará una planta de producción de hidrógeno verde vinculada directamente a la nueva potencia renovable instalada; una fábrica de electrolizadores y una

resolución, hasta donde podemos saber, ha sido objeto de impugnación, primero en vía administrativa ante el propio MITECO, y, actualmente, ante la Audiencia Nacional.

Es decir, en este caso, las energías renovables que resultaron favorecidas con la adjudicación del nudo de transición justa que se liberó con el cierre de la Central Térmica de Teruel, ubicada en el término municipal de Andorra, fueron la fotovoltaica y la eólica.

En un nuevo concurso convocado por el MITECO, concretamente la Concesión de capacidad de acceso para módulos de generación de electricidad síncronos renovables en los nudos de transición justa Garoña 220 kV (Burgos), Guardo 220 kV (Palencia), Lada 400 kV (Asturias), Mudéjar 400 kV (Teruel)[27] y La Robla 400 kV (León), se añade una cuestión técnica que está

planta de fabricación de seguidores solares. También contratará con una empresa local para la construcción de las torres de hormigón para los aerogeneradores adjudicatarios del concurso. Por otra parte, creará un centro de economía circular para equipos de parques renovables y dará apoyo a la implementación de una planta de almacenamiento, tratamiento y suministro de astilla para calefacción de biomasa; creará un centro logístico y de recuperación de aerogeneradores y localizará en el municipio de Andorra una plataforma digital que optimice la cadena logística del sector agroalimentario en la zona para conectar los centros de producción con los centros de consumo urbano mediante soluciones de transporte cero emisiones. Andorra también será la sede de la unidad de compras para gestionar todas las actividades de suministro asociadas a las instalaciones renovables del proyecto. En el **sector agrario**, a empresa adjudicataria apoyará un proyecto de recuperación de 50.000 olivos abandonados para producción de aceite de oliva, reforzando almazara y conservera asociadas; un proyecto de olivar inclusivo para integrar laboralmente a personas con discapacidad en actividades de viverismo e industria agroalimentaria; cultivos de aromáticas con apiarios en terrenos colindantes a la central térmica; creación de un Centro de Investigación y Observación de avifauna; y proyectos de cultivos de agrivoltaica de secano, pastoreo ovino y apiarios en los parques solares instalados mediante el concurso, para promover el uso compartido de los terrenos para energías renovables y actividades agrarias. Finalmente, respecto a **equipamiento verde y cultural**, la empresa creará una "milla verde de la transición justa" que conectará mediante una ruta senderista los desarrollos renovables cercanos y sus iniciativas agrarias asociadas; reforzará el proyecto del Museo de la Evolución de la Apicultura; fomentará el turismo inclusivo en el núcleo urbano de Andorra mediante unos 75 pictogramas especialmente diseñados para personas con discapacidad intelectual; y se mejorará el acondicionamiento como vía verde de la línea de ferrocarril Val de Zafán. Respecto al **autoconsumo**, paralelamente, instalará 2.343 kW de autoconsumo fotovoltaico para la creación de comunidades energéticas en varios municipios, con el objetivo de reducir los costes energéticos de unos 2.840 consumidores. También firmará PPAs con varios de los proyectos.

27. Puede sorprender que la propuesta contemple el nudo Mudéjar 400 kV, donde inyectaba la antigua central térmica a carbón de Andorra (Teruel), cuando este nudo ha sido objeto del concurso ya adjudicado y regulado por la citada Orden TED/1182/2021, de

generando cierta polémica en el sector en la medida en que parece que se está favoreciendo a unas determinadas energías renovables en detrimento de otras. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia avaló la propuesta de Orden y estos condicionantes técnicos[28].

Este concurso exige que la capacidad de acceso sea con tecnología MGES (MW). "MGES" significa "módulos de generación de electricidad síncronos", por oposición a los "módulos de parque eléctrico", MPE, que corresponden a los asíncronos. La ventaja de las instalaciones de potencia síncrona frente a las que no lo son es que las primeras aportan de manera natural al sistema propiedades imprescindibles para el correcto funcionamiento del mismo y para la integración de renovables aportando estabilidad y robustez al sistema eléctrico garantizando que la demanda de energía pueda abastecerse siempre sin provocar interrupciones en el servicio y sin producir inestabilidad en las redes[29]. En este concurso no podrán optar a solicitar capacidad en estos nudos, instalaciones compuestas por MPE, aunque venga acompañadas de compensadores síncronos, o MPE que incorporen funciones de control que emulen el comportamiento de MGES.

El artículo 6.1 de la Orden TED/345/2024, de 9 de abril, por la que se regula este concurso, señala que "*No se entenderán como MGES, y por tanto no podrán optar a solicitar capacidad en estos nudos, instalaciones compuestas por MPE, aunque vengan acompañadas de compensadores síncronos, o MPE que incorporen funciones de control que emulen el comportamiento de MGES. En todo caso, los módulos de generación de electricidad síncronos deberán pertenecer a la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*".

Sin embargo, salvo error por mi parte, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluye en la categoría b) del art. 2.1, entre otras, instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar y eólica, además de las hidroeléctricas[30].

---

2 de noviembre. Cabe señalar que este nudo se incluye solo por los remanentes 154 MW de acceso para MGES, "netos" de los previamente otorgados en concurso.

28. INF/DE/471/23.

29. Apartado II de la Introducción de la Orden TED/345/2024, de 9 de abril, por la que se regula el procedimiento y requisitos aplicables para la concesión de capacidad de acceso de evacuación a la red de transporte de energía eléctrica para módulos de generación de electricidad síncronos de procedencia renovable e instalaciones de almacenamiento síncrono en los nudos de transición justa Garoña 220 kV, Guardo 220 kV, Lada 400 kV, Mudéjar 400 kV y Robla 400 kV.

30. "b) Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles:

En el ámbito europeo, el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1. Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:
   Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
   Subgrupo b.1.2 Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
2. Grupo b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:
   Subgrupo b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
   Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en espacios marinos.
3. Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
4. Grupo b.4 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:
   Subgrupo b.4.1 Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
   Subgrupo b.4.2 Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.
5. Grupo b.5 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:
   Subgrupo b.5.1 Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
   Subgrupo b.5.2 Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presa, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.
6. Grupo b.6 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
7. Grupo b.7 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir de la biomasa, entendiéndose como tal el combustible líquido destinado a usos energéticos distintos del transporte e incluyendo el uso para producción de energía eléctrica y la producción de calor y frío, o que utilicen biogás procedente de la digestión anaerobia de cultivos energéticos, de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domésticos y similares o de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión anaerobia (tanto individualmente como en codigestión), así como el biogás recuperado en los vertederos controlados. Todo ello en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible

14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, incluye en su definición número 9 lo siguiente: "'módulo de generación de electricidad síncrono': *un conjunto indivisible de instalaciones que pueden producir energía eléctrica de forma tal que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas*".

Aunque se trata de un debate técnico que escapa a mis conocimientos, se podría colegir que, al menos, de la energía fotovoltaica y de la eólica difícilmente se pueden predicar características que permitan su calificación como módulo de generación de electricidad síncrono ya que, por su propia naturaleza, la relación constante difícilmente se puede mantener. Estaríamos, por tanto, ante nuevas posibilidades de desarrollo de energía hidroeléctrica e hidroeléctrica reversible que sí se pueden considerar como módulos de generación de electricidad síncronos.

La elección de un tipo de tecnología u otra es una decisión discrecional de la Administración a decidir, lógicamente, por criterios técnicos….

5.2. CONCESIONES DE AGUA PARA TRANSICIÓN JUSTA

La nueva Disposición adicional decimosexta del Texto Refundido de la Ley de Aguas se refiere a un mecanismo propio del Derecho de aguas para el logro del objetivo de una transición energética justa. Literalmente, el precepto señala que: "*Cuando quede extinguida una concesión al amparo de lo previsto en el Texto*

---

principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
Dicho grupo se divide en dos subgrupos:
Subgrupo b.7.1 Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos controlados. Estas instalaciones podrán abastecerse con hasta un 50 por ciento de energía primaria procedente de biogás generado en digestores.
Subgrupo b.7.2 Instalaciones que empleen como combustible principal biolíquidos o el biogás generado en digestores procedente de cultivos energéticos o de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domiciliarios o similares, de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en codigestión. Estas instalaciones podrán abastecerse con hasta un 50 por ciento de energía primaria procedente de biogás de vertederos controlados.

8. Grupo b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior".

Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, debido al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, se podrá decidir el otorgamiento de una nueva concesión para el uso privativo de las aguas a nuevas iniciativas y proyectos en el área geográfica donde se encontraba la instalación. Para el otorgamiento se ponderarán criterios económicos, sociales y medioambientales. A estos efectos, los usos del agua que se prevean en tales iniciativas y proyectos prevalecerán sobre el orden de preferencia establecido en los planes hidrológicos de cuenca o, en su defecto, en el artículo 60 del Texto Refundido de la Ley de Aguas, con la excepción del uso para abastecimiento de población, que será siempre prioritario".

La nueva medida tiene que ver con las aguas utilizadas, por ejemplo, para la refrigeración de las centrales térmicas o nucleares que se cierren. Ese uso contaba con una concesión y la normativa lo que expresa es que, al realizarse el cierre de la central, las aguas afectadas a esa concesión se pueden destinar a otros usos destinados a la producción eléctrica en relación con nuevos proyectos, sin tener en cuenta el orden de preferencias de usos del TRLA (ni más ni menos).

Sin embargo, la norma no expresa quién debe tomar esa decisión. La interpretación que cabe es que ese órgano sea el mismo que decida el cierre de la central, pero también podría jugar algún papel otros órganos como el Instituto para la Transición Justa e incluso los organismos locales en donde se ubique la explotación.

Por su parte, en caso de que existan varios proyectos distintos se entiende que se ponderarán en base a criterios económicos, sociales y medioambientales. No obstante, esto confiere un importante grado de discrecionalidad, puesto que estamos ante valoraciones con un importante grado de indeterminación. Por ello, conviene definir los criterios para los nuevos usos de esas aguas explotadas bajo concesión en las centrales que se cierren. La problemática, por tanto, será la misma que la analizada para el caso de los nudos de transición justa y el sector eléctrico. Se podrán utilizar estos criterios, pero siempre que sean proporcionados, no falseen la competencia y no sean discriminatorios (entre otros requisitos).

A diferencia de lo que sucede con los nudos de transición justa sobre los que hay información y transparencia, no tengo información sobre la aplicación de esta Disposición en la práctica de nuestras Administraciones Públicas. Es posible, por ejemplo, su utilización para proyectos de desarrollo de plantas de hidrógeno verde[31].

31. Véase el trabajo de MARTÍN MORÁN, L., "El mecanismo de Transición Justa para la facilitación de las concesiones de agua para la producción de hidrógeno renovable", Comunicación presentada al XIX Congreso de la Asociación Española de Profesores

La medida, desde luego, es muy potente. Como curiosidad, hay que mencionar que, por ejemplo, la Orden de 10 de febrero de 2023 por la que se dispone la publicación de la normativa del Plan hidrológico de la Demarcación Hidrográfica de Galicia-Costa, aprobado por el Real decreto 48/2023, de 24 de enero, recoge en su artículo 8 recoge, actualizado con esta Disposición el orden de preferencia entre diferentes usos y aprovechamientos: "*1. Teniendo en cuenta las exigencias para la protección y conservación del recurso y de su entorno, y respetando el carácter prioritario del abastecimiento, el orden de preferencia entre los diferentes usos del agua contemplados en el artículo 60.3 del TRLA y el artículo 49.bis del Reglamento del dominio público hidráulico (RDPH), aprobado por el Real decreto 849/1986, de 11 de abril, cuya descripción viene recogida en el apéndice 5, es el siguiente*:

a) Uso destinado al abastecimiento:

1.º) Uso destinado al abastecimiento de núcleos urbanos.

2.º) Uso destinado a otros abastecimientos fuera de núcleos urbanos.

***b) Usos para transición justa, previstos en la disposición adicional decimosexta del Texto Refundido de la Ley de aguas**.*

c) Usos medioambientales, entendiendo como tales aquellos usos del agua que son esenciales para la preservación del medio ambiente, así como los derivados de la legislación de incendios forestales, protección civil, especies protegidas o conservación de humedales.

d) Usos agropecuarios y acuicultura.

e) Usos industriales para producción de energía eléctrica.

f) Otros usos industriales:

1.º) Industrias productoras de bienes de consumo.

2.º) Industrias del ocio y el turismo.

3.º) Industrias extractivas.

g) Usos recreativos.

h) Navegación y transporte acuático.

i) Otros usos no ambientales".

---

de Derecho administrativo "El Derecho de Aguas en España: cuarenta años después", celebrado en la Universitat de Lleida en febrero de 2025.

SEGUNDA PARTE
EL USO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO Y DE LAS OBRAS HIDRÁULICAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Capítulo 6

Las concesiones para el uso industrial de producción eléctrica y la implantación del nuevo uso de almacenamiento hidráulico de la energía

Jesús Conde Antequera
Profesor Titular de Derecho Administrativo
Universidad de Granada

1. EL USO DEL AGUA PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD: RÉGIMEN DE CONTROL ADMINISTRATIVO

1.1. LA COMPLEJIDAD Y EXTENSIÓN DEL RÉGIMEN DEL CONTROL ADMINISTRATIVO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Una de las principales circunstancias determinantes del régimen de la producción de energía eléctrica con el uso del agua es la complejidad y variedad de controles administrativos a que esta queda sujeta, asimismo con diversidad de fundamentos.

Así, por ejemplo, es obligado resaltar la trascendencia de los controles ambientales y de la sujeción de estas actividades, como actividades potencialmente contaminantes, a los instrumentos de prevención ambiental (evaluación de impacto ambiental, regulada por la Ley de Evaluación Ambiental o autorizaciones ambientales que se prevean en la correspondiente legislación ambiental autonómica). Y a estos controles, por otro lado, podríamos sumar también el marcado carácter ambientalista que ha adquirido el régimen de las aguas tras la Directiva Marco de Aguas, y que implica un nuevo aire a la actividad administrativa de control dirigida al objetivo de lograr el buen estado ecológico de las aguas y la protección ambiental del recurso que, en tal sentido, podría verse afectado por estas actividades.

Sin embargo, a nuestros efectos, y sin obviar la trascendencia de esos controles ambientales, nos interesa sin embargo ahora revisar, principal y específicamente, el control administrativo previo al que sujeta la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico (LSE) la puesta en marcha de las centrales de producción de energía que utilizan el dominio público hidráulico y entender sus relaciones con la actividad de control administrativo del uso del dominio público que se opera, fundamentalmente, a través de las concesiones demaniales, reguladas en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA) y el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Dominio Público Hidráulico.

Como es sabido, la actividad de producción de electricidad, como actividad destinada al suministro de dicha energía, es una actividad liberalizada[1], si bien, conforme a lo que dispone el artículo 21, la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica son actuaciones que estarán sometidas, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en su normativa de desarrollo, autorización para la instalación que, por otro lado, queda supeditada a la previa obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondiente. Por lo tanto, aunque no hay pues límites cuantitativos respecto de la producción de energía eléctrica, sí que queda limitada la posibilidad de introducción de electricidad al sistema eléctrico, en cuanto que es precisa la autorización de entrada al nodo de acceso a la red de transporte o distribución (artículo 53.a) LSE).

En cualquier caso, desde la perspectiva del recurso hídrico necesario para la producción de electricidad, habiéndose considerado legalmente al agua como bien de dominio público, cualquier utilización de la misma es objeto de control mediante los instrumentos de policía demanial, por lo que, respecto de la obtención de energía mediante el empleo del agua o que requiera una utilización del dominio público hidráulico para el funcio-

1. Así lo constata actualmente el artículo 2 de la LSE, que considera el suministro de energía eléctrica un servicio de interés económico general (apartado 2) y "*reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley sin perjuicio de las limitaciones que se pudieran establecer para las actividades que tengan carácter de monopolio natural*", tras considerar actividad destinada al suministro de energía eléctrica la generación de la misma (artículo 1.2) y entendiendo por "productores de energía eléctrica" a "*aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción*" (artículo 6.1.a).

namiento de las instalaciones productoras, la intervención administrativa adquiere esa justificación adicional derivada de la naturaleza del propio recurso o bien utilizado.

Es decir, para la producción de energía eléctrica mediante el uso del agua confluyen diversos títulos legitimadores del control de la Administración, y esta diferente fundamentación obliga a tener que coordinar dichos controles o establecer medidas específicas de interacción que podrán afectar a las condiciones de los títulos habilitantes de esos usos otorgados o a las posibilidades o no de otorgarlos.

Para tratar de simplificar o coordinar este doble control, una de las soluciones que se han adoptado normativamente, la primera, ha sido la remisión por parte de la LSE al TRLA cuando la unidad de producción de electricidad de que se trate sea una central con la que se obtenga la energía a partir del uso del agua, o de si se trata de una instalación que requiera el agua para garantizar su funcionamiento.

Así, en relación con el establecimiento de las instalaciones o unidades de producción de energía que requieran autorización o concesión demanial, el artículo 22 de esta Ley remite al TRLA, articulando asimismo la posibilidad de tramitación, mediante un único expediente, de un procedimiento simplificado que finalice con una única resolución que recoja la autorización de la instalación de producción (a que se refiere el artículo 53.1 LSE) y la concesión del uso de las aguas requerido para su funcionamiento (requerida por el artículo del TRLA), cuando el Estado sea competente para el otorgamiento de ambas[2].

Sin embargo, respecto a las instalaciones de producción eléctrica que requieran concesiones para utilizar el agua como elemento necesario para su funcionamiento (normalmente con funciones de refrigeración en los casos de las centrales nucleares, térmicas o de cogeneración), la LSE delega aún más la responsabilidad del control en la Administración hidráulica imponiendo, no obstante, la necesidad de que esta deba obtener previamente, en el seno del procedimiento de concesión demanial, un informe de la Administración competente en materia energética, de carácter preceptivo y vinculante.

2. En este sentido, por ejemplo, se aprobó el Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 KVA. Y, aunque no hay una regulación específica respecto de las superiores a 5.000 KVA, también quedan integrados ambos títulos conforme a lo establecido en el referido artículo 22.2 de la LSE.

Es decir, cuando dichas autorizaciones y concesiones se requieran para el funcionamiento de unidades de producción que utilicen el agua con otra finalidad diferente a la de producción de electricidad pero necesaria para su funcionamiento (centrales no hidráulicas que utilizan el agua para refrigeración), la Ley establece el carácter preceptivo del informe previo de la Administración pública competente en materia energética, determinando el informe desfavorable la resolución negativa del procedimiento de autorización o concesión demanial.

El régimen jurídico que confluye en esta habilitación del uso del DPH para producción de energía eléctrica deviene así complejo en este sentido, pero más dificultad incorporan aún a su aplicación dos circunstancias adicionales: por un lado, la necesidad de orientación de estos títulos al logro de los objetivos climáticos que plantean los instrumentos programáticos suscritos por España y la legislación específicamente aprobada al efecto; especialmente, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética; y, por otro, el hecho de que, con base en esta consideración de la naturaleza demanial del agua y de la función de la Administración hidráulica como garante de su utilización, el TRLA asigna a esta un nuevo papel de compatibilización de derechos privados, quizá más allá del que le habría de corresponder respecto de relaciones entre particulares. Así, tras establecerse en el TRLA un orden de preferencia entre las diversas demandas de uso del agua, se asignan a la Administración hidráulica la labor de valorar la compatibilidad entre diferentes derechos otorgados a través de concesiones, dotándola de diversas potestades y herramientas jurídicas a tal finalidad (artículos 55.1, 2 y 4, 59.3, 61.1 y 3 del TRLA, o 90.2 y 96.2 y 3 del RDPH, entre otros).

1.2. LOS USOS DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO: EL USO PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y SUS TÍTULOS HABILITANTES

Nuestro punto de partida para el entendimiento del actual régimen del control administrativo sobre la actividad de producción hidroeléctrica o de la utilización del agua y del dominio público hidráulico para el funcionamiento de otras instalaciones de producción de electricidad ha de ser necesariamente la delimitación y caracterización de las diversas formas de producción y maneras de utilización de estos bienes, pues el régimen de control o habilitación puede variar en atención a las mismas.

Como es sabido, al considerarse el agua como bien de dominio público, la Constitución y la Ley constituyen título jurídico suficiente para su

uso común general (el conforme a su naturaleza, que no excluye a otros ni conlleva características específicas), quedando el común especial sujeto únicamente a un control, menos exigente, mediante la obligación de presentación de una declaración responsable a la Administración competente (artículo 51 TRLA).

Pero el caso es que las diversas formas de utilizar el agua o el DPH para producir energía eléctrica no se consideran usos comunes, sino que tradicionalmente se han venido encuadrando en la categoría de los usos privativos (entendiendo por tales aquellos que excluyen el uso por los demás). En todo caso, resultaría de interés doctrinal debatir acerca de la posibilidad de encuadramiento de los usos del agua relacionados con la producción de electricidad en la categoría de los usos especiales si, al no considerarse usos consuntivos, entendiéramos que no implican tal exclusión de la posibilidad de uso por terceros, con consecuencias efectivas respecto a cuál habría de ser el instrumento jurídico o título habilitante de tal uso. Sin embargo, y sin perjuicio del interés de esta reflexión, vamos a partir ahora de esta consideración tradicional de estos usos en la categoría de los usos privativos.

Por lo tanto, teniendo en cuenta así que el artículo 52.1 TRLA establece que un uso no común, privativo, únicamente puede adquirirse por concesión o por Ley, y que nuestra normativa ha considerado tradicionalmente que el uso del agua para la producción de electricidad es un uso privativo, tendremos que concluir, en consecuencia, que, a excepción de los usos privativos por disposición legal expresamente dispuestos en el propio TRLA (aprovechamientos de aguas pluviales y aprovechamientos de aguas subterráneas en el propio predio por un volumen inferior a 7.000 m^3, a las que se refiere el artículo 54 TRLA), será pues la concesión la herramienta jurídica procedente para habilitar este uso, sin perjuicio de que podamos considerar la existencia de otras actuaciones complementarias o relacionadas con esta actividad de producción de electricidad como usos especiales sujetos a autorización (por ejemplo, cesiones de derechos, derivaciones temporales, la utilización o el aprovechamiento de los cauces o de los bienes situados en ellos a que se refiere el artículo 72 del RDPH que, por su especial afección del dominio público hidráulico, puedan dificultar la utilización de recurso por terceros, etc.).

Bajo este régimen teórico general, la sujeción a concesión demanial del uso del agua denominado en el art. 60 TRLA "uso industrial de producción de electricidad", implica una suerte de efectos jurídicos importantes, entre los que ahora destaco los siguientes:

— Para el otorgamiento de dichas concesiones será preciso seguir el procedimiento administrativo regulado en los artículos 104 y siguientes del Reglamento de Dominio Público Hidráulico, que impone la necesidad de sujeción al principio de concurrencia (artículo 93.2 RDPH), plasmado normativamente en el requisito de la sujeción del otorgamiento de la concesión a un concurso o concurrencia de proyectos, y que concluirá con un acto administrativo (la concesión) que genera un derecho "*ex novo*" al uso del agua para el concesionario.

— La supeditación del otorgamiento de las concesiones para los diferentes usos privativos del agua a un orden de preferencia de usos, establecido en el correspondiente plan hidrológico o, en su defecto, en el artículo 60 del TRLA. En todo caso, el orden de preferencia que establezcan los específicos planes hidrológicos habrá de respetar, al menos, la prioridad absoluta del uso de abastecimiento sobre el uso industrial para producción de electricidad y, asimismo, una priorización del uso de almacenamiento energético, recientemente incorporado a la relación de usos indicados en este precepto, sobre el resto de usos industriales, incluido el de producción de electricidad.

— La consideración legal de una serie de condiciones o circunstancias como "elementos de la concesión", determinantes del contenido o alcance del derecho otorgado al concesionario. Entre estos elementos de la concesión, en el caso de las concesiones para usos industriales de producción de electricidad, hemos de referirnos ahora específicamente al denominado, en el artículo 102.3 RDPH, como "tramo de río afectado"[3], teniendo en cuenta que se considera como tal el espacio del dominio público hidráulico comprendido entre el punto

3. El artículo 102.3 del RDPH, al definir los elementos de la concesión de aguas públicas, considera el *tramo de río afectado* como un elemento de la concesión. Según este precepto, "*en las concesiones de agua para usos hidroeléctricos se fijarán, además, las características técnicas de los grupos instalados y el tramo de río afectado, entendiendo por tal el comprendido entre las cotas de máximo embalse normal en el punto de toma y de restitución al cauce público*". El tramo de río afectado, determinado pues por el punto de toma o captación y el de la restitución de las aguas al DPH, es así un elemento de la concesión del uso privativo de las aguas y, además, una característica esencial de la misma que determina el derecho del titular de la concesión a utilizar dicho tramo de río en concreto con exclusión de otros usuarios que pretendieran captar el agua de dicho tramo. Igualmente, el artículo 144 del RDPH incluye el "tramo afectado" entre las características esenciales de la derivación de aguas concedida cuya variación estaría sujeta a autorización en los casos de solicitudes de modificación concesional.

de captación del agua para el uso privativo y el de devolución de la misma nuevamente al dominio público. Este elemento, así entendido, ha implicado que, en la práctica, se considere como elemento de la concesión "tramo de río afectado" a todo el espacio del dominio público hidráulico ocupado por un embalse construido al efecto del funcionamiento de una central hidroeléctrica de las denominadas a pie de presa, desde el punto de entrada del agua al embalse hasta el de desembalse.

— La aplicación del denominado "principio de intangibilidad de la concesión", cuyo fundamental efecto es, precisamente, la adquisición de un derecho por parte del concesionario que no puede ser alterado ni suprimido más que en las circunstancias y por los motivos establecidos en la Ley, y con sus debidas garantías previstas.

— Entre otras consecuencias del alcance reconocido legalmente al derecho concesional, y también de su intangibilidad, destacamos ahora el establecimiento de la prohibición de tramitación y otorgamiento de nuevas concesiones que puedan resultar incompatibles con los derechos concesionales previamente otorgados, según dispone el artículo 121.1 del RDPH, y, más en concreto, cuando para el otorgamiento de una nueva concesión sea necesaria la captación de aguas de un embalse que pueda considerarse "tramo de río afectado" como característica de una concesión previamente constituida.

En todo caso, estas características de régimen de la concesión demanial serían aplicables a cualquier concesión de aguas para un uso privativo, como es el caso, entonces, del uso industrial para la producción de electricidad. Sin embargo, por tratar de sintetizar y sistematizar las diversas opciones de usos del agua con esta finalidad, podríamos distinguir las siguientes situaciones, respecto las cuales la concesión del derecho a tal uso ha de ser otorgada mediante el anteriormente referido procedimiento de concesión, descrito en los artículos 104 y siguientes del RDPH:

a) Usos del agua con la finalidad de una directa producción de electricidad a partir del propio recurso (que denominaríamos entonces específicamente energía hidroeléctrica). En este caso nos encontraríamos ante el denominado en el TRLA "uso industrial de producción de electricidad", que correspondería al caso de las centrales hidroeléctricas fluyentes o a pie de presa, y que es considerado como un uso privativo del agua sujeto a en consecuencia a concesión demanial.

b) El uso privativo denominado "Almacenamiento hidráulico de energía", de configuración legal más reciente y posterior al uso industrial para producción de electricidad, que se establece como uso necesario para el funcionamiento de las Centrales Hidroeléctricas Reversibles o de bombeo puro, y que implicaría la necesidad de construcción de un depósito o balsa a diferente nivel del punto de toma del agua, al que habría que derivar un volumen necesario de agua mediante bombeo, para posteriormente hacerla descender con la finalidad de girar las turbinas productoras de la electricidad. En este sentido, el uso de Almacenamiento hidráulico de energía podría considerarse como un uso instrumental del otro uso tradicional, el uso industrial de producción de electricidad, pues la finalidad de almacenar el agua en ese depósito alternativo es precisamente poder producir electricidad con su libramiento a demanda. No obstante, no está así considerado como uso instrumental, sino que se entiende en la Ley como un uso autónomo y diferente de su predecesor.

c) De estos usos privativos consistentes en la utilización del agua para la producción de energía directamente a partir de ella, podríamos distinguir otros usos privativos cuya finalidad no es la directa generación de electricidad, sino la garantía y el mantenimiento de la operativa de otras actividades de generación, como es el caso de la utilización del agua para el enfriamiento de las centrales térmicas, de ciclo combinado o nucleares, asimismo considerados "usos industriales de producción de electricidad", a los que no nos referiremos especialmente en este trabajo, por no generar la problemática o las cuestiones que nos interesa ahora resaltar.

Por otro lado, ha de tenerse en cuenta asimismo que la producción de electricidad a partir del agua puede requerir no sólo del propio recurso agua, sino también la utilización de infraestructuras u obras hidráulicas, algunas de titularidad estatal y otras de titularidad privada. Evidentemente, en tales casos, al título habilitante del uso del agua habrá que adicionar el correspondiente que habilite el uso de dichas instalaciones. Así, podríamos distinguir básicamente, al menos, cuatro situaciones:

a) El uso de infraestructuras hidráulicas (embalses, canales u otras obras hidráulicas) de titularidad pública, que se ha de sujetar a la tramitación de los concursos a que se refiere el artículo 132 RDPH.

b) El uso de las infraestructuras o centrales revertidas a la Administración tras la finalización o extinción de una concesión para uso industrial

de producción de electricidad, cuando la Administración decida la continuidad de la explotación (conforme a lo dispuesto en el artículo 89.4 del RDPH), que deberá ser otorgado al contratista adjudicatario del correspondiente contrato de servicios o concurso público de explotación del aprovechamiento conforme a lo establecido más específicamente en el artículo 132.2 RDPH (artículo 165.bis.2 RDPH), y siempre que no se decida la explotación directamente por la correspondiente Confederación Hidrográfica.

c) El uso de infraestructuras hidráulicas de titularidad privada (entendiendo como tales aquéllas construidas por concesionarios de derechos de uso privativo industrial de producción de electricidad con carácter necesario para el adecuado desarrollo de dicho aprovechamiento), habitualmente derivado o complementario del hecho de haber obtenido la correspondiente concesión demanial para el uso del agua.

d) El uso de las instalaciones o redes del ciclo urbano del agua, en virtud de la novedosa propuesta de la LCCTE (artículo 7.2 LCCTE) para el logro de sus objetivos, que quedará también supeditado a la adjudicación del correspondiente contrato administrativo. Asimismo, a pesar del interés específico de este tema para el binomio agua-energía, hemos de renunciar, por razones de espacio, al desarrollo específico de las cuestiones jurídicas de interés que se plantean respecto al uso de estas infraestructuras con esta finalidad.

Nos referiremos, pues, seguidamente, con carácter más específico, a las concesiones anteriormente mencionadas concretamente para las centrales hidroeléctricas o instalaciones para la producción de "energía hidráulica", distinguiendo en este caso entre las concesiones para el uso industrial de producción de electricidad específicamente centrado en el ámbito de la producción de energía hidroeléctrica, de las concesiones para el uso de almacenamiento hidráulico de energía, necesario para el funcionamiento de las centrales de bombeo o reversibles.

Sin embargo, y aunque releguemos su estudio a otra ocasión, a efectos ilustrativos de otras situaciones de utilización del dominio público hidráulico para producción de energía, citaremos, al menos, el caso de la utilización de espacios de dominio público para las instalaciones de energía fotovoltaica flotante, que ha sido objeto de específica regulación con la introducción del artículo 77 bis TRLA por Real Decreto Ley 6/2022, que sujeta igualmente a concesión, por plazo máximo de duración de 25 años, con una remisión específica al Real Decreto 662/2024, de 9 de julio, por el que se establece el

régimen al que ha de estar sometida la instalación de las plantas fotovoltaicas flotantes en los embalses situados en el dominio público hidráulico en las cuencas hidrográficas cuya gestión corresponde a la Administración General del Estado, y por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, introduciéndose así el nuevo artículo 139 ter en dicho RDPH, en el que se regulan determinadas especialidades en el procedimiento de otorgamiento de dichas concesiones de instalaciones de generación eléctrica solar fotovoltaica flotante en embalses.

Y, de gran interés para el referido uso de almacenamiento hidráulico de energía, también se consideran en el TRLA algunas actividades de utilización del agua para la viabilidad de dicho uso, como es el caso de los desvíos de agua, de carácter temporal, respecto de los que el artículo 77.1 del RDPH requieren autorización específica.

2. EL PAPEL DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA Y LA ADAPTACIÓN DEL TRLA PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS DE LA LCCTE

2.1. LOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS Y AMBIENTALES DE LA LCCTE

La energía hidráulica, o hidroeléctrica, es aquella que se genera con la rotación de una turbina producida por el paso del agua; es decir, la energía que se produce al transformar la fuerza del agua, gracias al empleo de una turbina movida por esta, en energía eléctrica.

Este tipo de forma de producción de energía eléctrica, que en 1940 llegó a representar en España el 92 % de la energía producida, en la actualidad representa aproximadamente únicamente un 17-18 % en el mix de la energía total generada.

Por sus características, ya conocidas, es considerada una energía renovable y una energía limpia y, por ello, entra de lleno entre las opciones valoradas actualmente, desde una perspectiva climático-ambientalista, para el logro de los objetivos energéticos plasmados en los principales instrumentos legales y programáticos sobre energía y cambio climático, principalmente por el hecho de que, aunque en principio no es gestionable (o lo es en escasa medida), puede llegar a serlo si se dispone de agua almacenada que permita tal gestionabilidad[4].

4. Frente a otras formas de obtención de energía renovable (fotovoltaica o solar y eólica, principalmente), que no son gestionables, pues dependen en su producción de la

En este sentido, recordemos que los Objetivos a 2030 previstos en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, plantean una reducción de gases de efecto invernadero de un 23 %, para cuyo logro se pretende que la energía producida mediante fuentes renovables llegue a representar el 42 % del total de la energía consumida (artículo 3), a cuyo efecto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030) pretende lograr que las energías renovables alcancen el 74 % de la producción de energía integrante del Sistema Eléctrico español[5]. Estos son los objetivos que asume, por lo tanto, en el marco de los ODS y de la Agenda 2030, con el que se tratan de implantar las medidas necesarias para lograrlos[6]. Por otro lado, esta Ley, así como la Estrategia de Descarbonización a 2050[7], pretenden lograr el objetivo de la neutralidad climática (la total descarbonización), para el año 2050[8].

En consecuencia, y teniendo en cuenta los ambiciosos objetivos de la LCCTE, que desdeña las energías limpias no renovables para su logro, la energía hidráulica está llamada a desempeñar un importante papel, simplemente ya desde esta perspectiva cuantitativa. Pero más importancia adquiere su papel, si cabe, si tenemos en cuenta la necesidad de que el sistema cuente con energías de respaldo en el caso de necesidades derivadas de la irregularidad de las renovables de mayor presencia en el mix (fotovoltaica y eólica). Así parece haber quedado de manifiesto en el reciente apagón producido en España ocurrido el 28 de abril de 2025, que, aunque aún no ha sido acreditado, se achaca en principio a un exceso de acceso de energía procedente de fuentes renovables volátiles, que se desconectaron de golpe por tal exceso, sin una capacidad de respaldo adecuada proveniente de centrales nucleares o térmicas, que se encontraban apagadas en ese momento.

---

presencia o existencia del recurso del que se generan, el agua puede ser almacenada y librada de forma controlada para la producción de energía en el momento en que el sistema lo requiera para su adecuado funcionamiento; es decir, cuando sea necesaria para regular la red eléctrica.

5. Al PNIEC se refiere la LCCTE en su artículo 4, como la herramienta de planificación estratégica nacional en materia de política energética y clima.
6. Sobre la política europea de liberalización del sector eléctrico y la integración de las energías renovables en el mercado energético, véase R. Galán Vioque (2017), "La integración de las energías renovables en el mercado energético", en R. Galán Vioque e I. González Ríos (dirs.), *Derecho de las energías renovables y la eficiencia energética en el horizonte*, op. cit., especialmente las páginas 75 y siguientes.
7. El artículo 5 LCCT aluce a la Estrategia de Descarbonización, posteriormente denominada *Estrategia a largo plazo para una economía española moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050, como* instrumento fundamental para el logro de los objetivos de la Ley.
8. El PNIEC es accesible en https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 en https://cpage.mpr.gob.es/producto/estrategia-de-descarbonizacion-a-largo-plazo-2050/.

Sin embargo, a pesar de esta importancia representativa como fuente de energía renovable, el PNIEC rebaja del 17% actual al 15% la representatividad de la energía hidroeléctrica del mix energético nacional en sus previsiones para los próximos años, teniendo en cuenta como causa de dicha rebaja la disminución de recursos hídricos previsible por el efecto del cambio climático, pero no la reducción del número de centrales fruto de la próxima extinción de concesiones[9] que se prevé, y que ya se ha iniciado[10], a la vista de las fechas en que muchas de ellas fueron otorgadas y de las previsiones de limitación de plazos operadas conforme a las disposiciones transitorias de las Leyes de Aguas de 1985 y 2001.

Con esta representatividad del 15 %, por lo tanto, no debemos entender únicamente en términos cuantitativos la importancia global de la energía hidráulica para estos objetivos, sino que, como posteriormente aludiremos, hemos de encontrar su mayor importancia desde otra óptica más cualitativa.

2.2. PREVISIONES DE LA LCCTE EN RELACIÓN CON LOS USOS DEL DPH PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, ¿en qué radica entonces la importancia de la vinculación entre los objetivos de la descarbonización y del alcance de la neutralidad climática y los usos del agua para producción de energía? ¿qué aspecto es el que valora la LCCTE para entender la utilidad de las concesiones demaniales al efecto del logro de estos objetivos?

Pues, como propiamente indica en su artículo 7 de forma expresa, por su utilidad para lograr la integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico puesto que, de las fuentes renovables que actualmente disponemos significativamente, como se ha visto, son las únicas capaces, por ahora, de lograr la seguridad o fiabilidad que el Sistema requiere para su operatividad y respaldo, al conocerse fórmulas de producción de energía hidráulica que permiten disponer de dicha energía cuando el sistema lo demande, por contra de lo que ocurre con las energías fotovoltaica, solar o eólica.

9. Sobre las extinciones concesionales y la situación que se prevé al respecto, véase J.L. Bermejo Latre (2022), La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: "El día después", en *Revista Aragonesa de Administración Pública*, 24, 335-357.

10. Por ejemplo, es el caso de la Central de Villalcampo, respecto de la que la Administración estatal inició el procedimiento de extinción de la concesión en octubre de 2021, y que se ha declarado caducado recientemente al haber transcurrido el plazo de 18 meses establecido para su resolución, sin que dicha extinción y reversión se haya producido efectivamente, manteniendo así Iberdrola su explotación, podríamos decir, "en precario", lo cual es causa de generación de incontables problemas de carácter jurídico, técnico y económico que deberán ser abordados de forma urgente.

La propia LCCTE orienta el camino para ello, entendiendo la potencialidad de la energía hidráulica fundamentalmente, como antes adelantábamos, en dos ámbitos: la promoción de las "Centrales Hidráulicas Reversibles" (CHR, en adelante) o de bombeo hidráulico, a cuyo efecto dispone su promoción una utilización de las concesiones demaniales tal que promocione dichas CHR (artículo 7.1) y el aprovechamiento hidroeléctrico de los fluyentes en sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos (artículo 7.3).

3. EL USO "ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA": SUS VENTAJAS Y PROBLEMÁTICA ASOCIADA

3.1. LA INCORPORACIÓN DEL USO DE ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA AL LISTADO DE USOS DEL ARTÍCULO 60 DEL TRLA COMO USO PREFERENTE AL INDUSTRIAL PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y SUS EFECTOS RESPECTO A ESTE

Con motivo de la propuesta de promoción de las Centrales Hidroeléctricas Reversibles (CHR), sobre la base de la necesidad de articular un sistema de generación de energía hidráulica estable y de fiabilidad en momentos de mayor demanda para el logro del objetivo de integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico, el Real Decreto-Ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos de Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, ha incorporado un nuevo uso al listado de usos que contiene el artículo 60.1 del TRLA: el uso de "*Almacenamiento hidráulico de energía*", que, en esencia, consiste realmente en el almacenamiento temporal de agua en un lugar o depósito construido próximo a un embalse y a diferente nivel para poder librar el agua desde el mismo hacia el embalse o lugar inicial, del que previamente se habría captado el agua para llenarlo mediante bombeo hacia el depósito superior. La finalidad de esta operación de bombeo del agua desde el embalse o punto de toma inferior hacia el depósito o balsa superior en donde se almacenaría el agua sería, como hemos visto antes, la de poder hacer rotar las turbinas y generar la electricidad al bajar dicha agua, cuando se quiera obtener la energía.

En definitiva, como decíamos, lo que realmente se almacena en esa balsa o depósito secundario superior es el agua, actuando así como si de una pila se tratara, con la trascendental ventaja de que se puede generar la electricidad cuando esta sea requerida, a demanda, al estar almacenada el agua necesaria para hacer funcionar las turbinas generadoras de electricidad, superando

así el principal hándicap de la generalidad de las energías renovables que es la imposibilidad de generación cuando no está disponible el recurso que aprovechan.

Lo primero que debemos resaltar en relación con este nuevo uso es que se ha configurado como preferente respecto a otros usos industriales y, específicamente, respecto a los "usos industriales para producción de electricidad", a pesar de que su finalidad, precisamente, sea también la producción de energía eléctrica, pues sin esa razón no se entendería la necesidad de almacenamiento del agua.

La idea de la promoción de las CHR a través de las concesiones demaniales que plantea la LCCTE parece haberse traducido así, en la práctica, en la configuración legalmente prioritaria de un nuevo uso concesionable, el almacenamiento del agua, que será el que permita el funcionamiento de estas centrales frente a otras tipologías de aprovechamientos hidroeléctricos (centrales fluyentes, a pie de presa o centrales que utilizan el agua para el enfriamiento de sus sistemas). Este uso se configura así como un uso autónomo o específico, desligado o independiente así del tradicional uso industrial para producción de energía eléctrica.

De este modo, tras la modificación del TRLA operada conforme al R.D.Ley 8/2023, la producción de energía eléctrica a partir del agua, aparte de los aprovechamientos que puedan desarrollarse en las redes del ciclo urbano del agua, contaría pues con dos regímenes: el del almacenamiento hidráulico de energía (para las centrales reversibles) y el de la energía hidráulica generada a partir de centrales para las que se concede el uso privativo denominado "industrial para producción de electricidad" (para las centrales fluyentes o de salto). Estos regímenes tendrían notas comunes, en cuanto a su finalidad, pero también estarían diferenciados, principalmente por la prioridad del almacenamiento sobre el industrial para producción de electricidad. Esta ventaja otorgada al uso de almacenamiento hidráulico de energía con su priorización en el orden de preferencia de usos del artículo 60 TRLA parece encontrar pues su fundamento, como decíamos, en la idea de promoción de las CHR a que se refiere la LCCTE frente al resto de centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, como veremos en el punto siguiente, podríamos plantearnos dudas acerca de la necesidad de la configuración de este nuevo uso y el establecimiento de su régimen prioritario *ex lege* para el logro de ese objetivo de promoción que establece la LCCTE, considerando si podrían haberse aprovechado otras fórmulas jurídicas existentes, válidas para promoción.

Por otro lado, y conforme a este planteamiento, si existieran en nuestra normativa sobre aguas otros instrumentos o fórmulas jurídicas válidas para tal objetivo de la promoción de las CHR, ¿cuáles podrían ser las razones últimas para la configuración de este nuevo uso y su priorización en el orden concesional? Más bien, entonces, a nuestro entender, las razones para la articulación de la promoción buscada con esta fórmula de la creación del nuevo uso podrían ser otras. Así, en principio, es cierto que la creación y distinción específica de este nuevo uso, en definitiva también para la producción de energía, parece una fórmula más alineada con los principios e instrumentos programáticos actuales; por ejemplo, en este sentido, nos referiríamos expresamente a la Estrategia de Almacenamiento Energético[11], que había aprobado el Consejo de Ministros a propuesta del Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico en febrero de 2021. Pero, quizás, la razón fundamental para ello se encuentre, precisamente, en el propio texto del artículo 7 de la LCCTE que, tras expresar esa necesidad de promoción, la supedita al cumplimiento de unos requisitos concretos: *"siempre que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental"*.

Sin perjuicio de las consideraciones tan interesantes que pueden hacerse respecto a los objetivos ambientales, los regímenes ecológicos y la protección del recurso y el medio ambiente, conviene ahora centrar nuestro estudio precisamente en cuanto al requisito de la compatibilidad de estas nuevas concesiones con los derechos otorgados a terceros que, a la vista de las características que enunciábamos anteriormente, especialmente la de la intangibilidad de las concesiones y la previsión reglamentaria del archivo de los procedimientos administrativos para el otorgamiento de nuevas concesiones para uso del agua cuando resulten incompatibles con derechos previos, podrían llegar a constituir un auténtico impedimento al efectivo desarrollo de estas centrales.

Efectivamente, este mandato de protección de los derechos de terceros podría haberse entendido, desde una perspectiva técnica, en relación con la cláusula de incompatibilidad del artículo 121 del RDPH, que distingue dos situaciones, en atención a si el derecho anterior ya estaba otorgado (concesiones ya otorgadas) o únicamente había sido solicitado y estuviera en tramitación (concesiones en trámite).

11. Accesible en https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf. (fecha última consulta: 24 de mayo de 2025).

Así, respecto a las concesiones en trámite, establece en su apartado 1, que "*se suspenderá provisionalmente la tramitación de toda nueva petición* (de concesión) *cuando se compruebe que la concesión cuyo otorgamiento se solicita resulta incompatible con otra que esté en tramitación, salvo que la incompatibilidad pueda ser eliminada aplicando el apartado 2 del artículo 96, o si la concesión en trámite pudiera ser expropiada en caso de ser otorgada la segunda solicitada*".

Conforme a este apartado, pues, cabría la posibilidad de que, salvo que pudieran entenderse compatibles o compatibilizables, una petición de concesión para el uso de almacenamiento hidráulico de energía que permita poner en funcionamiento una central hidroeléctrica reversible podría implicar la suspensión y posterior archivo de un expediente de concesión para una central hidroeléctrica a pie de presa, que requiriese la construcción de un embalse, si el tramo de dominio público hidráulico ocupado por el embalse fuera considerado "tramo de río afectado" como característica específica de dicha concesión y, por lo tanto, se entendiera incompatible con la captación necesaria para el bombeo requerido por el almacenamiento hidráulico de energía.

Más compleja resulta la situación respecto a las concesiones previamente otorgadas, teniendo en cuenta que conforme a lo establecido en el apartado 2 de dicho artículo 121, no podrían otorgarse concesiones para el uso de almacenamiento hidráulico de energía sobre embalses respecto de los que ya existiera previamente una concesión demanial para uso industrial de producción de electricidad que se considerase incompatible en el supuesto de que se requiriese la captación de aguas del embalse considerado como característica del aprovechamiento hidroeléctrico previo. Así tendríamos que interpretarlo de lo dispuesto inicialmente en este precepto, que establece que "*si la incompatibilidad de la nueva petición se comprobase en relación con una concesión ya otorgada, se suspenderá de forma definitiva la tramitación en el punto en que se halle y previa audiencia del peticionario, se denegará la concesión solicitada…*".

En este caso, pues, de solicitudes de concesiones para uso de almacenamiento hidráulico de energía que hubieran de captar el agua de un embalse que constituyese elemento esencial de una concesión previa, la expectativa de establecimiento del nuevo aprovechamiento reversible se vería frustrada por dicha previsión reglamentaria.

No obstante, aun teniendo presente este efecto general, hemos de resaltar que este precepto establece una excepción a esa regla general de la suspensión definitiva de la solicitud de concesión para el almacenamiento hidráulico de energía en caso de previas concesiones de usos industriales de producción de electricidad: "*que esta* (la concesión del uso de almacenamiento hidráulico

de energía, en nuestro caso) *goce de los derechos de preferencia señalados en el artículo 98 de este Reglamento…*)".

Teniendo pues en cuenta esta excepción prevista, podríamos concluir entonces que la consideración independiente de este uso de almacenamiento hidráulico de energía y su priorización respecto al uso industrial de producción de electricidad podría haber tenido por objeto, precisa y fundamentalmente, evitar así esos posibles problemas de incompatibilidad en los procedimientos de otorgamiento de estas nuevas concesiones con otros derechos concesionales otorgados previamente sobre un embalse, canal o punto de toma que hubiera sido considerado como característica "tramo de río afectado" de dicha concesión previa, cuando el bombeo necesario para dicho almacenamiento requiriese la toma desde dicho tramo de río afectado. Al establecerse como preferente este nuevo uso, se entendería así aplicable la regla de preferencia del artículo 98 RDPH, que excepcionaría la cláusula general del artículo 121.2 RDPH y permitiría la tramitación de la solicitud de la concesión del nuevo derecho sin el problema de entender incumplido así el requisito de la LCCTE de compatibilidad con los derechos otorgados ni de obligar al archivo del procedimiento por declaración de incompatibilidad.

Otra razón adicional y otra virtud más, en relación con el objetivo de promoción propuesto, si bien menos realizable por razones económicas, podríamos encontrar además en esta preferencia establecida para el nuevo uso: incluso en el caso de que no fuera posible una modificación de la toma o captación de la preexistente (artículo 96.3) o de la propia concesión previamente otorgada, podría valorarse la posibilidad de expropiación forzosa de dicho derecho concesional previo al cumplirse el requisito de prioridad en el orden de preferencia establecido en la Ley en favor del uso de almacenamiento hidráulico de energía, conforme a lo establecido en este artículo 121.1 en relación con el 98.2 del RDPH.

3.2. POSIBLES ASPECTOS PROBLEMÁTICOS DE LA CONFIGURACIÓN DEL USO PREFERENTE DE "ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA"

Sin perjuicio de estas ventajas expuestas anteriormente como razones para la apuesta por la creación de este nuevo uso autónomo y preferente respecto de las demás concesiones para usos industriales, que entendemos han podido ser las razones que han motivado su actual configuración legal, no por ello la consideramos una solución exenta de valoración y comentario.

Así, en primer lugar, este desdoblamiento de usos con una misma finalidad nos generaría ciertas dudas conceptuales, puesto que, en definitiva, si la finalidad es la misma (el aprovechamiento del agua para generar electricidad a partir de su turbinación), también podríamos considerar que se trata en definitiva y en esencia de un mismo uso, si bien con características funcionales específicas en el caso de las centrales de bombeo, que requieren la construcción de un depósito adicional al embalse, en vez del embalse solo. Es decir, en mi opinión no técnica, por supuesto, sino meramente jurídica, no encuentro suficiente base desde la perspectiva causal o de la finalidad del aprovechamiento o uso del agua para justificar diferencias de tratamiento jurídico entre la captación del agua para su directa turbinación con la finalidad de producir energía y su captación para un almacenamiento temporal que posteriormente permita su libramiento para la turbinación que producirá la energía, teniendo en cuenta que esa diferenciación tendrá consecuencias jurídicas respecto al principio de igualdad, pues se tratará privilegiadamente la nueva situación respecto a derechos preexistentes.

Pero, además de esa dificultad de justificación diferencial en atención a la finalidad última del uso del agua, el supuesto más problemático en cuanto a tratamiento jurídico podría darse respecto a una situación concreta: el caso específico de que se pretenda constituir el nuevo uso de almacenamiento mediante la construcción de depósitos que habrían de tomar el agua para el funcionamiento de la CHR sobre embalses o tramos de rio afectados sobre los que ya exista previamente otorgada una concesión de uso industrial de producción de electricidad.

En este caso, la problemática jurídica viene dada, principalmente, porque la Administración está legalmente obligada a garantizar la salvaguarda de esos derechos concesionales preexistentes y a mantener el equilibrio concesional, dado el principio de intangibilidad de las concesiones ya otorgadas, a pesar de la pretendida preferencia del derecho del concesionario del uso de almacenamiento.

Efectivamente, se antoja más fácil la acción para compatibilizar derechos "a futuro", que pueden otorgarse *ex novo* con ciertas condiciones que la Administración imponga con el objeto de lograr compatibilizarlos con los derechos ya otorgados previamente, que adaptar o limitar los derechos otorgados previamente a las nuevas situaciones aún no creadas. En cualquier caso, por ejemplo, la Administración podría condicionar la nueva concesión a la previa concertación de un acuerdo entre el nuevo concesionario del uso de almacenamiento y el concesionario previo del uso industrial de producción de electricidad.

Adicionalmente, ha de tenerse en cuenta que cualquier limitación impuesta al concesionario anterior que generase un perjuicio respecto de derechos ya patrimonializados, permitiría a este acudir a la vía de la responsabilidad patrimonial.

Desde esta perspectiva, por lo tanto, quizá pudiéramos concluir que la implementación de este nuevo uso de almacenamiento hidráulico de energía no resulte suficientemente operativa, al menos en esos supuestos de existencia de concesiones previas.

3.3. LA MODIFICACIÓN DE LAS CONCESIONES DE USO INDUSTRIAL DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA PREEXISTENTES PARA LA RECONVERSIÓN DE CENTRALES ACTUALES A CENTRALES REVERSIBLES

Como decíamos anteriormente, la configuración de este nuevo uso de almacenamiento hidráulico de energía ha sido la opción más alineada a los instrumentos estratégicos articulados por nuestra Administración para el logro de los objetivos de la LCCTE, pero no la única que habilita el TRLA. Aunque las CHR no estaban en la mente del legislador cuando se aprobó la Ley, ya se dispusieron en ella diversas herramientas jurídicas que podrían ser también útiles para el logro de estos fines de promoción de estas centrales a través de las concesiones demaniales e, incluso, en algunas ocasiones o supuestos, menos problemáticas jurídicamente.

Como hemos visto, la introducción de este nuevo uso de almacenamiento hidráulico de energía (además, con carácter preferente) no resulta exenta de problemática jurídica, especialmente en el caso de la preexistencia de concesiones de uso industrial de producción de electricidad que implican o implicaron la construcción de un embalse por dicho concesionario, sobre el que se pretende ahora, probablemente por un nuevo y diferente concesionario del uso de almacenamiento hidráulico de energía, el bombeo hacia un nuevo depósito construido para el almacenamiento del agua que haga funcionar una nueva central reversible. Este es el caso concreto en el que con mayor intensidad se manifiesta la disfuncionalidad del sistema adoptado de creación del nuevo uso preferente, pues puede implicar la confrontación entre los derechos del anterior y del nuevo concesionario, por lo que, quizá al menos en este caso, hubiera resultado justificada una solución diferente.

En un ejercicio de mero análisis académico, nos planteamos seguidamente cuáles podrían ser las alternativas a esa configuración del uso de almacena-

miento hidráulico de la energía que el TRLA ofrecería para la Administración y que pudieran dar efectividad a ese objetivo de promoción de las CHR, teniendo en cuenta asimismo el requisito de compatibilización con los derechos preexistentes, especialmente en esos supuestos de concesiones previas para uso industrial de producción de electricidad sobre embalses o tramos de río respecto de los que se ha de servir ahora la nueva instalación de almacenamiento.

Nuestra primera opción, para los casos en que ya existiera una previa concesión sobre un embalse o tramo de río afectado para uso industrial de producción de electricidad, implicaría valorar que la construcción de un nuevo depósito o balsa para el almacenaje de agua fuera considerada meramente como una instalación adicional o complementaria de ese aprovechamiento preexistente y, por lo tanto, como una característica del mismo y que, para su llenado, únicamente se entendiera necesario un desvío temporal del agua, sujeto en todo caso a una autorización específica y a la compensación de los perjuicios que temporalmente pudiera ocasionar a otros concesionarios. Es decir, no se produciría un figurado almacenamiento hidráulico de energía, sino un efectivo almacenamiento temporal de agua en el nuevo depósito o instalación construida, que posteriormente volverá al embalse o cauce cuando sea necesario librar agua para generar la energía. Y no estaríamos así ante un uso diferente, sino ante la utilización del agua para producción de energía eléctrica para lo cual se contaría ahora con una nueva instalación de bombeo y turbinación y un nuevo depósito de almacenamiento de ese agua. En resumidas cuentas, una ampliación de la actividad de generación de energía con el agua concedida y, por lo tanto, una modificación de las circunstancias que inicialmente caracterizaron la actividad inicial, si bien manteniéndose la misma finalidad.

Esta ampliación del aprovechamiento hidroeléctrico existente y ya en funcionamiento, por lo tanto, implicaría la necesidad, en su caso, de modificación o revisión de la concesión preexistente, para adaptarla a esas nuevas características técnicas del aprovechamiento que adicionaría, a la instalación inicial, las nuevas instalaciones de bombeo del agua al depósito construido para posteriormente librar agua cuando no fluya la suficiente como para poner en funcionamiento las turbinas o se requiera una mayor producción de electricidad que la obtenida sin el libramiento del agua del depósito. Es decir, se trataría de una ampliación de la instalación inicial gracias a ese almacenamiento y una repotenciación de la capacidad de generación de energía gracias a las nuevas instalaciones incorporadas. Siendo esta la operativa, podría considerarse como no precisa la iniciación de un procedimiento para el otorgamiento de una nueva concesión de un uso diferente.

En este caso en concreto, las ventajas derivarían de la inexistencia de dos concesiones con una misma finalidad diferenciadas sobre un mismo tramo de río afectado (o embalse). El titular de la concesión inicial sería el propio interesado en esta ampliación y, en tanto que no habría un nuevo uso y un nuevo y diferente concesionario del mismo, no surgiría la problemática de la necesidad de compatibilizar los nuevos derechos con los previos derechos que pudieran verse afectados desde esta perspectiva.

La afectación a derechos preexistentes quedaría reducida así, en su caso, en relación con las concesiones para otros usos, a la que pudiera producirse temporalmente durante el proceso de llenado de la balsa o depósito sirviente, que podrían ser objeto de adecuada indemnización por el titular de la concesión modificada (artículo 90.2 del RDPH) o bien cabría la posibilidad de imposición de medidas de compatibilización por parte de la Administración concedente, entre las cuales cabría bien la imposición a ambos concesionarios de la adopción de acuerdos *inter privatos*, bien la imposición de las medidas de compatibilización a que se refiere el artículo 96.3 del Reglamento de Dominio Público Hidráulico.

No obstante, tampoco esta opción es inocua o exenta de problemática, siquiera en otro orden. Los principales problemas que podrían derivarse de esta solución vendrían del hecho de que la ampliación producida fuera de tal calado que, de haberse previsto tal modificación respecto de las condiciones iniciales, pudiera verse comprometida la competencia, o la garantía de la concurrencia competitiva exigida en el otorgamiento de la concesión vigente. Pero, por otro lado, como habíamos comentado anteriormente, principalmente de que el concesionario actual no estuviese interesado en la ampliación y, en consecuencia, el proyecto de central reversible quedase paralizado en lugares en los que técnicamente fuera viable.

En cuanto a la primera cuestión, sobre las consecuencias de la modificación concesional sobre el principio de competencia, no existen previsiones específicas en el TRLA. No obstante, valorado técnicamente el alcance de la modificación respecto al equilibrio económico de la concesión, podrían adoptarse las medidas específicas requeridas para el restablecimiento de dicho equilibrio a la situación inicial[12], evitándose así un beneficio adicional para el concesionario en perjuicio del interés general y en detrimento de la concurrencia.

12. Véase al respecto mi propuesta en "La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros", *Revista de Administración Pública*, núm. 222, 2023, página 233, en el que, a falta de una deseable futura previsión normativa al respecto, comentaba que la Administración podría aplicar a estos supuestos supletoriamente los criterios actualmente establecidos en el propio RDPH

Respecto al segundo problema, en el caso de que el titular de la concesión previa del uso industrial de producción de electricidad titular del embalse construido para el aprovechamiento hidroeléctrico en funcionamiento no estuviese interesado en la ampliación, hemos de entender que se trataría de un supuesto residual si la Administración adoptase las medidas oportunas para la recuperación por el concesionario de los costes de inversión necesarios, siquiera ampliando el plazo concesional conforme a lo previsto en el apartado 6 del artículo 59 TRLA. Es decir, que únicamente se entendería esa reticencia en el caso de que el concesionario no dispusiera inicialmente de los fondos necesarios para la financiación de las infraestructuras necesarias, ya que, de ser posible una ampliación del plazo concesional, las nuevas obras quedarían amortizadas con cargo a dicho plazo ampliado.

Por otro lado, en cualquier caso, cabría siempre a la Administración la opción de establecer en el correspondiente plan hidrológico las previsiones precisas para permitir una revisión de la concesión otorgada conforme a lo establecido en el artículo 65.1.c) del TRLA o, incluso, la posibilidad, más remota, de proceder a una novación concesional.

3.4. EL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA A PARTIR DEL USO DE INFRAESTRUCTURAS ESTATALES Y DE INFRAESTRUCTURAS REVERTIDAS

Finalmente, nos interesa ahora abordar la posibilidad de utilización de las obras hidráulicas o infraestructuras estatales para la creación de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles que las utilicen como depósito infe-

para la exclusión de la competencia de proyectos en los casos de concesiones demaniales para usos hidroeléctricos especialmente referidos en el artículo 128, respecto al límite de 5.000 KVA, para la aplicación del procedimiento simplificado del Real Decreto 916/1985, o los porcentajes previstos en el artículo 151.3 (variaciones que no superen en más de un 10 %), en tanto que cualquier modificación que implicara un incremento menor a tal producción de 5.000 KVA o implicara un porcentaje inferior al 10 % no tuviera consecuencias sobre las condiciones concesionales. Superados estos límites y, en tal caso, acreditada la alteración del equilibrio inicial en beneficio del concesionario, las condiciones del título concesional podrían modificarse también en el sentido de asegurar un reequilibrio tal que las condiciones económicas iniciales no se vean alteradas de forma tal que pueda entenderse producida una vulneración del principio de concurrencia garantizado en el procedimiento desarrollado al efecto del otorgamiento de dicha concesión inicial. En este sentido, correspondería a la Administración restaurar dicho equilibrio inicial a través de la incorporación de las nuevas cláusulas concesionales que fueran necesarias para derivar el exceso de beneficio derivado de la actividad hacia la satisfacción del interés general, una vez deducidos de dicho beneficio adicional los gastos o costes precisos para la reconversión de la central.

rior para la captación y depósito de las aguas a un nuevo depósito o balsa superior. Es el caso de centrales que puedan constituirse desde embalses de titularidad pública (no concesionados) o desde canales o lagos artificiales de dicha titularidad.

En estos supuestos, hemos de tener en cuenta que, al estar ya construida la instalación sobre la que se produce la captación del agua para su bombeo, las posibilidades de afección a otros derechos previos (concesionarios para usos industriales de producción de energía) serían escasas, resultando por lo tanto más irrelevante la distinción entre el nuevo uso y el de producción de electricidad pero, por el contrario, sí devendría más complejo el régimen de habilitación del uso privativo, como analizaremos seguidamente.

En todo caso, hemos de partir del hecho de que, si se quisiera implantar una central de bombeo sobre embalses o infraestructuras hidráulicas estatales, se requeriría la obtención de 2 títulos habilitantes, si bien con las especialidades de tramitación conjunta a que se refiere el artículo 135 RDPH: por un lado, el resultante del concurso para la explotación de la infraestructura, exigido por el artículo 132.1 del Reglamento de Dominio Público Hidráulico, que habilita la utilización de la infraestructura estatal y, por otro, adicionalmente, la correspondiente concesión del uso privativo del agua que se requerirá para el funcionamiento de la instalación productora de la energía, y que seguirá el procedimiento establecido en los artículos 109 y siguientes para el otorgamiento de concesiones demaniales[13].

Sin embargo, la mera existencia del nuevo uso de Almacenamiento hidráulico de energía plantea ahora la cuestión de si, en este caso de pretensión de implantar una central de bombeo, que requiere también de la construcción del nuevo depósito para el almacenamiento del agua, se necesitaría obtener tanto la concesión para el almacenamiento como la del uso industrial para producción de electricidad o, en caso de no ser precisa

13. En estos casos, por lo tanto, el objeto del concurso sería la concesión del aprovechamiento de la infraestructura estatal (no concesionada o revertida) que, lógicamente, implicará necesaria y consecuentemente (también consecutivamente), si la producción de electricidad la va a realizar el propio concesionario de la infraestructura, la concesión de caudales para el funcionamiento de las instalaciones que deban construirse sobre dichas infraestructuras a tal fin. Por ello, el RDPH remite a los trámites procedimentales establecidos en los artículos 109 y siguientes tras la celebración del concurso a que se refiere el artículo 132, de tal modo que la concesión de la explotación del embalse conlleva asimismo la concesión del uso del agua a tal fin, lo que justifica la exclusión que se hace en el procedimiento del concurso del trámite de competencia de proyectos requerido en el procedimiento ordinario para la tramitación de las concesiones demaniales (artículos 104 y sig. RDPH)

concesión para ambos usos, cuál de ellos sería el correspondiente a este supuesto, no previsto expresamente en la normativa vigente tras la incorporación del nuevo uso de almacenamiento hidráulico de energía. En mi opinión, la solución más adecuada a esta situación es la concesión para uso industrial de producción de electricidad, sin perjuicio de que la Administración estatal considere en los correspondientes pliegos que han de regir el concurso la previsión de condiciones favorecedoras o que promuevan que las características de la explotación se correspondan con las de una central de bombeo con preferencia a una central tradicional.

Por otro lado, aunque la situación más normal en el caso del otorgamiento del derecho al uso o explotación de infraestructuras hidráulicas estatales con fines hidroeléctricos a través del procedimiento del concurso regulado en los artículos 132 a 135 del RDPH implique asimismo otorgar la concesión al adjudicatario del concurso también del uso de los caudales necesarios para el funcionamiento de esas infraestructuras, sin embargo, cabría también la posibilidad de que un tercero o terceros obtuvieran otras concesiones demaniales, para almacenamiento hidráulico de energía o para aprovechamientos hidroeléctricos, a implantar sobre la misma infraestructura cuya explotación ha sido previamente concedida, concurriendo en este caso diferentes derechos a la captación de aguas desde un mismo embalse cuya gestión ha sido concedida a un único concursante, lo que implicaría, asimismo, la necesidad de compatibilización entre los diferentes derechos otorgados y el acuerdo previo entre los titulares de los mismos.

Actualmente, estos concursos Plan Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía. El Plan debería elaborarse previendo estas situaciones y los posibles conflictos entre los titulares de los diferentes derechos.

Por otro lado, también hemos de realizar alguna consideración específica en relación con la posibilidad de reconvertir centrales revertidas en centrales de bombeo mediante la realización de obras e infraestructuras adicionales a las previamente existentes y ya en poder de la Administración.

Tras la extinción de las concesiones por transcurso del tiempo o por caducidad (incumplimientos), las obras construidas sobre el dominio público hidráulico (así como otras obras e instalaciones construidas fuera de dicho dominio público, cuando así se hubiera dispuesto en el título concesional) han de revertir gratuitamente a la Administración hidráulica (artículo TRLA y RDPH)[14]. Tras la extinción, la Administración hidráulica

14. Estas infraestructuras y obras se consideran obras de titularidad privada conforme a lo que señala el apartado 1 del artículo 123 del TRLA, y tendrán dicho carácter hasta

ha de optar entre la demolición de dichas infraestructuras, devolviendo el medio a su estado natural (opción general conforme a LPAP) o continuar la explotación de dichas infraestructuras, en el caso de que del Informe del Servicio se deduzca la viabilidad de dicha explotación. En este caso más específico de instalaciones revertidas al Estado tras la extinción de una concesión que puedan continuar explotándose, conforme a lo dispuesto en el artículo 165 bis RDPH, la Administración podría pretender la concesión a un particular de la explotación de dicha central revertida, adaptándola como central reversible, o bien contratar la explotación, mediante contrato de servicios (caso poco probable a pesar de estar así previsto en el RDPH), manteniendo su titularidad, pero sin tener que otorgar entonces una nueva concesión demanial al adjudicatario del concurso para la explotación de la instalación, que lo haría entonces como contratista de la Administración, adquiriendo entonces la condición de productora de electricidad.

Así se deduce de lo establecido en los artículos 132.2 RDPH, respecto a los concursos para la adjudicación de la explotación de estas infraestructuras revertidas y de lo previsto en el artículo 165 bis respecto a la relación contractual generada por el correspondiente contrato de servicios. En ambos casos dichos contratos conllevarían una nueva concesión para el adjudicatario conforme al procedimiento administrativo previsto en los artículos 109 y siguientes.

Y, aunque pierde sentido en estos supuestos la diferenciación de usos entre el de almacenamiento hidráulico de energía y el uso industrial de producción de electricidad, pues el concurso o el contrato de servicios pueden ir orientados en su determinación a la implantación de centrales hidroeléctricas reversibles, podría darse también la situación del otorgamiento del contrato para la continuidad de la explotación anterior (no reversible) y el otorgamiento de una nueva concesión, adicional, para el uso de almacenamiento hidráulico de energía, que habría que hacer compatible con dicho uso tradicional, bien a través de la imposición de las correspondientes condiciones a través de los pliegos del concurso para la explotación de las infraestructuras o de las condiciones del contrato de servicios, bien recurriendo a las demás instituciones jurídicas anteriormente comentadas para la compatibilización de derechos.

---

que, transcurrido el plazo de duración de la concesión sobre las mismas, reviertan a la Administración pasando a ser propiedad de esta, conforme al régimen previsto en la normativa sobre dominio público hidráulico, que reitera el espíritu y letra de los artículos 55 y 75 de la Ley de Obras Públicas, de 15 de abril de 1877.

4. BREVE REFERENCIA AL USO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO PARA LA IMPLANTACIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS FLOTANTES

Aunque nuestro objetivo principal en este trabajo ha sido abordar las cuestiones de mayor enjundia jurídica entorno a las tradicionales concesiones para producción de electricidad y a las novedosas concesiones para almacenamiento hidráulico de energía, también resulta de interés referirnos, siquiera brevemente, a la concesión del uso privativo del dominio público hidráulico para producción de energía eléctrica mediante la utilización de paneles fotovoltaicos flotantes, debido a su reciente promoción.

Recientemente, y en el marco del fomento de las energías renovables como pilar del proceso de transición energética, la disposición final sexta del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, ha modificado el TRLA introduciendo un nuevo artículo 77 bis, en dicho texto legal, con el objeto de establecer las bases del régimen jurídico de la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en embalses. Conforme a este nuevo precepto, en cuanto ahora nos interesa destacar, quedan asimismo sujetas a concesión las instalaciones de generación eléctrica solar fotovoltaica flotante en el dominio público hidráulico, cuya tramitación ha de resultar ajustada al procedimiento general de otorgamiento de concesiones del TRLA y RDPH, si bien con algunas especialidades que establece este propio precepto y la regulación de desarrollo del mismo; desarrollo reglamentario que posibilite la tramitación y otorgamiento de las concesiones sobre la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes y operado mediante una modificación del RDPH por el Real Decreto 662/2024, de 9 de julio[15], conforme al cual se ha introducido en el capítulo III del título II una nueva sección 6.ª bis, titulada "Especialidades en la tramitación de concesiones sobre plantas fotovoltaicas flotantes" y se ha incluido asimismo un nuevo artículo 139 ter en este Reglamento con tal objetivo.

En consecuencia, del artículo 77 bis y D.A. 17.ª del TRLA se deduce directamente el requisito de la sujeción a concesión demanial para instalación de fotovoltaica en canales u obras hidráulicas del Estado, con las siguientes especialidades en cuanto al régimen general concesional para usos

15. R.D. 662/2024, de 9 de julio, por el que se establece el régimen al que ha de estar sometida la instalación de las plantas fotovoltaicas flotantes en los embalses situados en el dominio público hidráulico en las cuencas hidrográficas cuya gestión corresponde a la Administración General del Estado, y por el que se modifica el Reglamento de Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.

de producción de electricidad, que pretenden constituirse en limitaciones adicionales a las establecidas para ese régimen general:

— Limitación de la concesión a un plazo máximo de veinticinco años, incluidas las prórrogas (art. 77.bis).

— Limitación del ámbito del dominio público hidráulico sobre el que pueden ubicarse estas instalaciones, prohibiéndose su ubicación en masas que no hayan sido consideradas en el correspondiente Plan Hidrológico como masas de agua muy modificadas o artificiales no especialmente protegidas.

— Limitaciones de superficie ocupable debidas al estado trófico de las aguas. Así, en embalses clasificados como no eutróficos, se concederá, como máximo, una superficie igual al 5 % de la superficie útil total del embalse. Y en embalses clasificados como eutróficos o en riesgo de estar eutróficos, se concederá, como máximo, una superficie igual al 15 % de la superficie útil total del embalse.

En cuanto al procedimiento para su otorgamiento, en el caso de instalaciones sobre embalses de titularidad estatal, sin perjuicio de la posibilidad de que el procedimiento de concesión se inicie a instancia de parte tanto para su ubicación en embalses de titularidad privada como estatal, se prevé lógicamente la posibilidad de que el Estado pueda promover la celebración de concursos públicos para otorgar la concesión de instalaciones solares fotovoltaicas flotantes sobre los embalses de titularidad estatal.

En todo caso, se trata también de un uso privativo, en este caso de espacios del dominio público hidráulico más que de las aguas, que planteará también dudas de carácter jurídico. Principalmente, si se trata de un uso específicamente previsto en el artículo 139.ter.4 (concesiones de instalaciones de generación eléctrica solar fotovoltaica flotante en embalses), aunque no esté listado en el orden de preferencias del artículo 59 TRLA, o si sería un uso inscribible en la categoría del "uso industrial de producción de electricidad". Entendemos que hemos de encontrarnos ante este uso privativo tradicional, con la característica específica de que dicha energía se obtiene con el uso del dominio público hidráulico como soporte de las placas fotovoltaicas generadoras de energía, y no con el aprovechamiento de la fuerza del agua.

Durante el escaso período temporal de vigencia de esta regulación, ya se han presentado problemáticas sociales y cierto rechazo sobre los proyectos de implantación de estas plantas fotovoltaicas flotantes, generalmente

justificadas en razones de impacto ambiental[16]. Otros actores, sin embargo, alaban sus ventajas, principalmente por el mejor rendimiento energético de las placas gracias a los efectos de enfriamiento del agua y la disminución presencia de polvo, ambientales y económicas, sobre todo en tiempos de escasez, en cuanto con la ocupación de los embalses por las placas se aumenta la superficie de sombra sobre estos, lo que permite reducir la evaporación y también porque la protección contra la radiación solar que ejercen ralentiza el crecimiento del fitoplancton, en masas de agua eutrofizadas o en riesgo de eutrofización

Por otro lado, se presentan también como instalaciones energéticas renovables adecuadas para el logro del objetivo de la transición justa, en tanto que la nueva Disposición Adicional decimoséptima excluye la obligatoriedad del trámite de concurrencia competitiva para las solicitudes de instalaciones de generación eléctrica solar fotovoltaica presentadas por comunidades de usuarios y juntas centrales de usuarios que tengan encomendadas, por convenio, la explotación y mantenimiento de canales u otras obras hidráulicas de titularidad de la Administración General del Estado o de los Organismos de cuenca que les afecten.

— Conde Antequera, J. (2023). **La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros**. *Revista de Administración Pública,* 222, 209-240. https://doi.org/10.18042/cepc/rap.222.07

— Díaz Jover, M. (2024). **Nuevas fuentes para actuales problemas. El suministro de agua como productor de energía renovable**. *Cuadernos de Derecho Regulatorio,* núm. 2, pp. 149-161. DOI: 10.37417/cudere/vol_2_2024_2695

— Ezquerra Huerva, A. (2023): **Aspectos jurídicos de la producción de energía hidroeléctrica en las redes de abastecimiento y saneamiento de agua**. *Observatorio del ciclo del agua*, págs. 279-311

— Mellado Ruiz, Lorenzo. (2024). **Retos jurídicos actuales del binomio agua-energía**. Revista Catalana de Dret Públic, 68, 96-114. https://doi.org/10.58992/rcdp.i68.2024.4193

16. Sirva como ejemplo el rechazo de las Cortes de Aragón al Real Decreto aprobado por el Consejo de Ministros de 9 de julio de 2024, sobre el régimen de instalación de plantas fotovoltaicas flotantes en el dominio público hidráulico en cuanto a su implantación en embalses de Aragón.

Capítulo 7

Aspectos técnicos del almacenamiento hidráulico de energía en España

David Castro Valdivia
Ingeniero de Caminos. Doctor en Ingeniería de la Construcción
Director General de Qanat Ingeniería

1. HISTORIA Y EVOLUCIÓN HASTA 2024

Una Central Hidroeléctrica Reversible (CHR) es una instalación que, utilizando dos depósitos de agua situados a distinta altura, almacena energía.

El almacenamiento se produce mediante bombeo de agua en momentos en que el sistema eléctrico presenta exceso de generación, y la recuperación de la energía previamente almacenada se realiza mediante el turbinado de agua en momentos en que la demanda del sistema lo requiere.

En el proceso de bombeo y turbinado se produce con una cierta pérdida energética, siendo el balance energético de un almacenamiento negativo (consume más de lo que genera), por lo que estrictamente las instalaciones de almacenamiento no deben considerarse instalaciones de generación.

Debe señalarse que las centrales hidroeléctricas reversibles que únicamente realizan la actividad de almacenamiento se suelen denominar "de bombeo puro", y se distinguen por turbinar solamente agua que previamente ha sido bombeada.

Sin embargo, existen instalaciones hidroeléctricas que aúnan capacidad de generación convencional con capacidad de almacenamiento. Su generación proviene tanto de caudales previamente bombeados como de caudales aportados naturalmente. Este tipo de CHR se denominan "de bombeo mixto", y pueden presentar balance energético positivo.

En España, la primera CHR fue la de Urdiceto, de 7,2 MW de potencia, que comenzó sus operaciones en 1930, interrumpidas en 2017. Asimismo, en 1947 comienza su operación la CHR de Gobantes, con 3,3 MW de potencia, suspendiendo operaciones en 2019. La primera instalación de gran escala fue la CHR de Villarino I, con 540 MW de potencia, que comenzó operaciones en 1970.

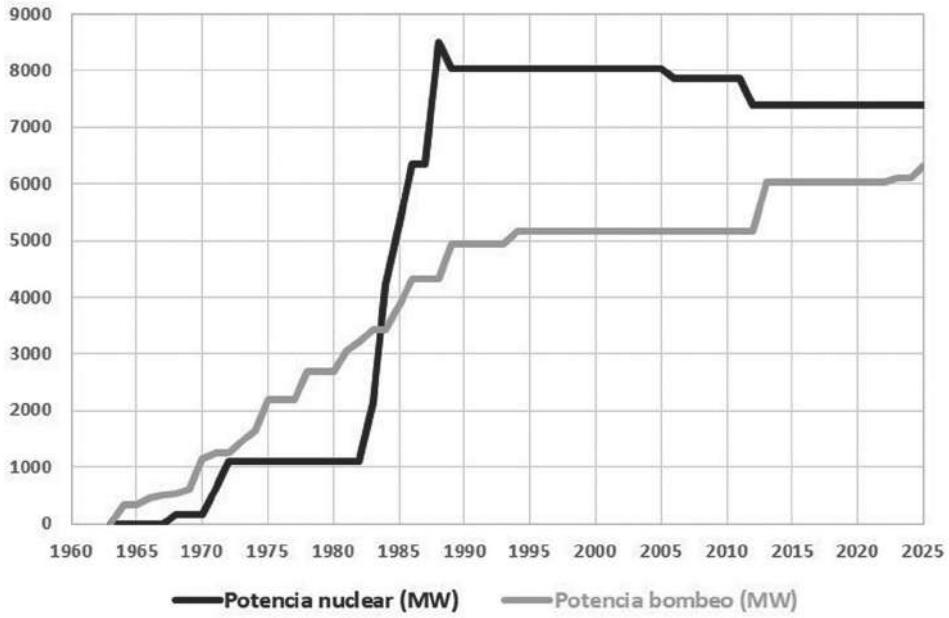
Una parte muy significativa de la potencia instalada en CHR en España se inaugura entre 1970 y 1989, coincidiendo en el tiempo con el inicio de operaciones de los reactores nucleares en España, que comienzan sus operaciones entre 1968 y 1988.

En otros países, en la misma época, en algunos casos se construyeron centrales nucleares y de almacenamiento hidráulico de forma coordinada o, en cierto modo, hibridada, como por ejemplo en la Central Nuclear de Hunterston y la CHR de Cruachan (Escocia). Sin embargo, a nivel internacional ha sido más común el despliegue paralelo en el tiempo, sin una combinación específica de centrales nucleares determinadas asociadas a CHR concretas, tal y como sucedió en España.

No obstante, aunque no exista vinculación específica entre cada central nuclear y de bombeo en España, el despliegue temporalmente paralelo de ambas tecnologías en los años 70 y 80, planificado con muchos años de anticipación, se desarrolla, sin lugar a dudas, con el objetivo de almacenar excedentes de generación nuclear, debido a que esta opera con mayor eficiencia a plena carga, resultando económicamente conveniente para el sistema la producción continua de energía nuclear y el almacenamiento de los excedentes de producción que en los inicios del despliegue nuclear se vertían.

En la gráfica siguiente puede compararse la evolución paralela de potencia instalada de ambas tecnologías, y como su desarrollo se frena de manera brusca y simultánea al finalizar la década de 1980. Conviene recordar que el fin del despliegue del parque nuclear español se produce en 1991, con la paralización de obras en curso en virtud de ciertas disposiciones legales, dimanantes de una preocupación social muy extendida en la época, que se han terminado conociendo como moratoria nuclear.

Evolución de la potencia nuclear vs potencia de bombeo.



Así, se produce un prolongado lapso temporal sin que entren en operación nuevas centrales reversibles, puesto que su necesidad, inicialmente vinculada al despliegue nuclear, decae con la moratoria nuclear.

Sin embargo, el posterior despliegue de las energías renovables variables (ERV), fundamentalmente fotovoltaica y eólica, vuelve, a partir de 2010, a hacer necesario, para el sistema eléctrico, la construcción de CHR.

Esto se debe a que las ERV, como es evidente, producen de forma intermitente y desacoplada de la demanda (producen "cuando hay sol y viento"), por lo que los actores del sector estimaron que su despliegue requeriría una capacidad de almacenamiento, que en la década de 2010 solo era viable mediante las CHR, ya que se preveía, como de hecho sucede actualmente, que en determinados momentos la generación de ERV superaría la demanda del sistema eléctrico.

A fecha de mayo de 2025, existen en España 25 CHR operativas con capacidad de bombeo (véase tabla siguiente), que suman en conjunto, 6.319 MW: 9 centrales de bombeo puro con 3.543,6 MW y 16 centrales de bombeo mixto con 2.775,4 MW.

Bombeo Puro		
Central	Año de puesta en marcha	Potencia (MW)
Guillena	1973	208
Bolarque II	1974	200
Tajo de la Encantada	1978	376,9
Aguayo I	1981	360
Moralets	1983	219,1
Estany Gento-Sallente	1985	439,8
La Muela I	1989	634,8
La Muela II	2013	880
Valdecañas	2025	225
	TOTAL	**3.543,6**

Bombeo mixto		
Central	Año de puesta en marcha	Potencia (MW)
Puente Bibey	1964	315,32
El Pintado	1965	14
Torrejón	1966	132,34
Santiago-Jares I	1967	25,6
Santiago-Jares II	1968	25,6
Ip	1969	88,85
Villarino (fase 1)	1970	540
Montamara	1971	92,4
Conso	1975	270,17
Villarino (fase 2)	1975	270
Tanes	1978	124,17
Gabriel y Galán	1982	111
Guijo de Granadilla	1982	53,4
Aldeadávila II	1986	432,93
Soutelo	1994	214,6
Valparaíso	2023	65
	TOTAL	**2.775,4**

En este contexto histórico, tras el despegue del proceso de transición energética hacia una economía electrificada y descarbonizada en que se encuentra inmerso nuestro país, se ha suscitado entre los actores del sistema, tanto en empresas generadoras como en el organismo planificador (MITERD) como el operador del Sistema (REE), un renacer en el interés por el almacenamiento, que en la actualidad se lleva a cabo principalmente mediante proyectos de CHR y de baterías.

Así, actualmente se encuentran en fase inicial de construcción, o relativamente próximos a iniciarla, un total de 2.175 MW de bombeo mixto (Conso II, 1.800 MW; Belesar III, 215 MW y Santa Eulalia, 160 MW), mientras que aproximadamente 3.023 MW de bombeo puro, de entre las decenas de miles de MW en tramitación, tienen visibilidad de próxima construcción. Se incluyen algunos casos de proyectos que ya cuentan con la concesión de aguas, la declaración de impacto ambiental y los permisos de acceso y conexión otorgados.

La tecnología de CHR, inicialmente desplegada para complementar a las centrales nucleares, ha modificado su papel en el sistema, siendo en la actualidad necesaria tanto para evitar vertidos de energía como para proporcionar servicios auxiliares a la red, tal y como se verá más adelante.

2. NECESIDAD DE LAS CHR EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Debe señalarse, en primer lugar, que la generación eléctrica y el almacenamiento en España se encuentran liberalizados, por lo que cualquier promotor puede iniciar la tramitación de un proyecto de generación o almacenamiento a instancia propia, obtener las autorizaciones necesarias, construirlo y operarlo.

Sin embargo, esto no impide que el Estado procure planificar el despliegue privado de la generación y el almacenamiento, mediante los mecanismos regulatorios y de incentivos a su alcance, y que ejerza una notable influencia en las actividades de la iniciativa privada. Sus principales palancas al respecto son el otorgamiento de permisos de acceso y conexión y las distintas formas de ayudas económicas que se otorgan o prevén conceder al almacenamiento, que van desde ayudas directas a la inversión a pagos por capacidad temporales concebidos como ayuda de Estado (se denomina pago por capacidad a una retribución que se otorga a una instalación en atención a la potencia que tiene disponible para entregar, la entregue o no).

Dentro de la planificación, ocupa un lugar destacado el documento denominado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que publicado en 2021 en su primera edición y revisado en 2023, establece, entre otros muchos parámetros, objetivos concretos de instalación de renovables y almacenamiento.

En enero de 2025, se encontraban operativos en España 32.043 MW de energía fotovoltaica y 32.007 MW de energía eólica, sumando ambas tecnologías 64.050 MW, un 49 % de la potencia instalada en España, que contaba en esa fecha con aprox. 132.000 MW de potencia instalada total. Sin embargo, la potencia demandada máxima en España ha sido de 45.400 MW, sucedida en 2007 y que a enero de 2025 todavía no ha sido superada.

Demandas habituales en momentos de máxima radiación solar se sitúan en la horquilla de 25.000 a 30.000 MW, por lo que, como puede comprenderse, con la potencia ya instalada de fotovoltaica y eólica, hay momentos donde existe una cierta cantidad de MW que, pudiendo producir, deben permanecer desconectados, lo que se conoce como "vertidos de energía".

A estos vertidos de energía por simple exceso de oferta, deben sumarse restricciones técnicas que se introducen en determinados nudos de la red eléctrica en determinados momentos (conocidas en el argot como *curtailment*) por motivos de sincronismo (frecuencia, voltaje, etc.).

Estas situaciones de vertido de energía comenzaron a producirse en 2015, pero se producen de manera sistemática y recurrente desde 2022, año en el cual durante el Domingo de Resurrección (mes de abril) la generación fotovoltaica y eólica por si sola superó la demanda.

Este fenómeno de vertidos de energía ya está presente en nuestro sistema con las instalaciones en funcionamiento. Sin embargo, debe señalarse que, en enero de 2025, un total de 146.352 MW de potencia fotovoltaica y eólica cuentan con acceso y conexión a la red aprobados para antes de 2030. De construirse toda esta potencia, se triplicaría la potencia instalada actual de ERV. El PNIEC prevé que, para 2030, la potencia eólica y fotovoltaica conjunta instalada sea de 132.667 MW, es decir, 68.617 MW más que los operativos a enero de 2025. Dicho de otra forma, prevé la construcción de un 46% de la potencia con permiso de acceso y conexión otorgado. La fiabilidad del PNIEC es lógicamente limitada, y así, por ejemplo, la revisión de 2023 de PNIEC establecía un objetivo conjunto de 62.346 MW de fotovoltaica y eólica a finales de 2025, cifra que ya en enero de 2025 se ha visto ampliamente superada.

El PNIEC estima unos vertidos de energía del 14% de la generación renovable variable en 2030 de no alcanzarse los objetivos de almacenamiento fijados. Aparte del perjuicio económico que se ocasiona para los operadores privados, desde el punto de vista del interés general, resulta evidente que el vertido de energía es del todo inconveniente y contraproducente en el proceso de descarbonización.

Por este motivo, el almacenamiento resulta indispensable para poder acompañar al despliegue renovable, permitiendo entregar energía de origen descarbonizado en el momento en que el sistema la requiera, y no cuando la energía se produzca.

Con estas premisas, el PNIEC ha establecido como objetivo que la capacidad de almacenamiento del sistema sea de 22.500 MW en 2030.

De estos, el PNIEC prevé que 9.500 MW sean de bombeo (2.700 MW de bombeo mixto y 6.800 MW de bombeo puro), lo que significaría que con los MW en operación y los que se encuentran en tramitación avanzada y con visibilidad, se estaría cumpliendo con los objetivos del PNIEC, si bien con un notable retraso en el tiempo.

Ahora bien, los 13.000 MW restantes que el PNIEC encomienda fundamentalmente a las baterías, constituyen cuando menos una apuesta arriesga-

da. Sí bien existe, como hemos señalado anteriormente, un ritmo adecuado de promoción y construcción de CHR en el sistema peninsular, por el contrario a enero de 2025 sólo había instalados como almacenamiento puro 25 MW de baterías.

Numerosas son las publicaciones y comunicaciones que hablan de precios y avances que hacen que las baterías sean cada vez más competitivas, pero la realidad es que el número de MW instalado es bajo, y esencialmente, las capacidades de servicios auxiliares de las baterías no son las mismas que las de las CHR.

Es bien sabido que el 28 de abril de 2025 se produjo un cero absoluto en el sistema eléctrico peninsular, conocido popularmente como el gran apagón. Este gran apagón ha traído a la mesa del regulador y del operador del sistema la inquietud por aumentar la inercia y el sincronismo del sistema, siendo estas dos, propiedades que las CHR aportan al sistema, y que los almacenamientos de baterías, de momento, no aportan. Pese a los grandes avances de la llamada electrónica de potencia, que pretende mediante sistemas electrónicos emular para las baterías la capacidad de sincronismo e inercia de un generador tradicional, no existe de momento certidumbre de su funcionamiento y correcta integración a gran escala, por lo que, de momento, el necesario incremento de capacidad de sincronismo e inercia debe venir principalmente de las CHR, toda vez que las inversiones en ERV, que exigen que el sistema aumente estas capacidades, ya están realizadas.

En resumen, la transición energética necesita almacenamiento para evitar el vertido de energía que se produce por parte de la fotovoltaica y la eólica, y necesita que una parte sustancial de ese almacenamiento provenga de CHR para dotar de ciertos servicios auxiliares que permitan el correcto funcionamiento global de la red, si bien en un futuro es posible que parte o la totalidad de esos servicios auxiliares puedan ser suministrados por baterías equipadas de electrónica de potencia.

3. APORTACIONES ESPECÍFICAS DE LAS CHR AL SISTEMA ELÉCTRICO

La reestructuración del sector eléctrico español se consolidó jurídicamente con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y se materializó con la entrada en vigor del nuevo modelo en el año 2000. Este cambio normativo supuso una profunda transformación del funcionamiento del sistema, orientado a la apertura a la competencia en aquellas actividades

donde técnicamente era viable, y a la regulación estricta en aquellas otras que, por su naturaleza, constituyen monopolios naturales.

Así, el nuevo modelo identifica cuatro actividades diferenciadas dentro del sector eléctrico:

1) La generación, plenamente liberalizada, donde cualquier agente puede participar en el mercado eléctrico mayorista.

2) El transporte, reservado a Red Eléctrica de España (REE), como monopolio natural en línea con la normativa de la Unión Europea. No obstante, cabe señalar que en otros mercados internacionales existen varios operadores.

3) La comercialización, cuya liberalización fue progresiva hasta completarse en 2009.

4) La distribución, que permanece como actividad regulada y considerada también un monopolio natural, tal como es habitual en otros sistemas eléctricos internacionales.

En resumen, la liberalización del mercado se ha implementado donde las condiciones técnicas lo permiten, estableciendo un marco regulatorio diferenciado y transparente para cada una de las actividades del sector, lo que ha facilitado una mayor transparencia en su funcionamiento e incentivado tanto la eficiencia como la inversión.

La naturaleza funcional del servicio de generación trasciende la mera producción de energía eléctrica: el suministro eléctrico implica una complejidad técnica que requiere de la provisión de un conjunto de funcionalidades esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema. Entre ellas, se pueden identificar seis servicios fundamentales (esta división corresponde a la complejidad inherente al sistema eléctrico actual y, si bien es generalmente aceptada en el sector, no está exenta de debate y admite diversos matices interpretativos):

1) Generación de energía propiamente dicha, entendida como el suministro de energía.

2) Garantía de potencia o capacidad, que es la habilidad de un generador de entregar energía en el instante preciso en que se le requiere, y que resulta necesaria para asegurar la cobertura de la demanda en todos los escenarios.

3) Regulación de frecuencia-potencia (balance de red), que permite mantener la frecuencia del sistema en tiempo real.

4) Control de tensión y compensación síncrona, tanto en componente activa como reactiva, que permite controlar los niveles de tensión.

5) Reserva en giro (también llamada rotativo-operativa), que proporciona inercia y capacidad de respuesta ante desviaciones rápidas.

6) Capacidad de reposición del servicio (arranque en negro o en isla), crítica para la recuperación del sistema ante eventos de desconexión de una parte o de toda la red.

En el más que previsible contexto de incremento de los vertidos de energía, es probable que el almacenamiento pueda considerarse eventualmente como un servicio auxiliar adicional que incorporar a la clasificación anterior.

En consecuencia, un servicio eléctrico técnicamente complejo debe integrar de forma efectiva todos estos elementos. No obstante, no todas las tecnologías de generación son capaces de aportar estos seis servicios.

Así, la energía eólica y fotovoltaica contribuyen a la generación y parcialmente a la regulación de frecuencia (pues son capaces de desconectarse).

Las tecnologías de generación térmica, incluida la nuclear, suelen proporcionar el conjunto completo de servicios, aunque pueden presentar limitaciones en funciones específicas como el arranque en negro y exhibir tiempos de respuesta prolongados para ajustes de frecuencia o tensión.

La energía hidroeléctrica proporciona, en términos generales, la totalidad de los servicios con la mayor velocidad de respuesta, a excepción de la generación minihidráulica.

Las centrales de bombeo, si bien no generan energía, ofrecen almacenamiento (con balance energético neto negativo) y pueden aportar los cinco servicios restantes.

Las baterías, de forma análoga, actúan como sistemas de almacenamiento energético, proporcionando capacidad y regulación de frecuencia. Mediante electrónica de potencia, pueden emular algunos de los servicios restantes, aunque de forma aún limitada y en desarrollo.

La necesidad de estos servicios, frecuentemente conocidos como servicios de ajuste o auxiliares, ha quedado de manifiesto abruptamente con

las inestabilidades que, a raíz del incremento de la penetración de las ERV, se han producido en el sistema eléctrico español, alcanzando su máxima expresión en el episodio de cero absoluto registrado en abril de 2025.

Cabe señalar que el incremento en la oferta de los servicios auxiliares debe abordarse considerando el contexto actual, caracterizado por recientes inversiones en renovables que aún requieren ser amortizadas. Por tanto, el aumento de estos servicios no debe depender de un retorno a la utilización de fuentes térmicas convencionales, opción que, si bien resulta técnicamente viable, contravendría los objetivos de transición energética. Hacerlo, supondría un retroceso en el proceso de descarbonización y generaría incertidumbre para la inversión en un sector donde el Estado ha optado por un modelo de financiación privada, siendo el almacenamiento energético la única alternativa viable para recuperar los niveles de calidad y confiabilidad del suministro eléctrico sin comprometer los objetivos de descarbonización.

4. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES

Toda central hidroeléctrica reversible basa su funcionamiento en la alternancia entre el bombeo (para almacenar energía) y el turbinado (para entregar la energía almacenada), empleando generalmente para ello una única máquina que desempeña ambas funciones, y que se denomina turbina reversible.

Las clasificaciones en materias experimentales, como la presente, constituyen aproximaciones conceptuales que no siempre encajan con el conjunto de instalaciones existentes, y pueden presentar cierta ambigüedad interpretativa. No obstante, a pesar de estas limitaciones inherentes, en el ámbito académico resulta necesaria una clasificación que permita comprender mejor las distintas soluciones técnicas y sus respectivas implicaciones jurídicas.

De forma preliminar, debe señalarse la distinción entre **bombeo puro** y **bombeo mixto**.

— Se denomina **bombeo puro** a las CHR que sólo turbinan agua previamente bombeada.

— Se denomina **bombeo mixto** a las CHR que turbinan una combinación de caudales: procedentes tanto de bombeo como de aportaciones naturales al depósito o embalse superior.

Se puede distinguen cuatro tipos principales:

Tipo 1: CHR de bombeo puro de ciclo abierto

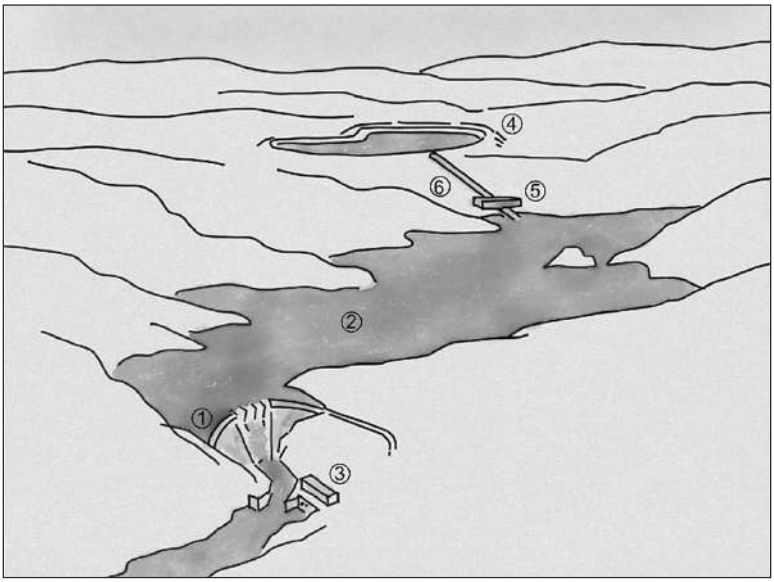
Son aquellas que utilizan como depósito inferior un embalse ubicado en una masa de agua, normalmente preexistente a la construcción de la C HR.

El agua que se bombea y se turbina, no es siempre la misma, sino que se ve renovada por el flujo de aportaciones y desembalses del embalse inferior.

Este embalse inferior puede tener otros usos (abastecimiento, regadío, laminación de avenidas, etc.) e incluso coexistir con un uso hidroeléctrico convencional.

En España, la práctica totalidad de centrales de bombeo puro existentes a la fecha son de ciclo abierto.

Tipo 1. Ciclo abierto.



1. Presa. 2. Embalse – depósito inferior. 3. Central hidroeléctrica convencional.
4. Depósito superior. 5. Central hidroeléctrica reversible. 6. Conducción de la CHR.

Tipo 2: CHR de bombeo puro de ciclo cerrado con agua procedente de una masa de agua

Estas centrales bombean y turbinan entre dos depósitos artificiales (superior e inferior), situados fuera del Dominio Público Hidráulico (DPH), sin afectar sus depósitos a masas de agua existentes.

Normalmente, esto se materializa con dos balsas que ejercen la función de depósito superior e inferior, aunque accidentes geográficos naturales o antrópicos (como por ejemplo huecos mineros) pueden ser empleados como depósito.

Por ser cerrado el ciclo, el agua, que físicamente se bombea y turbina, no es renovada, sino que se trata del mismo bloque de agua. El agua es aportada por una masa de agua, en un proceso de llenado que sucede sólo una vez (el llenado inicial).

La CHR limitará su funcionamiento al bombeo y turbinado del volumen de agua que se ha detraído puntualmente de la masa de agua origen para su llenado.

Debe considerarse que, por el fenómeno de evaporación, así como por las pequeñas pérdidas de agua que se produzcan durante la explotación, es preciso reponer parcialmente el volumen que pierde la CHR.

Es conveniente por tanto destacar que existirán dos demandas de agua por parte de la instalación: la demanda de agua de llenado, necesaria para efectuar el primer llenado de la instalación, y la demanda de agua para reponer las pérdidas que se produzcan (por evaporación y por fugas en el circuito). Por este motivo, es común hablar de tres conceptos de caudal distintos:

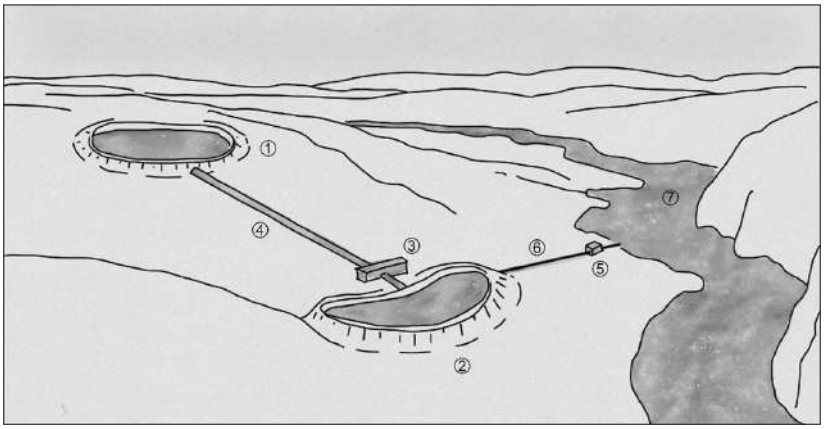
— El caudal de turbinación y/o bombeo

— El caudal de llenado, que es el caudal que se detrae de una masa de agua para realizar el primer llenado de la instalación (y otros posibles en caso de vaciado del circuito por cualquier motivo), pero que en todo caso es puntual en el tiempo.

— El caudal de reposición, o caudal a suministrar durante la operación de la instalación para reponer las pérdidas que tenga la central.

Desde el punto de vista de la masa de agua de origen, tanto el caudal de llenado como el caudal de reposición son detracciones de agua que no serán retornadas a la masa de agua o al DPH en ningún momento ni lugar, de manera análoga al uso agrícola. Por este motivo, existe un debate sobre si el uso del agua para llenado y reposición de este tipo de centrales debe ser considerado consuntivo o no.

Tipo 2. Ciclo cerrado con agua procedente de masa de agua.



1. Depósito superior. 2. Depósito inferior. 3. Central hidroeléctrica reversible.
4. Conducción de la CHR. 5. Estación de bombeo para llenado de circuito.
6. Conducción para llenado. 7. Masa de agua (río) de la que proviene el recurso.

Tipo 3: CHR de bombeo puro de ciclo cerrado con agua no procedente de una masa de agua

Al igual que el Tipo 2, se trata de una CHR de bombeo puro de ciclo cerrado con dos depósitos (superior e inferior) construidos fuera del DPH.

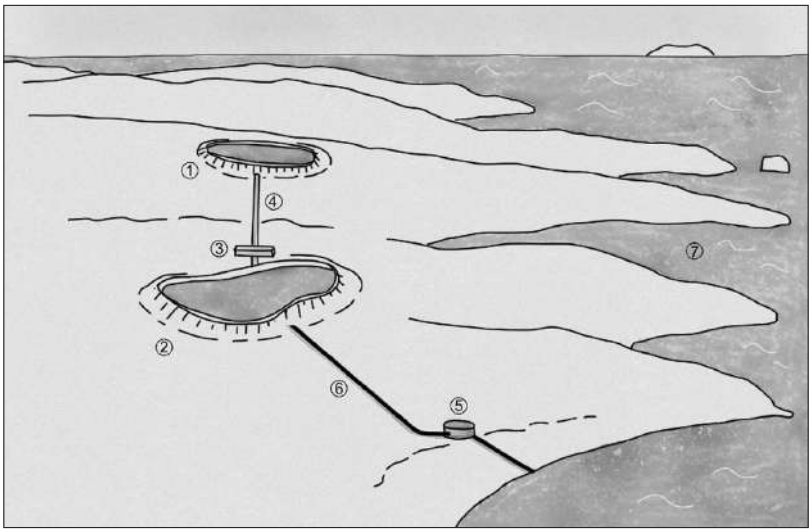
Sin embargo, el agua que se bombea y turbina, es aportada por una fuente no perteneciente al DPH.

Existen diversas posibilidades técnicas: agua desalada (como en la CHR de Chira, en construcción en el momento de redacción del presente documento), aguas subterráneas, aguas procedentes de procesos mineros (CHR Navaleo, en proyecto) o aguas regeneradas, entre otras. Incluso existen algunas iniciativas que prevén el turbinado de agua de mar sin previa desalación, si bien existen incógnitas sobre su viabilidad.

Al igual que en el Tipo 2, los conceptos de caudal turbinado, caudal de llenado y canal de reposición deben ser considerados.

En la actualidad, no existe una definición clara del título habilitante necesario para el uso del agua en estas instalaciones.

Tipo 3. Ciclo cerrado con agua no procedente de masa de agua.



1. Depósito superior. 2. Depósito inferior. 3. Central hidroeléctrica reversible.
4. Conducción de la CHR. 5. Desaladora y estación de bombeo para llenado de circuito.
6. Conducción para llenado. 7. Origen del recurso hídrico (agua marina).

Tipo 4: CHR de bombeo mixto

Constan de dos embalses situados cada uno de ellos en masas de agua independientes que reciben aportes hídricos naturales, típicamente de origen fluvial.

Cada depósito es, por tanto, un embalse con su propia aportación, y generalmente con su propio aprovechamiento hidroeléctrico convencional.

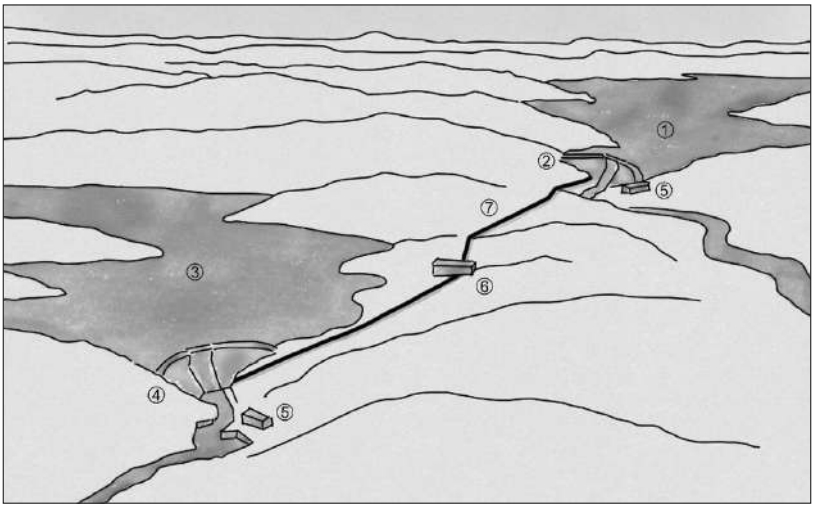
Estos dos embalses se encuentran conectados de manera que es posible bombear agua del embalse inferior al superior, y turbinarla en el inferior, pero tanto el embalse superior como el inferior tienen su propia aportación natural.

De esta manera, una central de bombeo mixto combina la actividad de almacenamiento con actividad pura de generación, puesto que, aunque no se bombee en ningún momento, se podrán turbinar las aportaciones del depósito superior.

Pueden ser por tanto instalaciones de balance energético neto positivo.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, las aguas que turbina la CHR pueden provenir tanto del bombeo como de los aportes naturales al depósito superior, de ahí la denominación “mixto”.

Tipo 4. Bombeo mixto.



1. Embalse – depósito superior. 2. Prensa del embalse superior. 3. Embalse – depósito inferior. 4. Presa del embalse inferior. 5. Central hidroeléctrica convencional. 6. Central hidroeléctrica reversible. 7. Conducción de la CHR.

5. OBSTÁCULOS PARA EL DESARROLLO DE LAS INVERSIONES ASOCIADAS

A modo de generalización necesaria, que puede obviar problemáticas específicas de proyectos particulares, en la actualidad los obstáculos para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles (CHR) que requiere el sistema eléctrico español peninsular se agrupan en cuatro categorías principales: obstáculos ambientales, económicos, regulatorios y de acceso a la red eléctrica.

5.1. OBSTÁCULOS AMBIENTALES

Desde el punto de vista ambiental, existe un claro consenso y un marco regulatorio que descarta la implantación de CHR en Parques Nacionales y en Parques Naturales.

Sin embargo, es preciso reflexionar sobre la compatibilidad de la construcción de una CHR con las otras figuras de protección ambiental que afectan al territorio, es decir, con los denominados espacios protegidos.

De manera general, los espacios protegidos pertenecen a una red que se denomina Red Natura 2000, compuesta por zonas ZEC o Zonas Especiales de Conservación y zonas ZEPA o Zonas de Especial Protección para las Aves.

Otras figuras previas a la creación de la Red Natura 2000, como los LIC (Lugares de Interés Comunitario) o HIC (Hábitats de Interés Comunitario), se suponen integradas en la Red Natura 2000. Sin embargo, existen un cierto número de HIC y LIC que no han sido integrados en la Red Natura 2000 pero que siguen siendo objeto de protección por parte de las administraciones competentes.

Actualmente, existen en España 1.468 LIC integrados en la Red Natura 2000 en la categoría de ZEC (zona de especial conservación), y 662 ZEPA (zona de especial protección para las aves). Suman entre todas ellas una superficie total de aprox. 220.000 km^2, de los que aprox. 138.000 km^2 son terrestres y 84.000 km^2 marinos (MITERD, 2024).

Por tanto, el 27,35 % de la superficie terrestre peninsular española pertenece a la Red Natura 2000. Este porcentaje se encuentra por encima del promedio europeo, con un porcentaje de superficie protegida en el entorno del 18%.

Por otra parte, en el marco del proyecto que ampara esta publicación, se ha determinado el índice de ocupación de determinados parámetros del DPH. Mediante procedimientos de cálculo propio de técnicas GIS, y con base en parámetros de dominio público determinados por la Administración, se ha determinado que:

— El 61,2% de la superficie del Dominio Público Hidráulico Deslindado pertenece a la Red Natura 2000.

— El 43,8% de la superficie del Dominio Público Hidráulico Cartográfico Probable (es decir, no oficialmente deslindado pero calculado con criterios equivalentes a los que se usan para el deslinde) pertenece a la Red Natura 2000.

— El 39,6% de la longitud de la Red Hidrográfica Nacional pertenece a la Red Natura 2000.

Por tanto, puede entenderse que el aprovechamiento del recurso hídrico se encuentra fuertemente condicionado por la existencia de la Red Natura 2000 (RN2000).

Es necesario señalar que la RN2000, si bien tiene una delimitación espacial concreta, no se considera libre de afección porque una instalación no se encuentre ubicada dentro de ella. Más bien, cualquier evaluación ambiental de una infraestructura situada íntegramente fuera de la RN2000 pero próxi-

ma a dichas zonas protegidas por la RN2000, requiere evaluar las afecciones de actuaciones externas pero próximas a sus espacios protegidos

Cada espacio concreto perteneciente a la RN 2000 debe proteger uno o varios valores ambientales específicos, los cuales no necesariamente resultan afectados por la instalación de una CHR. Cada espacio protegido tiene su propio plan de gestión ambiental, de vigencia temporal limitada, habitualmente 6 años.

Sin embargo, en la práctica, la afección a la Red Natura 2000 ha sido utilizada en numerosas ocasiones por parte de las Administraciones Autonómicas como instrumento indirecto de planificación energética, reservándose la Administración una suerte de derecho de veto a proyectos energéticos (y de otro tipo) mediante "candados" incorporados en su planificación ambiental.

Sin exhaustividad, se pueden citar los siguientes ejemplos ilustrativos en planes de gestión vigentes:

— Plan de Gestión de Alto Tajo: declara como usos incompatibles la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas y la instalación de proyectos de almacenamiento energético.

— Plan de Gestión de Sotos y Riberas del Ebro: declara incompatible con la conservación del espacio, la ampliación o implantación de nuevas centrales hidroeléctricas.

— Plan de Gestión de Hoces del Río Júcar: expresamente promueve la revisión de las concesiones vigentes de los principales aprovechamientos hidroeléctricos de la zona.

De este modo, un extenso conjunto de planes de gestión prohíbe la construcción de este tipo de centrales sin permitir siquiera evaluar si el valor ambiental que se pretende proteger resulta compatible o no con dicha construcción.

Hay, además, dos casos paradigmáticos a un nivel superior: Galicia y Extremadura.

En Galicia, el Plan Director de la Red Natura 2000, que contiene las directrices que debe cumplir cualquier plan de gestión ambiental en esta comunidad autónoma, declara como uso prohibido la instalación de nuevos aprovechamientos energéticos y de nuevas centrales hidroeléctricas, sin permitir siquiera evaluar si el valor ambiental a proteger en cada zona específica protegida por la RN2000 resulta realmente afectado por un posible proyecto.

En Extremadura, el Plan Director de la Red Natura 2000 califica como actividades que constituyen amenaza potencial las captaciones de agua superficial destinadas a la producción hidroeléctrica.

Finalmente, resulta necesario destacar la ausencia de criterios definitorios respecto a si las infraestructuras subterráneas (características de las CHR) comportan afección a espacios de la Red Natura 2000. Desde la perspectiva del autor, cuando el objeto de protección de un área específica corresponde, por ejemplo, a valores ornitológicos, la construcción de galerías subterráneas a 300 metros de profundidad, con puntos de conexión superficial distantes de la zona protegida, no debería catalogarse como actividad con incidencia ambiental significativa. No obstante, esta interpretación no encuentra consenso administrativo generalizado, evidenciándose la carencia de doctrina jurisprudencial unificada en la materia. Por último, múltiples resoluciones administrativas incluyen denegaciones o condicionados inviabilizadores basados en afecciones a espacios conectores entre áreas de la Red Natura 2000 (argumento generalizable a todo el territorio) o a futuros espacios candidatos de incorporación a la red.

Actualmente, el organismo encargado de otorgar una Declaración de Impacto Ambiental de un proyecto de CHR de potencia superior a 50 MW es el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. Sin embargo, el proceso administrativo de la concesión de aguas, de un cambio de uso de suelo, de una Licencia de Obras o muchos otros indispensables para ejecutar una CHR están sometidos a informes preceptivos de las Administraciones Autonómicas, las cuales, excediendo el ámbito propio de la normativa ambiental, suelen condicionar la planificación energética territorial mediante alegaciones fundadas en la Red Natura 2000, posiblemente ocultando motivaciones de orden distinto que, aun siendo legítimas, trascienden los objetivos estrictamente ambientales..

Este conflicto, aparentemente de carácter ambiental pero que más bien debería calificarse como competencial, debe ser resuelto si se pretende cumplir los objetivos del PNIEC.

5.2. OBSTÁCULOS REGULATORIOS

La utilización de agua como fuente de almacenamiento de energía, aunque se práctica desde principios del S. XX, ha sido en general asimilada regulatoriamente a la generación hidroeléctrica convencional, cuando en esencia constituye un uso radicalmente distinto.

La diferencia fundamental, desde el punto de vista energético, es que una CHR no es una instalación que, en su cómputo global anual, entregue energía a la red, sino que, es consumidora neta, ya que su función es almacenar energía y en este proceso se consume más energía de la que devuelve a la red, de modo análogo a una batería química.

En cuanto a su afección al DPH, esa asimilación presenta un difícil encaje. Por ejemplo, en los casos de centrales con dos balsas fuera del DPH, puede entenderse que cuando son alimentadas por agua procedente de una masa de agua natural, se está efectuando un uso consuntivo de dicha masa de agua, lo cual contrasta con el funcionamiento de una central hidroeléctrica convencional. Asimismo, en los casos de centrales que se alimentan de agua no procedente de una masa de agua, no existe claridad sobre la necesidad de obtener un título habilitante por parte de la Administración hidráulica para ejercer la actividad de bombeo-turbinado.

Por último, en el caso de centrales que tienen su depósito inferior situado en un embalse preexistente, se ha pretendido en ocasiones aplicar el concepto de "tramo de río afectado", cuando la realidad física de una CHR hace que, de ordinario, no exista tramo de río afectado.

La administración española, en su conjunto, ha abordado esta problemática y ha dado pasos positivos para regular esta realidad: desde la reciente creación de un nuevo uso del agua denominado almacenamiento hidráulico de energía en el RD 8/2023 hasta la diferenciación entre generación y almacenamiento para las solicitudes de acceso y conexión a la red eléctrica.

Sin embargo, queda pendiente completar el marco regulatorio y establecer procedimientos administrativos uniformes y predecibles en todos los organismos de cuenca.

La introducción del nuevo uso del agua con prelación sobre el uso hidroeléctrico, denominado "almacenamiento hidráulico de energía" ha constituido un avance regulatorio relevante, que ha sido respaldado y cuya generalización ha sido recomendada a nivel internacional por organismos como la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD).

No obstante, en España persisten interrogantes en torno a la habilitación administrativa de determinadas configuraciones de las CHR.

En el caso de centrales de bombeo puro en ciclo cerrado con agua procedente de una masa de agua, si bien el circuito opera cerrado, el volumen inicial de llenado y eventualmente el caudal de reposición provienen de una masa de agua, y los caudales detraídos nunca regresan a esta masa de agua.

Desde el punto de vista de la Administración hidráulica, este uso puede interpretarse como consuntivo puntual en el tiempo.

Las solicitudes actuales suelen articularse como concesiones con tres conceptos diferenciados:

— Caudal de turbinado y bombeo

— Caudal de llenado inicial.

— Caudal de reposición, a utilizar eventualmente.

Tanto el caudal de llenado como el de reposición, aunque limitados y acotados temporalmente, pueden ser calificados como consuntivos desde el punto de vista del DPH.

Cabe reflexionar si esta realidad exige una concesión demanial de aguas o si podría habilitarse su autorización mediante figuras más ágiles y proporcionadas a su impacto, como autorizaciones temporales para el llenado u otros instrumentos administrativos.

En lo que se refiere a las centrales de bombeo puro en ciclo cerrado con agua no procedente de masa de agua, categoría en la cual entran las instalaciones que emplean agua desalada, regenerada o cedida por otros titulares concesionales, a no existe un criterio claro sobre el título habilitante necesario para operar. No se trata de un uso concesional tradicional, pero tampoco existe una figura específica que legitime de manera clara el uso de agua con fines de almacenamiento energético.

Se plantea así la necesidad de establecer un título habilitante específico que reconozca esta actividad, especialmente cuando el agua no procede directamente del dominio público hidráulico.

En definitiva, si bien se ha avanzado de forma decidida en la integración del almacenamiento hidráulico de energía como uso del agua diferenciado, queda pendiente desarrollar una doctrina administrativa clara y homogénea que permita autorizar estas instalaciones con seguridad jurídica, proporcionalidad técnica y agilidad procedimental.

5.3. FALTA DE ADECUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Actualmente, el marco retributivo del sistema eléctrico reconoce de forma desigual la prestación de los distintos servicios que componen la industria de la generación eléctrica.

La generación de energía es retribuida en igualdad de condiciones a todas las tecnologías mediante mecanismos de mercado (*pool*), existiendo a la vez un creciente mercado de contratos bilaterales (PPA o *power purchase agreement*).

La garantía de potencia o capacidad no cuenta con un mecanismo retributivo estable desde su reforma en 2007 y su progresiva erosión desde 2012, siendo prácticamente inexistente desde 2015. No obstante, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha planteado recientemente un esquema de ayudas de Estado, previsto para 2025-2026, basado en subastas con retribución parcial (abarcando hasta un máximo de la mitad de la vida útil de la instalación).

La regulación de frecuencia sí dispone de compensación, diferenciada en tres categorías conforme a las capacidades técnicas de los equipos.

El control de tensión y la compensación síncrona, sin embargo, no son remunerados en términos generales.

La reserva en giro y la reposición del servicio sí se retribuyen, aunque de forma restringida y poco transparente.

Se constata la urgente necesidad de clarificar tanto los servicios del sistema como las tarifas asociadas a ellos. El principio de equidad exige que no se retribuya del mismo modo a tecnologías con prestaciones limitadas frente a aquellas que contribuyen de forma íntegra a la estabilidad del sistema. En particular, el cumplimiento de los objetivos de almacenamiento establecidos en el PNIEC —22,5 GW para el año 2030— no será posible en ausencia de mecanismos adecuados de pago por capacidad, que aseguren la viabilidad económica de las infraestructuras necesarias para la transición energética.

5.4. ACCESOS Y CONEXIÓN A RED

La obtención de permiso de acceso y conexión a la red eléctrica constituye, en la actualidad, uno de los principales obstáculos para el desarrollo de nuevas CHR en España. Este acceso, regulado entre otros en el marco del RD 1183/2020, de 29 de diciembre, sobre acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, es indispensable para que cualquier instalación pueda participar en el sistema eléctrico.

Desde un punto de vista cuantitativo, el operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), publica periódicamente la capacidad técnica de acceso

en cada uno de los 936 nudos de la red. En abril de 2025, los datos oficiales indican:

— 321.394 MW de capacidad técnica para generación.

— 358.329 MW de capacidad técnica para almacenamiento.

Sin embargo, esta capacidad técnica no se traduce automáticamente en capacidad disponible. Por diversos motivos regulatorios y de planificación, actualmente solo pueden solicitarse 8.644 MW para almacenamiento, mientras que 349.685 MW se encuentran bloqueados, ya sea por estar reservada su asignación a la celebración de un concurso, por estar pendiente de resolución algún concurso ya convocado, o por procesos administrativos sin resolver (informes de capacidad, actualizaciones de planificación, etc.).

La capacidad de acceso, por tanto, se ha convertido de facto en un recurso escaso y estratégicamente limitado por la acción del regulador, dificultando el despliegue de nuevas infraestructuras almacenadoras, incluso en ubicaciones donde existen condiciones hidráulicas, ambientales y sociales favorables.

A partir de finales de 2024, y tras reiteradas solicitudes por parte del sector, el regulador ha dado un primer paso en la dirección adecuada al desvincular el almacenamiento de la generación convencional en los procedimientos de solicitud de acceso y conexión. Esta distinción, largamente reclamada por el sector, ha permitido al operador del sistema habilitar capacidad adicional específica en ciertos nudos, atendiendo a su perfil técnico.

No obstante, este avance, si bien significativo, resulta insuficiente. Las CHR, como infraestructura singular, requieren una planificación de acceso diferenciada, que tenga en cuenta los servicios auxiliares que aporta, su impacto positivo en la estabilidad del sistema, tanto en inercia como en potencia de cortocircuito (criterios que actualmente limitan la concesión de acceso a las ERV) y su viabilidad técnica de coubicación con ERV ya instaladas en el mismo nudo, por su funcionamiento complementario.

Debe considerarse que las CHR presentan una singularidad crítica: su ubicación no es elegible libremente, sino que responde a una combinación de condicionantes topográficos, hidrográficos, geológicos y ambientales que restringen muy notablemente las ubicaciones viables.

En este contexto, el modelo actual —basado en concursos genéricos por nudo y con fuerte competencia— no resulta apto para permitir el despliegue de las CHR.

Este desajuste entre la localización técnica y la capacidad normativa ha sido advertido por diversos agentes, como la Agencia Internacional de Energía (AIE) ha señalado en 2023 que estableció que "El sistema de concursos de acceso español no contempla adecuadamente las necesidades de proyectos de almacenamiento por bombeo, cuyo emplazamiento no es flexible. Deben establecerse mecanismos de asignación diferenciada y anticipada para estos activos".

Los países de nuestro entorno con necesidad y potencial técnico de almacenamiento hidráulico, como pueden ser Reino Unido y Austria, han instituido mecanismos diferenciados que priorizan al almacenamiento sobre la generación en los procedimientos de acceso y conexión a la red.

Para cumplir el objetivo del PNIEC de alcanzar 9.000 MW de capacidad de almacenamiento hidráulico en régimen de bombeo para 2030, y dado el largo ciclo de desarrollo de estas infraestructuras (tramitación, construcción, puesta en servicio), las convocatorias de concursos de acceso deberían haberse iniciado ya, para garantizar el cumplimiento de ese objetivo. Y si consideramos que en futuras revisiones podría suceder que el PNIEC determine la necesidad de menos baterías y más CHR, como parece posible por las necesidades de servicios auxiliares, este problema adquiere aún más relevancia.

Resulta por tanto más que conveniente revisar la planificación del otorgamiento de capacidades de acceso y conexión para adaptarlas a las exigencias del sistema y a los objetivos del PNIEC.

Capítulo 8

La extinción de las concesiones para aprovechamientos energéticos y la reversión de las instalaciones: la devolución de los bienes de dominio público

Esteban Arimany Lamoglia
Investigador de la Universidad de Granada
Cuerpo de Abogados del Estado (situación jubilación)

1. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo, fruto de un par de aportaciones a los proyectos de investigación sobre el agua y la energía liderados por el Profesor Estanislao Arana, me propongo exponer, sin carácter exhaustivo, las principales consecuencias que lleva aparejada la extinción, por transcurso de plazo, de la concesión de dominio público hidráulico para la producción de energía eléctrica.

En una primera parte, se abordan los aspectos esenciales de la extinción de la concesión por agotamiento de plazo y de la reversión —además del dominio público concedido— de los bienes incorporados por el concesionario al aprovechamiento hidroeléctrico y, en una segunda parte, nos ocuparemos de la posibilidad de demolición de estos últimos bienes, instaurada por la modificación operada en 2012 en el Reglamento del Dominio Público Hidráulico de 1986.

En ambas partes, como se irá viendo, las cuestiones en ellas implicadas han dado lugar a una fuerte litigiosidad de la que se da cuenta, siendo este un capítulo más de las, en ocasiones, no fáciles relaciones que afloran entre los productores de energía eléctrica y la Administración Pública.

Al hilo del análisis al que acabamos de referirnos, el trabajo que se presenta pretende también dejar planteadas algunas dudas sobre las circunstancias en las que, desde un punto de vista clásico, operan las mutaciones jurídico reales provocadas por la extinción de la concesión y la reversión.

No se abordan, en cambio, los aspectos vinculados a la fase posrreversión, que han dado ya lugar a diversos estudios doctrinales, ni aquéllos referidos a la fase de la demolición decidida, en su caso, por la Administración Pública, aspecto este último que ha quedado francamente huérfano de regulación en la modificación reglamentaria de 2012. El estudio se plantea desde la perspectiva de la legislación hidráulica, no siempre bien ensamblada con la legislación sectorial energética, en la que se prevé la obtención de autorizaciones industriales no sujetas a plazo para poder ejercer la actividad productiva, autorizaciones que, en el ámbito que nos ocupa, aparecen subordinadas a la regulación de la concesión sobre el dominio público hidráulico.

Por lo demás, estamos ante una cuestión que no es puramente historicista, relacionada con actividades propias del pasado, toda vez que las centrales hidroeléctricas, en especial las denominadas reversibles o de bombeo, siguen considerándose piezas esenciales del denominado *mix* energético, como lo demuestran, entre otras, las previsiones al respecto de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

2. LA EXTINCIÓN DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS POR TRANSCURSO DE PLAZO

2.1. EL PLAZO DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS EN LA SUCESIÓN NORMATIVA

La temporalidad o sujeción a plazo se considera un elemento esencial de las concesiones demaniales en la actualidad, de modo que se declaran nulas de pleno derecho las otorgadas sin asignarles un plazo de duración (SSTS de 4 de junio de 1997, RJ 1997, 5216 y de 28 de mayo de 1986, RJ 1986, 4601).

Es precisamente atendiendo a su aspecto demanial que la explotación de las centrales hidroeléctricas se sujeta a plazo y reversión. Dicho de otro modo, la actividad de producción de energía eléctrica, a pesar de la declaración del suministro eléctrico como servicio público en 1924, nunca se llegó a publificar o a reservar a favor del Estado y, todavía hoy —ciertamente que con matices y evoluciones relevantes— se considera una actividad regulada de interés general cuyo desarrollo se sujeta a autorización no sometida a

plazo. No estamos, pues, en el caso de la producción de energía mediante la fuerza del agua, ante la clásica subordinación de una concesión demanial a una concesión de servicio público, con vinculación entre ambas, en la que prima la regulación del servicio público sobre la demanial, sino ante la subordinación de una actividad industrial autorizada respecto de la necesaria existencia de una concesión demanial hidráulica que permite desarrollar dicha actividad, de modo que, en el caso de las explotaciones hidroeléctricas, es la regulación de la concesión demanial, insistimos en ello, la que gobierna el fenómeno de la necesaria extinción por transcurso de plazo y la consiguiente reversión de lo concedido y de lo incorporado por el concesionario.

Volviendo ahora al plazo de las concesiones demaniales hidráulicas, la Ley General de Obras Públicas de 1877 preveía un plazo máximo de duración para la ocupación de bienes demaniales de 99 años, si bien el art. 220 de la Ley de Aguas de 1879 estableció la perpetuidad de las concesiones hidráulicas para uso industrial. También preveía la propiedad perpetua de los elementos que el titular de una concesión temporal (ej. canales de riego) pudiera dedicar al aprovechamiento hidroeléctrico en las inmediaciones de dicha concesión.

El Real Decreto de 14 de junio de 1921, modificado por el de 10 de noviembre de 1922, impuso ya para las concesiones que nos ocupan un plazo máximo, sin perjuicio de las prórrogas, de 75 años con carácter general y de 99 años si concurrían aspectos especiales de interés general. El plazo computaba desde el inicio de la explotación. A pesar de su rango reglamentario, tal normativa fue confirmada por el TS en su Sentencia de 18 de junio de 1926 (Gaceta, 9 de noviembre).

La Ley de Patrimonio del Estado de 1964 no modificó la situación, pues, a pesar de que establecía un plazo máximo de 99 años para las concesiones demaniales, ni lo hizo de manera retroactiva ni se imponía a la normativa sectorial.

La legislación vigente, que arranca de la Ley de Aguas de 1985 (LA), en la redacción dada por el Texto Refundido de 2001 (TRLA), y por el Reglamento del Dominio Público Hidráulico de 1986 (RDPH), modificado este último en lo que nos interesa en 2012 (Real Decreto 1290/2012, de 7 de septiembre) se remite a lo que disponga el título concesional, dentro del margen previsto en los planes hidrológicos, pero siempre imponiendo un máximo de 75 años (art. 59.4 TRLA), a contar, hoy en día, desde el día siguiente al de la notificación de la resolución de otorgamiento (art. 97 RDPH), lo que refuerza la fijeza del plazo frente a la opción del cómputo a partir del momento de la autorización de la puesta en explotación.

El plazo máximo de 75 años se proyecta también sobre las concesiones otorgadas con anterioridad a la Ley de Aguas de 1985, desde la entrada en vigor de dicha Ley el día 1 de enero de 1986 (Disposición Transitoria 11, confirmada por la STC 227/1998). Queda claro, pues, que las concesiones otorgadas a perpetuidad no pueden subsistir más allá de 1 de enero de 2061. No queda tan claro qué sucede con las otorgadas por 99 años conforme a la legislación anterior, pues, por ejemplo, una concesión otorgada en 1960 por 99 años podría vencer en 2059, antes, pues, de 2061, pero existen opiniones en el sentido de indicar que, a partir de 1 de enero de 1986, siempre hay que computar 75 años, de modo que la concesión del ejemplo vencería no en 2059 sino en 2035.

En relación con las prórrogas, el art. 59.6 del TRLA prevé que puedan otorgarse, por una sola vez y con un máximo de 10 años, si las obras e instalaciones afectas a la explotación no han podido ser amortizadas. Con arreglo al texto literal de tal precepto, la duración de una concesión podría sobrepasar los 75 años. Sin embargo, el art. 97 del RDPH, en su redacción a partir de 2012, indicó expresamente que el plazo máximo de 75 años incluía las posibles prórrogas (que no pueden solicitarse dentro de los tres últimos años, ex art. 153 RDPH). Tal previsión, se ha entendido como válida por el TS (Sentencias de 25 y 29 de octubre de 2013 y de 11 de julio y 5 de diciembre de 2014) pues, en definitiva, no hacía sino ajustarse a lo previsto con carácter básico en el art. 93.3 de la LPAP, entendiendo el Alto Tribunal que la esencia de lo básico quedaría contradicha si la legislación propia de cada sector demanial pudiera ir más allá de los 75 años.

2.2. EL AUTOMATISMO DE LA EXTINCIÓN POR TRANSCURSO DE PLAZO

Los procedimientos de extinción y reversión de las concesiones demaniales hidráulicas se regulan fundamentalmente en los artículos 163 y siguientes del RDPH, que, como preceptos de procedimiento, se entienden también aplicables a los expedientes iniciados tras su entrada en vigor aunque la concesión se hubiera otorgado con anterioridad.

Tales procedimientos suelen ser tremendamente complejos y, por ello, no es de extrañar que se prolonguen en el tiempo. Un ejemplo paradigmático de ello fue el que dio lugar a la reversión del salto Lafortunada Cinqueta (Huesca) del que tenemos noticia a través de los antecedentes fácticos de sendas Sentencias de la Sala de lo Contencioso de la Audiencia Nacional, de fechas 5 de noviembre de 2019 y 28 de febrero de 2020 (las Sentencias o la Sentencia Lafortunada Cinqueta). La primera de ellas da respuesta a

recursos interpuestos por municipios de la provincia de Huesca y se centra más en los pormenores de la reversión. La segunda responde a recursos del concesionario y se centra predominantemente en la forma de operar la extinción por transcurso de plazo. En dicho caso, entre el agotamiento del plazo concesional y la incoación de un primer expediente de extinción (caducado) transcurrieron alrededor de 5 años; entre el inicio de ese primer expediente y la declaración de caducidad, alrededor de 3 años y, tras la nueva incoación del expediente, otros 2 años de tramitación hasta dictarse una resolución expresa extintiva. Todavía el otorgamiento del acta efectiva de reversión y entrega de instalaciones tardó otros 2 años. En conjunto, pues, más de 12 años desde el transcurso del plazo por el que fue otorgada la concesión. En otros supuestos menos desafortunados se observa, sin tener ahora en cuenta el tiempo transcurrido entre agotamiento del plazo concesional y la incoación del procedimiento extintivo, un acortamiento relativo de los tiempos pues suele tardarse unos dos años para dictar resolución desde la incoación del procedimiento y otros dos años para la entrega de las instalaciones sujetas a reversión. Debe tenerse en cuenta que el artículo 164.1 RDPH, en su actual redacción, permite que la autoridad hidráulica inicie el expediente extintivo con una antelación máxima de 3 años respecto de la fecha de agotamiento del plazo concesional.

Pues bien, en el caso Lafortunada Cinqueta, el concesionario sostenía que la extinción de la concesión no era automática por el simple transcurso del plazo, sino que se producía por el hecho de dictarse una resolución extintiva tras la tramitación del correspondiente expediente (de larga duración, como acaba de verse). En relación con ello, también sostenía el concesionario que la Administración podía evitar dictar tal resolución —y por tanto, en su tesis, la extinción— si concurrían motivos superiores de interés público.

La Audiencia Nacional no compartió el planteamiento del concesionario. En primer lugar, determinó, a la vista de la literalidad de la normativa aplicable y de la jurisprudencia existente, que el simple transcurso del plazo provoca *ex lege* y con carácter automático la extinción de la concesión (en ese sentido, Ss TS 18.3.1996, RJ 1996, 2549; 2.3.2009, RJ 2009, 1564 y 7.10.2008, RJ 2008, 7493) y, en segundo lugar, subrayó que la declaración extintiva es ineludible para la Administración, de modo que no está en manos de esta última decidir no efectuarla. La declaración o resolución extintiva es, pues, un acto debido para la Administración.

El TS ha considerado también que la resolución expresa extintiva de la Administración es *conditio iuris* de la extinción (S. 14.7.1981, RJ 1981, 3484).

Ahora bien, aun desde esa perspectiva, se indica, por una parte, que la necesaria resolución administrativa no es constitutiva sino declarativa de una extinción ya producida por el mero transcurso de plazo y, por otra parte, que la plena eficacia de la extinción no se produce sin la correspondiente resolución que la declare.

Esta distinción entre extinción y plena eficacia de la misma a través de su necesaria declaración no deja de generar cuestiones que, entendemos, no están completamente resueltas, pues parece claro que, mientras no se declara la extinción, el concesionario puede y debe seguir explotando el aprovechamiento hidroeléctrico, de modo que, aun con su derecho concesional extinguido, la continuidad de la explotación sigue siendo legítima y la concesión "extinguida" puede seguir desplegando efectos (Ss TS de 7.7.1994, RJ 1994, 5778 y 5779). Ello enlaza con la siguiente cuestión, relativa a los efectos económicos de la explotación una vez transcurrido el plazo de la concesión pero pendiente de dictarse la resolución extintiva y, todavía más, de levantarse acta de entrega de los elementos adscritos al aprovechamiento hidráulico.

2.3. EFECTOS ECONÓMICOS DE LA EXPLOTACIÓN FUERA DE PLAZO

Uno de los contenidos de la resolución extintiva de la concesión del salto Lafortunada Cinqueta era la necesaria y futura determinación, con reserva de acciones, de la compensación que, según dicha resolución, debía abonar el concesionario a la Administración con motivo de la continuidad de la explotación "fuera de plazo", esto es durante el tiempo transcurrido entre vencimiento del plazo, con extinción de la concesión, y la emisión de la resolución extintiva, declarativa de dicha extinción.

El concesionario —a nuestro juicio algo contradictoriamente, pues, como hemos visto, también defendía que la extinción del título sólo se producía si mediaba resolución extintiva— alegaba que la determinación de una compensación en favor de la Administración no procedía en derecho, puesto que, según indicaba, la jurisprudencia avalaba que, transcurrido el plazo pero todavía no declarada la extinción, el concesionario seguía explotando legítimamente si bien a precario.

La Sentencia Lafortunada Cinqueta confirma el contenido de la resolución extintiva en ese punto, indicando que, transcurrido el plazo y hasta llegar a la resolución extintiva, ni existe explotación con título subsistente ni

explotación a precario, de modo que, con apoyo en los informes de la Confederación Hidrográfica del Ebro y del Dictamen del Consejo de Estado, la Audiencia Nacional estimó procedente que la resolución extintiva ordenara valorar el beneficio asociado a un disfrute en exceso, beneficio cuya valoración acabó realizándose teniendo en cuenta la diferencia entre ingresos de explotación y gastos de mantenimiento, con un importante saldo en favor de la Administración.

Sin que ello suponga pronunciarme, en este momento, sobre la procedencia de la compensación en favor de la Administración, debo admitir que hubiere sido deseable una mayor argumentación de la Sentencia Lafortunada Cinqueta sobre este extremo. Sin duda, la cuestión que acaba de plantearse continuará siendo controvertida en el futuro, puesto que existen aspectos que invitan a una reflexión adicional y que, seguramente, derivan de la tensión existente entre la afirmación de la extinción automática por transcurso de plazo y, al mismo tiempo, de la exigencia de su declaración para que tal extinción surta plenos efectos. En ese sentido, cabe señalar que la Administración puede demorarse (lo hemos visto antes) en la declaración de la extinción por causas no imputables al concesionario y que si se afirma que éste, antes de la resolución extintiva e incluso antes del acta de entrega, explota legítimamente, ello puede llevar a no comprender el motivo de la pérdida del beneficio. También resulta interesante plantear qué sucedería si, en vez de beneficios, se incurre en pérdidas y qué incentivos puede tener un concesionario de buena fe para continuar con una explotación sin beneficio industrial mientras la Administración tramita lo necesario para declarar la extinción y, más allá, levantar el acta de entrega.

3. LA REVERSIÓN DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS

3.1. OBSERVACIONES PRELIMINARES

La reversión es un efecto vinculado a la extinción del título concesional. Por una parte, cuando tal extinción se produce, la Administración concedente recupera la disponibilidad sobre el aprovechamiento previamente concedido y lo consolida con la propiedad de los bienes demaniales que nunca perdió. Por otra parte, tiene lugar un fenómeno traslativo de la propiedad y/o de la posesión de los elementos materiales que el concesionario incorporó en su momento a la empresa concesional.

La reversión se produce cualquiera que sea la causa de la extinción, aunque, lógicamente, adquiere fisonomías distintas según la concreta causa de

que se trate, como ocurre, significativamente, en relación con la procedencia o no de arbitrar una compensación económica en favor del concesionario, normalmente inexistente en los supuestos de extinción por transcurso de plazo que son los que nos ocupan.

En el ámbito de las concesiones hidráulicas para la producción de energía eléctrica, puede decirse que la situación ordinaria comporta la presencia de la extinción del título, la continuidad del aprovechamiento, normalmente por parte de un nuevo titular, y la reversión en los términos antes indicados. Pero puede suceder que las cosas no ocurran de ese modo, puesto que, en ocasiones, a pesar de la extinción del título, el aprovechamiento hidráulico que venía llevándose a cabo decae, no continúa, y, en este último escenario, suele imponerse la demolición de los bienes incorporados por el concesionario saliente, por lo menos de aquellos bienes que ocupan parcelas del dominio público hidráulico. Veamos todo este grupo de cuestiones acto seguido.

3.2. EL PERÍMETRO Y LAS CONDICIONES DE LA REVERSIÓN: LA PERSPECTIVA DE LA UNIDAD FUNCIONAL

Volviendo al esquema ordinario —extinción, continuidad, reversión— la reversión se producirá en favor de la Administración competente para gestionar el dominio público hidráulico y no necesariamente, como se establecía anteriormente en la legislación de aguas, en favor de la Administración del Estado, lo que ya aparece reflejado en el artículo 53.4 del TRLA, a raíz de los pronunciamientos que, sobre este aspecto, realizó el TC en su Sentencia 227/1988, de 29 de noviembre. La doctrina mayoritaria entiende que la posible reversión en favor de las Comunidades Autónomas que hayan asumido competencias sobre las cuencas intracomunitarias operará incluso si hubiera sido la Administración estatal la que hubiera otorgado la concesión en su momento. Por otra parte, la posible reversión en favor de las Comunidades Autónomas añadirá a la disociación entre titularidad del dominio público hidráulico y gestión del mismo una nueva disociación entre titularidad de dicho dominio público y la de las instalaciones revertidas en favor de la correspondiente Comunidad Autónoma.

La reversión se prevé, desde las primeras regulaciones del siglo pasado y también en el artículo 53.4 del TRLA, gratuita y libre de cargas, esto es los bienes pasarán a la Administración sin gravámenes establecidos por el concesionario sobre ellos (previamente autorizado para ello), sean a título de hipoteca o servidumbre. En relación con esto último, la servidumbre puede haberse establecido, en su momento, en favor del aprovechamiento

hidráulico o puede recaer sobre los bienes sujetos a reversión. En el primer caso se conservará la servidumbre establecida en favor de la concesión o predio dominante, aunque cambie su titular, mientras que en el segundo (perímetro reversional como predio sirviente) deberá redimirse o liberarse la servidumbre con motivo de la reversión, salvo que el derecho real se hubiera establecido en favor de un aprovechamiento de otro titular o en favor de una situación predial en la que persista la utilidad pública que motivó la constitución del gravamen (artículos 162.3 y 164.3 del RDPH).

Por supuesto, la reversión de los bienes deberá producirse estando los mismos en condiciones de explotación, lo que nos conduce a la idea del perímetro de la reversión y de la unidad funcional en la que el mismo consiste.

En relación con el perímetro de la reversión, deben tenerse en cuenta los elementos de trazabilidad de carácter procedimental y documental. En ese sentido, y sin perjuicio de las modificaciones que puedan acontecer durante la vida de la concesión, desde el inicio de la misma y hasta el momento en el que se tramite el procedimiento de extinción, deberán tenerse en cuenta fundamentalmente el proyecto presentado por el concesionario y aprobado por la Administración, el acto de otorgamiento de la concesión y el acta de puesta en explotación. En el expediente dirigido a declarar la extinción se prevé una visita de inspección, el levantamiento de un acta de estado de instalaciones y, como se indicó con anterioridad, un informe-propuesta del servicio competente del Organismo de Cuenca sobre el estado de las instalaciones, las reparaciones necesarias, la continuidad del aprovechamiento y la fecha de la reversión (arts. 164.3 y 165 bis del RDPH).

Finalmente, tras la resolución extintiva, en la que también existe una determinación de bienes sujetos a reversión, se levantará la correspondiente acta de entrega de dichos bienes. Como elementos auxiliares de todo ello, no deben perderse de vista los que, con carácter general, podemos denominar registros públicos, como es el caso del registro de la propiedad, el de aguas, el catastro (muy vinculado al IBI que se satisface por el disfrute de los inmuebles de carácter especial) y el registro industrial.

En caso de debate sobre los bienes que integran el perímetro de la reversión, prevalecerá la decisión de la Administración, sin perjuicio, por supuesto, del posterior control judicial (STS 21.4.1975, Ar. 1848 y Decreto resolutorio de conflictos de competencia 3019, de 26.10.1972, entre otros).

Los bienes que integran el perímetro de la reversión constituyen una unidad funcional que no admite disgregación, lo que ya se deduce de algunos

preceptos como es el caso del artículo 67 del Reglamento Hipotecario, en el que se distinguen la inscripción principal de la concesión y las posibles inscripciones de referencia cuya información registral se reconduce, en última instancia, a la procurada por la inscripción principal. Conviene destacar en este punto que la reversión puede serlo de una cuota de la total unidad funcional, como ha sucedido en casos como el de Lafortunada Cinqueta, en relación con aquellos elementos materiales que se utilizaban simultáneamente en distintos aprovechamientos hidroeléctricos (uno que revertía y otro que todavía no había llegado a su fecha de vencimiento), lo que daba lugar, por otra parte, al otorgamiento de un convenio entre titulares (en el caso del aprovechamiento revertido, el nuevo titular) a modo de instrumento sustitutivo de la constitución de una comunidad de usuarios.

Tanto en el TRLA (artículo 53.4) como en la LPAP (artículo 101), parece como si la integridad de la unidad funcional se pusiera en peligro al realizarse en ellos una primera referencia a la reversión de las obras existentes dentro del dominio público hidráulico y necesarias para la explotación. Esta primera aproximación contrasta notoriamente con las previsiones del Real Decreto de 10 de noviembre de 1922 y de los títulos otorgados a su amparo, puesto que, en ellos, se combinó el criterio de destino (reversión de todo cuanto constituye el aprovechamiento, cualquiera que sea la ubicación) con el de localización (todo cuanto se ubique sobre dominio público hidráulico cualquiera que sea el destino).

Ahora bien, el propio artículo 53.4 del TRLA da un paso más cuando indica que la reversión lo será de lo ubicado dentro del dominio público hidráulico *"sin perjuicio del cumplimiento de las condiciones estipuladas en el documento concesional"*, previsión que se acaba acentuando en el artículo 89.4 del RDPH al remitir también al documento concesional y, en su caso, a las condiciones *"relativas a la reversión de otros elementos situados fuera del demanio"*, todo lo cual es coherente con la necesidad de reversión y entrega en condiciones de explotación.

La idea de la reversión de la íntegra unidad funcional triunfó también en las Sentencias Lafortunada Cinqueta, frente a la pretensión de los municipios oscenses en el sentido de que, con la extinción de la concesión demanial, se extinguían también las autorizaciones que aquéllos habían otorgado para la ocupación de montes de utilidad pública con bienes afectos a la producción hidroeléctrica, ocupación que, finalmente, se decretó que persistiría en el tránsito reversional para posibilitar la continuidad de dicha producción.

No obstante, en algún caso en que el título concesional no parecía suficientemente claro, la jurisprudencia ha aplicado la regla de reversión limitada a lo ubicado sobre dominio público (STS 12 de abril de 2004, rec. 6245/2001).

Por lo demás, insistir en que la reversión es el único efecto que ordena expresamente el artículo 53.4 del Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA) como vinculado a la extinción de la concesión, sin que en dicho texto legal se prevea la posibilidad de que la Administración hidráulica opte por la demolición de las obras y elementos que integran el perímetro de la reversión. Esta última posibilidad se introdujo, como veremos de inmediato, en la modificación del RDPH que tuvo lugar en 2012, en la que se invoca expresamente, como texto legal de amparo, la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, de Patrimonio de las Administraciones Públicas (LPAP).

4. LA DEMOLICIÓN DE LAS OBRAS E INSTALACIONES INCORPORADAS POR EL CONCESIONARIO AL APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO COMO ALTERNATIVA A LA REVERSIÓN

4.1. LAS PREVISIONES DE LA LEY DE PATRIMONIO DE LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS SOBRE EL DERECHO REAL DEL CONCESIONARIO, LA EXTINCIÓN DE LAS CONCESIONES DEMANIALES Y LA REVERSIÓN O LA DEMOLICIÓN DE LAS INSTALACIONES

La Ley 33/2003, que entró en vigor el día 4 de febrero de 2004, constituye, en relación con la legislación sectorial y especial hidráulica existente en dicho momento temporal, una ley posterior y de carácter general, con un buen número de preceptos aplicables a la totalidad de las Administraciones Públicas.

Nuestro Tribunal Supremo ha entendido en diversas ocasiones y con distintos argumentos que la Ley 33/2003 ofrece amparo legal a una serie de modificaciones de carácter reglamentario que se han introducido, tras la entrada en vigor de dicho texto legal, en reglamentos sectoriales preexistentes. Es el caso, por ejemplo, de las modificaciones introducidas, mediante preceptos de rango reglamentario, en 2012, en el RDPH de 1986, relativas a la limitación temporal de las prórrogas de las concesiones sobre el dominio público hidráulico y, como se ha anunciado e insistiremos posteriormente, a la posibilidad de optar justificadamente, en el momento de dictarse la resolución extintiva, por la demolición de las obras y elementos incorporados por el concesionario a su aprovechamiento o explotación.

A efectos de nuestro trabajo, interesa detenerse en un par de aspectos concretos del contenido de la Ley 33/2003.

Por una parte, los artículos 97 y 98 de la LPAP, nos indican, dando pistas sobre las mutaciones jurídico-reales a las que nos referiremos posteriormente, qué tipo de derechos ostenta el concesionario demanial, constante la concesión, sobre las obras, construcciones e instalaciones fijas que el mismo haya construido para el desarrollo de la actividad amparada por el título concesional. Se trata, como indica el artículo 97, de un derecho real que, dentro de los límites establecidos por la Ley 33/2003 y durante el plazo de validez de la concesión, confiere al concesionario los derechos y obligaciones del propietario. Estamos, a la luz del mismo texto legal, ante derechos reales de algún modo disociados del derecho real en que la propia concesión consiste, puesto que el artículo 98 de la LPAP permite, bajo determinadas condiciones, transmitir o gravar los derechos sobre obras, construcciones e instalaciones fijas sin necesidad de ceder o gravar la concesión en sí misma considerada. Esos derechos reales claudicarán con la extinción de la concesión.

Por otra parte, el artículo 101.1 de la LPAP establece que, cuando se extinga la concesión —entre otras causas por vencimiento de plazo— las obras, construcciones e instalaciones fijas existentes sobre el bien demanial deberán ser demolidas por el titular de la concesión, o, por ejecución subsidiaria, por la Administración a costa del concesionario, a menos —se sigue indicando— que su mantenimiento hubiera sido previsto expresamente en el título concesional o que la autoridad competente para otorgar la concesión así lo decida. En este último caso, aquellos elementos inmobiliarios serán adquiridos gratuitamente y libres de cargas y gravámenes por la Administración otorgante de la concesión.

Adquisición o demolición de lo incorporado por el concesionario se presentan, pues, como consecuencias o alternativas distintas vinculadas a la extinción de la concesión, siendo de resaltar en estos momentos que, a tales efectos, si el título concesional prevé el mantenimiento de lo incorporado por el concesionario no habrá lugar para la decisión de demolición.

4.2. LA RELATIVA ASUNCIÓN DE LOS POSTULADOS DE LA LEY 33/2003 EN LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO, ACONTECIDA EN 2012, Y LOS LITIGIOS SURGIDOS A RAÍZ DE SU APLICACIÓN

El artículo 53.4 del TRLA, continuista en este punto con la legislación anterior —sigamos insistiendo en ello— sólo contempla la alternativa de

la reversión a la Administración competente como efecto inherente a la extinción del título concesional. Más concretamente, se refiere a la reversión, gratuita y libre de cargas, de cuantas obras hubieran sido construidas dentro del dominio público hidráulico para la explotación del aprovechamiento, sin perjuicio de las condiciones estipuladas en el documento concesional. Ninguna mención, por tanto, a la alternativa de la demolición de los bienes incorporados por el concesionario.

Ahora bien, el RDPH de 1986 se modifica por el Real Decreto 1290/2012, cuya entrada en vigor se produce el 21 de septiembre de dicho año, y, en el texto resultante de tal modificación, se hace referencia expresa a la posibilidad de que, al extinguirse la concesión, la Administración opte, ciertamente no con carácter discrecional, por la no continuidad del aprovechamiento y exija al concesionario la demolición de lo que vendría a constituir el perímetro de la reversión.

En el sentido indicado, el nuevo artículo 165 bis del RDPH regula las particularidades del procedimiento extintivo —el que da lugar a la resolución expresa de extinción— cuando de concesiones hidroeléctricas se trata y prevé que, en el seno de dicho procedimiento, el preceptivo informe del correspondiente Servicio incluya una propuesta razonada sobre el futuro del aprovechamiento a extinguir, que incluya, entre otros aspectos, recomendaciones sobre la continuidad de la explotación, la adscripción de la titularidad de las infraestructuras e instalaciones y sobre la gestión o, en su caso, demolición de las que deben revertir. Por cierto, dada la descoordinación, antes apuntada, entre la legislación hidráulica y la sectorial energética, se encuentra a faltar en el procedimiento extintivo hidráulico la intervención de la autoridad competente en materia de energía dado que, como ya se ha dicho, se precisa también autorización sectorial industrial para el cese de explotación.

Por su parte, siguiendo con la posibilidad de demolición, el artículo 89.4 del RDPH, en la redacción modificada en 2012, tras indicar que al extinguirse la concesión se producirá la reversión, añade una previsión en virtud de la cual se prevén dos escenarios alternativos, esto es, si al extinguirse el derecho concesional la Administración hidráulica considera posible y conveniente la continuidad del aprovechamiento, podrá exigir del concesionario la entrega de los bienes objeto de reversión en condiciones de explotación, pero si, por el contrario, lo considera inviable o su mantenimiento resultara contrario al interés público, podrá exigir la demolición de lo construido por el concesionario dentro del dominio público hidráulico, de conformidad —así se dice expresamente— con el artículo 101 de la LPAP.

Si bien se observa, el seguimiento por parte del RDPH, en su nueva redacción, de la Ley 33/2003 (artículo 101) no puede calificarse de totalmente fidedigno, pues, en la LPAP lo que se indica es que, al extinguirse la concesión, procederá la demolición de los elementos inmobiliarios a los que la misma se refiere, pero siempre que no se haya previsto lo contrario, esto es su mantenimiento, en el título concesional o que dicho mantenimiento se decida por la autoridad competente, supuesto este último —el de mantenimiento— en el que se consolida la adquisición de tales elementos por parte de la Administración.

El caso es que la aplicación, por parte de la Administración hidráulica, del artículo 89.4 del RDPH, en su nueva redacción, en aquellos supuestos en los que se ha decidido la no continuidad del aprovechamiento y la demolición de lo incorporado al mismo por el concesionario, en contraste con títulos concesionales otorgados con anterioridad a 2012, e incluso a 2003, en los que, de conformidad con la legislación vigente en el momento en el que fueron otorgados, sólo se preveía la reversión, ha dado ya lugar —como era de esperar— a una serie de litigios terminados mediante diversas Sentencias de la Sala de lo Contencioso del Tribunal Supremo que, como se verá acto seguido, acaban confirmando las resoluciones administrativas objeto de impugnación.

Tales Sentencias, hasta donde conocemos, son las siguientes:

— 1101/2024, 20 de junio (rec. 6936/2022), CH Bembézar (Córdoba).

— 1223/2024, 8 de julio (rec. 2737/2023), CH Albentosa-Los Toranes (Teruel).

— 1225/2024, 8 de julio (rec. 4804/2023), CH Contreras-Mirasol (Cuenca).

— 1807/2024, 12 de noviembre (rec. 5975/2022), CH Hoz Seca (Guadalajara).

— 414/2025, 4 de febrero (rec. 6378/2022), CH Trabada-San Tirso (Lugo-Asturias).

Nos detendremos, a continuación, en los aspectos fundamentales del debate judicial y en los principales aspectos de las mencionadas resoluciones judiciales, teniendo en cuenta que, en lo sustancial, todas ellas siguen las pautas establecidas en la número 1101/2024, dictada en primer lugar. Por ello, si, en las líneas que siguen, nos referimos solamente a la Sentencia,

deberá entenderse que nos estamos refiriendo, indistintamente, a la dictada en primer lugar o a cualquiera de las posteriores que mantienen la misma doctrina.

4.3. SOBRE LA JUSTIFICACIÓN GENERAL DE LA REFORMA DEL REGLAMENTO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO, RELATIVA A LA POSIBILIDAD DE DEMOLICIÓN, COMO BASE SOBRE LA QUE SE ASIENTA LA DOCTRINA JURISPRUDENCIAL

Como se ha indicado ya, el resultado final de las resoluciones judiciales que acaban de citarse consiste en la confirmación de los actos administrativos impugnados —resoluciones extintivas de la concesión— en los que se imponía la demolición a costa del concesionario, con título anterior a 2012, de lo incorporado por aquel a la explotación concesional.

Para llegar a tal resultado, el TS se ve obligado a superar, uno a uno, una diversidad sucesiva de motivos de oposición esgrimidos por los concesionarios, nada desdeñables, con argumentos jurídicos y líneas jurisprudenciales que no suscitan, al menos para quien escribe estas líneas, una inicial e incondicional adhesión.

En cualquier caso, el Alto Tribunal inicia el fundamento de su decisión final valorando y confirmando, expresamente, que la modificación normativa de 2012 está plenamente justificada, e, implícitamente, que está también justificado aplicarla a cualquier concesión, incluso a las otorgadas —con arreglo a la legislación vigente en el momento de su otorgamiento— con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la modificación normativa, evitando, de esa forma, una suerte de aplicación petrificada del ordenamiento que pudiera impedir aplicar la modificación, materialmente justificada, a esos títulos otorgados con anterioridad.

Se parte de la base de la necesaria eliminación de las obras e instalaciones que, sin justificación socio económica suficiente, invaden el dominio público y, especialmente en el caso de las concesiones hidroeléctricas, que interrumpen la continuidad fluvial, continuidad hoy en día contemplada expresamente como escenario deseable en el artículo 126.4 bis del RDPH, en la redacción dada al mismo en 2023. Esa necesaria eliminación se apoya, en definitiva, en la innegociable protección del dominio público hidráulico. Pero también se reconoce que estamos ante un cambio normativo, ante una previsión reglamentaria anteriormente inexistente, necesaria, se dice, para

propiciar soluciones protectoras más homogéneas en los distintos planes hidrológicos, terminar con ambigüedades y cubrir ausencias regulatorias.

Hay que estar de acuerdo con el expresado objetivo de proteger las características naturales del dominio público hidráulico y, al servicio de ello, con la previsión de desaparición de barreras obsoletas que ya no cumplen con la finalidad que originariamente legitimó su implantación. Ello sin perjuicio, añadimos, de la necesidad de que dicha previsión esté amparada en norma con rango de ley, de la conveniencia de analizar su impacto económico por si la introducción de la nueva obligación de demolición ha de conducir a plantear otras modificaciones normativas coherentes con ella o de tener en cuenta si las obras e instalaciones, ya inadecuadas para el fin de producción de energía eléctrica, pueden, en cambio, seguir cumpliendo otros cometidos igualmente loables desde el punto de vista social y económico.

Pero ese principio de acuerdo, con los matices también indicados, no nos lleva sin más a la conclusión de la procedencia jurídica de la aplicación de la innovación reglamentaria —así reconocida inicialmente por el TS, como una innovación normativa— a títulos concesionales otorgados con anterioridad a su entrada en vigor. Para llegar a esa conclusión se necesitan argumentos adicionales a los que, como se verá, también recurre el TS, con una serie de consideraciones que tampoco nos resultan inequívocamente convincentes.

La Abogacía del Estado da un paso más en la senda de buscar una justificación universal para aplicar a los concesionarios, sea cual sea la fecha de otorgamiento del título concesional, la obligación de demolición a su costa, cuando indica, en suma, que el concesionario contamina y es responsable de un daño. Según la Abogacía del Estado, el concesionario se ha beneficiado de la explotación durante el período concesional y, con ella, ha ocasionado costes ambientales, externalidades negativas, de tal modo que se debe procurar su recuperación pública con arreglo al principio de quien contamina paga. Por otra parte, siempre según la Abogacía del Estado, el concesionario, con su explotación, es el causante de daños al recurso natural y debe responder por ello con arreglo a Ley 20/2007 de responsabilidad medioambiental. Ahora bien, creemos que es legítimo pensar que, cuando menos, resulta dudoso que quien realiza una explotación amparada en título legítimo bajo un régimen jurídico que incluye la percepción, por parte de la Administración competente, de tributos *ad hoc* y de cánones concesionales, pueda tacharse de agente contaminador y causante de un daño con las consecuencias que de ello extrae la Abogacía del Estado.

En definitivas cuentas, creemos que las justificaciones generales esgrimidas que acaban de relatarse no son, *per se*, suficientes para amparar una resolución desestimatoria de los recursos de casación interpuestos por los concesionarios.

4.4. SOBRE LA BASE LEGAL DE LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 89.4 DEL REGLAMENTO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO Y SOBRE LA IDENTIDAD O DIFERENCIA ENTRE LAS PREVISIONES LEGALES Y REGLAMENTARIAS AL RESPECTO

Este es un aspecto en parte analizado en el anterior apartado 4.2 de este trabajo, pero sobre el que conviene insistir.

Como hemos dicho, el artículo 53.4 del TRLA de 2001, en el mismo sentido que las normas que le han precedido, y todavía en su actual redacción, contempla la reversión de las obras incorporadas por el concesionario como efecto asociado a la extinción de la concesión, sin mención alguna a la posibilidad de demolición. Los títulos concesionales otorgados con anterioridad a la entrada en vigor de la modificación del RDPH introducida en 2012 se alinean necesariamente con los postulados de la reversión y, por supuesto, ninguna norma anterior a 2012 habilita a que la Administración decida, a la extinción de la concesión, un destino distinto para las obras e instalaciones incorporadas por el concesionario al que esté previsto en el título concesional.

El artículo 101.1 LPAP de 2003 prevé, como también nos consta, que, a la extinción de la concesión, se proceda a la demolición de lo ubicado por el concesionario sobre el dominio público hidráulico, pero siempre que el título concesional no prevea la reversión con entrega de instalaciones a la Administración, supuesto este último en el que no procederá la demolición. Prima, por tanto, si es el caso, la reversión prevista en el título concesional.

El artículo 89.4 del RDPH de 1986, en su redacción originaria y hasta su modificación en 2012, se ajustaba, en el aspecto que nos interesa, a la única alternativa plasmada, todavía hoy, en el TRLA de 2001. Pero, a partir de 2012, como se viene indicando, se introduce un último párrafo en dicho artículo 89.4 que prevé que, en función de una serie de parámetros que nada tienen que ver con lo previsto en el título concesional, la Administración pueda optar por la continuidad de la explotación y la reversión o por la no continuidad y la demolición. Entendemos que ello no se ajusta ni a lo pre-

visto en el TRLA ni, estrictamente, a lo previsto en la LPAP (reversión y no demolición siempre que así se establezca en el título concesional).

No obstante, el TS nos recuerda en la Sentencia que el mismo Tribunal ya había resuelto (en su Sentencia de 25 de octubre de 2013, rec. 559/2012) un recurso directo anterior interpuesto contra el artículo 89.4, en su nueva redacción, en el sentido de estimar —con toda seguridad sin entrar en todos los matices que rodean a la problemática que nos ocupa— que dicho precepto modificado disponía de cobertura legal en el artículo 101.1 LPAP, en la medida que en este último —contenido, con carácter básico, en norma general sobre el patrimonio público y posterior al TRLA de 2001— sí se preveía la posibilidad de demoler.

A la vista de tales precedentes jurisprudenciales, puede resultar temerario sostener que la modificación que nos ocupa del RDPH sea nula totalmente por carecer de soporte en norma con rango de ley. Pero la controversia, directa o indirectamente, sigue viva y es el caso que la Administración Pública, a la hora de aplicar el artículo 89.4 en su actual redacción, puede encontrarse en uno de los dos siguientes escenarios:

— Concesiones otorgadas con posterioridad a 2012. Es difícil que un título concesional acoja como único efecto extintivo el de la reversión con entrega de instalaciones, siendo, como es el caso, que la actual redacción del artículo 89.4 del RDPH prevé también la opción de demolición, aparentemente cualquiera que sea lo indicado al respecto en el título concesional. Sin embargo, en el recurso de casación que dio lugar a la Sentencia se intenta lograr respuesta por parte del recurrente —asumiendo que incluso la LPAP exige la reversión en el caso de que así se prevea en dicho título— acerca de qué ocurriría si el documento concesional tan sólo contemplara la solución de la reversión. El TS no se siente constreñido a dar respuesta a tal cuestión, pues, según indica, al tratarse en el supuesto enjuiciado de una concesión otorgada en el año 1929, la respuesta a un pronunciamiento como el pretendido ninguna trascendencia tendría para la resolución del concreto recurso.

— Concesiones otorgadas con anterioridad a la entrada en vigor de la modificación reglamentaria de 2012 y que, de acuerdo con la normativa anterior hasta el dictado y aplicación del TRLA de 2001, tan sólo ordenaban la reversión de lo incorporado por el concesionario a la extinción del derecho de aprovechamiento. Este es el escenario nuclear contemplado en las Sentencias que motivan esta segunda

parte de nuestro trabajo, puesto que la Administración competente, a la extinción de la concesión y sintiéndose amparada por el sentido de la modificación normativa, decidió en las correspondientes resoluciones extintivas (objeto de impugnación y que dieron lugar al recurso de casación) imponer a los recurrentes la obligación de demolición.

En definitiva, la cuestión central a resolver por el TS consistió en determinar si la posibilidad de imponer la demolición —amparada genéricamente según el propio TS por el artículo 101.1 LPAP— resultaba también aplicable a títulos anteriores a la modificación reglamentaria que imponían expresamente la reversión a la extinción de la concesión.

Veamos, acto seguido, las posturas de las partes y la respuesta del TS al respecto.

4.5. SOBRE SI LA OBLIGACIÓN DE DEMOLICIÓN, TAL Y COMO SE PREVÉ EN LA MODIFICACIÓN DE 2012, SE APLICA TAMBIÉN A LAS CONCESIONES OTORGADAS ANTES DE LA MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO

Para los recurrentes, y como quiera que su título concesional anterior a 2012 preveía la reversión —entendida como incompatible con la demolición a su costa— la aplicación a la extinción de dicho título de las nuevas previsiones del RDPH, introducidas en 2012, suponía una aplicación retroactiva ilegal de las mismas, vulneradora de los artículos 9.3 CE y 2.3 del CC, teniendo en cuenta, además, que el legislador ni siquiera había previsto disposición transitoria alguna que amparara tal retroactividad.

Por el contrario, la Sentencia niega que exista aplicación retroactiva, pues, al hilo de constatar que, para dar eficacia a la extinción de la concesión por transcurso de plazo y de decidir sobre el destino de lo incorporado por el concesionario, resulta necesario tramitar un procedimiento —susceptible de ser iniciado de oficio o a instancias del propio concesionario— que termina con una resolución extintiva, llega a la conclusión de que estamos ante normas puramente procedimentales y, así las cosas, entiende que resultan aplicables al caso las normas de procedimiento que rigen cuando se inicia el procedimiento extintivo (ex. Disposición transitoria tercera de la Ley 39/2015 y de la Ley 33/2003), esto es las contenidas en el RDPH tras su modificación de 2012.

Tal conclusión se conecta en la Sentencia con una, al nuestro parecer, confusa y nada desarrollada apelación a ciertas resoluciones anteriores del Alto Tribunal relativas a la legislación aplicable a las solicitudes formuladas por el interesado en función del momento en el que se formula la solicitud y a la posible aplicación de retroactividad de grado mínimo o medio.

Por lo demás, el TS, alineado con algunas de las tesis de la Abogacía del Estado, recuerda que la reforma está justificada; parece asumir que las concesiones se rigen por la legislación que esté vigente en cada momento; indica que la Administración no ha modificado los términos de la concesión, sino que han cambiado los efectos legales derivados de la extinción por el vencimiento del plazo y alude a lo que ya venía previsto, antes de la reforma de 2012, en el artículo 162.2 del RDPH desde 1990. En virtud de este último precepto, la Administración podrá imponer motivadamente en el momento de la extinción las condiciones que considere oportunas para evitar perjuicios a terceros o al interés público, condiciones que se impondrán con carácter obligatorio al titular del derecho extinguido.

De un modo u otro, lo que indica el TS —a nuestro juicio algo contradictoriamente— es que no hay retroactividad, bien porque estamos ante la aplicación de normas de procedimiento (lo que creemos se indica normalmente es que las normas de procedimiento se aplican retroactivamente), bien porque la posibilidad de demoler ya estaba implícita, con anterioridad a la reforma de 2012, en las previsiones del mencionado artículo 162.2 RDPH.

No podemos adherirnos, sin más, a las conclusiones del TS. Por una parte, no parece que una norma que se dirija a determinar los efectos de la extinción de un título concesional pueda calificarse de norma de procedimiento. Da la impresión de que, con un argumento como el utilizado en la Sentencia, cualquier norma que regulara el contenido de una resolución administrativa pudiera ser calificada de norma procedimental por el hecho de ser el último eslabón de un procedimiento administrativo. Los graves efectos que se derivan de la resolución extintiva de la concesión no permiten, a nuestro juicio, calificar de norma de procedimiento el precepto que prevé tales efectos. Por otra parte, decir que el artículo 162.2 RDPH ya preveía y prevé la posible demolición, y, por tanto, que, tampoco desde este punto de vista, media aplicación retroactiva, no alcanza a explicar el motivo por el que la nueva redacción del artículo 89.4 RDPH necesita apelar al artículo 101.1 de la Ley 33/2003 como norma legal de amparo, ni cómo se compatibiliza tal forma de entender el artículo 162.2 del reglamento, en redacción anterior a 2003, con las previsiones del artículo 53.4 del TRLA, norma de rango

superior, que otorgaba y otorga primacía a lo previsto en el título concesional sobre la reversión de lo incorporado por el concesionario.

4.6. SOBRE EL EJERCICIO DE LA POTESTAD DE DECIDIR LA DEMOLICIÓN

En relación con este punto, la Sentencia 1101/2024 presenta una peculiaridad al hilo de confirmar, al resolver el recurso de casación, la estimación parcial que contenía la Sentencia recurrida dictada por la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Andalucía (sede Sevilla). En ambas resoluciones judiciales, se acaba poniendo de relieve que la decisión sobre la continuidad de la explotación o sobre la no continuidad, y la consiguiente imposición de demolición, debe adoptarse, precisamente, en el momento de dictarse la resolución extintiva de la concesión y no en momento anterior.

En el caso enjuiciado, el Presidente de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir había aprobado con carácter definitivo, en octubre de 2019, la transmisión de la concesión sobre el salto Bembézar, cuyo título originario se había otorgado en 1959 con previsión de reversión al finalizar su vigencia. En dicha resolución de 2019 se mantenían las características generales de la concesión y se establecía la subrogación del cesionario en los mismos derechos y obligaciones del cedente. No obstante, una condición general de la aprobación de la transmisión indicaba que, al extinguirse la concesión, las obras, construcciones e instalaciones fijas existentes sobre el dominio público hidráulico deberían ser demolidas por el titular de la concesión o, por ejecución subsidiaria, por la Administración a costa del concesionario, a menos que la autoridad competente para otorgar la concesión decidiera su mantenimiento, supuesto este último en el que se produciría la reversión.

Pues bien, la Sentencia de instancia acabó considerando nula la mencionada condición general, no porque no cupiera la demolición sino porque una orden en ese sentido no puede establecerse de antemano, sino siguiendo el procedimiento determinado en el artículo 89 RDPH conforme a la redacción que se le dio en 2012. En el mismo sentido, el TS entendió que el mencionado precepto, en su apartado 4, contempla la posibilidad de demolición pero tras la tramitación del correspondiente expediente administrativo, con emisión de los informes procedentes, y, una vez constatadas las circunstancias de inviabilidad e interés público existentes en el momento de la extinción, de modo que debe ser en el seno de dicho procedimiento extintivo cuando se decida tal cuestión, con base en lo dispuesto en el artículo 89.4 RDPH y

101.1 de la Ley 33/2003, sin que apriorísticamente se pueda imponer una condición general contraria a los citados preceptos.

Precisamente, en conexión con lo que acaba de indicarse, el TS también subraya que la decisión final sobre continuidad o no del aprovechamiento, sobre reversión o demolición, compete exclusivamente a la Administración Hidráulica en el ejercicio de una potestad de carácter discrecional. La decisión deberá estar, según el Alto Tribunal, suficientemente motivada y justificada, tras, en su caso, la acreditación de la concurrencia de los conceptos jurídicos indeterminados de "inviabilidad" e "interés público" que justifican la demolición si esta es efectivamente la opción que elija la Administración. Eso sí, finaliza diciendo el TS, corresponderá a la jurisdicción contencioso-administrativa el control judicial de la decisión adoptada y de la adecuada observancia de la legalidad en el ejercicio de la citada potestad discrecional.

Dicho lo anterior, conviene precisar que, en el conjunto de litigios que dieron lugar a las SSTS a las que nos venimos refiriendo, los recurrentes no ponían en cuestión los motivos que conducían a la decisión de demolición, sino que lo que discutían, como se viene precisando, era la legalidad de decretar la demolición en el seno de concesiones cuyo título de otorgamiento, anterior a 2012, preveía únicamente la reversión. No se discutía que, una vez producido este último fenómeno traslativo, la Administración pudiera decidir la demolición a su costa. Resultaba evidente para los recurrentes que, imponerla a costa de los mismos al dictarse la resolución extintiva, les producía un perjuicio económico que legalmente no debían soportar.

4.7. SOBRE EL IMPACTO DE LA DECISIÓN DE DEMOLICIÓN SOBRE LA ECONOMÍA DE LA CONCESIÓN

El impacto negativo de la decisión de demolición sobre la economía de la concesión se plantea frontalmente por el recurrente en el recurso que dio lugar a la Sentencia 1101/2024, si bien tal aspecto acaba siendo ignorado por el TS, pues, ni en dicha resolución ni en ninguna de las otras que son objeto de análisis en este trabajo, se termina abordando esta relevante cuestión, posiblemente, aunque no se indica, por las especiales condiciones que rodean al recurso de casación.

Para el recurrente, la introducción de la obligación de demoler las obras cuando el título concesional no lo prevé supone una modificación de la concesión que ha de tener su correspondiente contrapartida económica, pues de lo contrario, según aquél, se rompería el equilibrio económico financiero del

contrato de concesión. El recurrente parte, pues, de la premisa de calificar como contrato la concesión de dominio público hidráulico y, vinculado a ello, de entender que se ha roto el equilibrio económico financiero mediante el ejercicio de una prerrogativa administrativa de modificación contractual, una suerte de *ius variandi*.

Resulta enormemente discutible la asunción por el recurrente de tal premisa, dado el debate existente sobre la naturaleza jurídica de la concesión demanial, como contrato o como acto unilateral sujeto a aceptación por parte de su destinatario, y, en consecuencia, sobre la aplicabilidad o no, en el seno de una concesión demanial, de las previsiones sobre mantenimiento y restablecimiento del equilibrio económico financiero regulado para las concesiones de obra o servicio. Ahora bien, que la premisa sea discutible no significa que no tenga pleno sentido preguntarse si poner sobre la espalda económica del concesionario la carga de demoler lo que incorporó a la concesión cuando dicha carga no sólo no se preveía en el título de otorgamiento (si se quiere, acto unilateral) sino que lo previsto era únicamente la entrega de lo incorporado fruto de la reversión, no supone una decisión que impacta negativamente sobre la economía concesional y, en consecuencia, o no debería adoptarse, o, caso de adoptarse, requeriría una compensación económica en favor del concesionario al que se impone la carga.

En suma, creemos que, más allá de lo resuelto por las Sentencias, debería abrirse un debate sobre la procedencia de aplicar en estos casos alguno de los mecanismos de indemnidad patrimonial de los consagrados en los artículos 9.3, 33.3 y 106 de la CE, debate que excede de las posibilidades y objetivos de este trabajo. Como puede fácilmente observarse, tal planteamiento supone chocar frontalmente con las tesis de la Abogacía del Estado, antes mencionadas, consistentes en la congruencia de la nueva carga del concesionario con el principio quien contamina paga y con la responsabilidad de quien produce un daño ambiental mediante el ejercicio de una actividad económica.

Nos parece que, para abordar un análisis como el que se acaba de apuntar, puede constituir un valioso precedente el caso resuelto por la STS, Sala de lo Contencioso-Administrativo, de fecha 25 de mayo de 2005 (rec. 4297/2002), en la que se anula la imposición de la obligación de demoler a cargo de concesionarios que devinieron como tales por aplicación de la Disposición Transitoria Primera de la Ley de Costas.

Sabido es que en el artículo 72 de la Ley de Costas se establece que, en caso de extinción de la concesión, la Administración Pública decidirá sobre

el mantenimiento de las obras e instalaciones o su levantamiento y retirada por el concesionario y a sus expensas. Por cierto, tal decisión debe adoptarse en la legislación de costas —con mayor lógica económica y jurídica que en la legislación de aguas, pues en esta última puede darse el caso de que el concesionario no conozca el destino de los bienes que haya incorporado sino en el momento de dictarse la resolución extintiva, en ocasiones dictada mucho tiempo después del agotamiento del plazo concesional— con un mínimo de 6 meses con anterioridad al vencimiento del plazo de vigencia de la concesión y se indica que sólo si se opta por el mantenimiento se entiende producida la reversión. Por su parte, la Disposición Transitoria Primera del mismo texto legal privó de su derecho a los propietarios de obras e instalaciones sobre dominio público marítimo terrestre y lo transformó en una concesión temporal exenta de pago de canon en favor de la Administración. En definitiva, tal previsión se entendió como una expropiación legislativa a los antiguos propietarios que eran indemnizados o compensados mediante el otorgamiento de una concesión que, en ese sentido, operaba como indemnización compensatoria por la privación del anterior derecho de propiedad. Así las cosas, el Tribunal Supremo entendió que, en los casos contemplados en la mencionada Disposición Transitoria Primera, no cabía imponer la obligación de demoler pues tal imposición, según el Alto Tribunal, implicaría la ruptura del equilibrio indemnizatorio legalmente establecido.

Tal forma de ver las cosas supone asumir que toda concesión tiene un valor económico y que imponer la carga de demolición al vencimiento de la misma merma dicho valor. Cuando dicha merma se contempla ya, como posible, en el momento de otorgamiento de la concesión no parece discutible que el concesionario deba afrontarla sin compensación. El valor de su concesión incorporaba ya tal posibilidad. Por el contrario, cuando en el momento del otorgamiento sólo se preveía la reversión y, en ningún caso, la carga de demoler lo incorporado por el concesionario, la ulterior imposición de tal carga en virtud de un cambio normativo que acaba entendiéndose aplicable a títulos otorgados con anterioridad a su entrada en vigor, suscita la cuestión consistente en dilucidar si la aplicación de dicho cambio normativo no supone merma de valor y romper, en suma, por causa no imputable al concesionario, el equilibrio económico concesional con el que nació su concesión. No obstante, como hemos indicado, la cuestión se deja planteada a modo de sugerencia de análisis, sin que el alcance de este trabajo permita profundizar en ello.

Por lo demás, el conjunto de cuestiones económicas que suelen plantearse con ocasión de la extinción de la concesión de dominio público hidráulico

no siempre parece tratado con la debida congruencia. Como hemos visto antes en relación con el caso Lafortunada Cinqueta, la Audiencia Nacional ha estimado como conforme a derecho una resolución extintiva en la que se ha exigido al concesionario una compensación económica por los beneficios obtenidos en el período comprendido, a veces prolongado, entre el momento del vencimiento del plazo y el momento de dictarse dicha resolución. Pues bien, si según la Abogacía del Estado la demolición a costa del concesionario no es sino consecuencia del principio quien contamina paga, siendo el concesionario quien debe asumirla como contrapartida del beneficio obtenido por la explotación del recurso natural, ¿no debería sufrir también la Administración parte de los costes de demolición cuando ha sido ella quien, mediante la compensación que se le impone al concesionario en el escenario antes descrito, obtiene los beneficios de la explotación más allá del plazo de vencimiento?

5. SOBRE LA CONTRAPOSICIÓN TÉCNICO JURÍDICA ENTRE REVERSIÓN Y DEMOLICIÓN. REFLEXIONES SOBRE LAS MUTACIONES JURÍDICO REALES PRODUCIDAS A RAÍZ DE LA EXTINCIÓN DE LA CONCESIÓN

5.1. LA TESIS DE LA REVERSIÓN AUTOMÁTICA AL VENCIMIENTO DEL PLAZO DE OTORGAMIENTO DE LA CONCESIÓN

La extinción de las concesiones por transcurso de plazo y la previsión de reversión, tanto de lo concedido como de los bienes incorporados por el concesionario, en favor de la Administración —mutación jurídico real derivada de tal extinción—, presentan características e interrogantes jurídicos rodeados de una cierta complejidad y no exentos de trascendencia práctica, como es el caso de determinar el régimen jurídico de los embargos de los derechos del concesionario por parte de sus acreedores constante la concesión y en el momento de su extinción, por citar solamente uno de los ámbitos derivados sujetos a debate.

Yo mismo me ocupé de esta cuestión en mi obra juvenil, publicada en editorial Bosch, sobre la reversión de la concesión de servicio público, algunos de cuyos planteamientos se pueden entender extrapolables al resto de concesiones y, entre ellas, a las concesiones demaniales.

Puede indicarse que la que podríamos denominar tesis clásica explica las cosas, sin entrar ahora en los últimos detalles, del modo que se expresa acto seguido:

— El concesionario obtiene un aprovechamiento o explotación temporal de una actividad o de un bien público y, durante su vigencia, incorpora a la concesión una serie de obras e instalaciones sobre las que se acaba entendiendo que ostenta una suerte de derecho de propiedad limitado (recuérdese que la LPAP se refiere hoy a los derechos y obligaciones del propietario, con las limitaciones que establece la propia Ley). Las limitaciones que afectan al derecho del concesionario derivan de su propia temporalidad (carga de reversión) y conciernen también a las facultades de libre goce y disposición, pues, además de utilizar los bienes conforme a la finalidad de la concesión, se requiere autorización administrativa para determinados actos de enajenación y gravamen.

— La extinción de la concesión se produce automáticamente por simple transcurso de plazo, si bien su plena eficacia requiere que tal extinción se constante en una resolución expresa extintiva que, en ese sentido, tiene carácter declarativo y no constitutivo de la extinción. Lo mismo, se dice, sucede con la mutación jurídico real en que la reversión consiste. Con la extinción de la concesión, revierte a la Administración, también de forma automática, lo concedido (en nuestro caso, el derecho de aprovechamiento sobre un recurso que nunca dejó de ser público) y el conjunto de los bienes incorporados por el concesionario a la empresa concesional, de modo que la obligatoria entrega de tales elementos que acompaña o sucede a la reversión tampoco es constitutiva de la misma sino reflejo de una obligación que surge para dar efectividad a una reversión que ya se había producido automáticamente con anterioridad.

— Entre la reversión y la entrega final de los bienes a la Administración surge un período de difícil calificación —de precario especial, para alguna jurisprudencia— durante el cual el concesionario de buena fe sigue ostentando la posesión legítima de bienes que pertenecen ya a la Administración Pública.

5.2. LA PUESTA EN CUESTIÓN DEL AUTOMATISMO DE LA REVERSIÓN A RAÍZ DE LAS PREVISIONES DE DEMOLICIÓN QUE ACTUALMENTE CONTEMPLA EL REGLAMENTO DEL DOMINIO PÚBLICO HIDRÁULICO

Pues bien, conviene subrayar en este momento que cuanto acaba de indicarse (manifestación, hemos dicho, de la tesis clásica), es susceptible de

ser discutido, al menos en parte, en especial cuando se contempla, en sede de concesión demanial, la posibilidad de no continuidad de la explotación y, en consecuencia, de que se imponga al concesionario la obligación de demoler lo que incorporó a la concesión.

Existen regulaciones sectoriales demaniales —hemos visto antes la Ley de Costas— en las que se identifica claramente reversión con adquisición de derechos sobre bienes por parte de la Administración. Tal reversión y adquisición se produce, en efecto, al vencimiento de la concesión, pero teniendo en cuenta que la correspondiente decisión ha sido imperativamente adoptada con un mínimo de 6 meses de antelación a dicho vencimiento (en virtud de lo dispuesto en el reglamento de costas, al que se remite la Ley en dicho punto). Dicho con otras palabras, cuando la decisión es demoler no existe reversión o adquisición de bienes incorporados por el concesionario al finalizar la concesión. Algo parecido sucede en la LPAP de 2003. En ella, como hemos visto, rige la regla de la demolición, salvo que el título concesional prevea el mantenimiento de lo incorporado por el concesionario, único supuesto (este último) en el que la Ley indica que se produce la reversión. En consecuencia, no parece pueda seguir manteniéndose que, al vencimiento del plazo de la concesión demanial hidráulica, se produce automáticamente la reversión de los bienes incorporados por el concesionario, cualquiera que sea la decisión que adopte la Administración Pública al dictar, en su caso posteriormente a la fecha de vencimiento, la resolución extintiva expresa.

Lo indicado hasta ahora invita a realizar nuevos y profundos análisis sobre el fenómeno de la extinción y de la reversión consiguiente en el ámbito de las concesiones demaniales, pero a nosotros nos parece que, a día de hoy, no puede hablarse de reversión de lo incorporado y de demolición como situaciones jurídicas de existencia compatible en el ámbito de las concesiones de dominio público hidráulico, lo que, a su vez, reforzaría la tesis de los recurrentes en el sentido de que si su título preveía solamente la reversión ello es incompatible con una decisión posterior —adoptada en aplicación de nueva normativa— en la que se impone la obligación de demoler.

Decimos, además, lo anterior porque, si lo tenemos en cuenta, no nos parecen convincentes algunas alegaciones de la Abogacía del Estado en los litigios que dieron lugar a las Sentencias, en el sentido de entender como artificial la contraposición entre reversión y demolición. En términos de la Abogacía del Estado, las instalaciones procuradas por el concesionario están incorporadas al suelo y son objeto de reversión, si bien la Administración Hidráulica puede decidir, en el momento de extinción de la concesión, si se

quiere que el dominio público hidráulico se le entregue ocupado o libre de instalaciones, imponiendo, en este último caso, la obligación de demoler. Para la representación del Estado —salvo que se haya entendido mal por mi parte— la reversión del conjunto inmobiliario se produce en todo caso y la obligación de demolición opera o se proyecta sobre la operación de entrega de algo ya revertido, exigida con o sin ocupación de instalaciones. Parecería, desde tal perspectiva y en ausencia de mayor explicación por parte de la representación estatal, que el concesionario, al cumplir con la eventual obligación de demoler, estaría ya demoliendo algo que ya era de la Administración fruto de una anterior reversión, lo cual no parece fácilmente asimilable.

Los conceptos de propiedad concesional, extinción y reversión pueden llegar a ser polisémicos, pero, a nuestro juicio, desde el momento en el que, en el ámbito de las concesiones demaniales para la producción de energía hidroeléctrica, la autoridad hidráulica puede optar por la demolición al dictar la resolución extintiva de la concesión, hay que esperar a dicha resolución para conocer si habrá reversión (mutación jurídico real adquisitiva por parte de la Administración Pública) o demolición (sin reversión de instalaciones, que permanecerán en el patrimonio del concesionario hasta su desaparición física). En tal sentido, la resolución extintiva será definitoria —no meramente declarativa— de las mutaciones jurídico reales que acontezcan.

6. ALGUNAS CUESTIONES ADICIONALES PENDIENTES DE RESOLVER VINCULADAS A LA OPCIÓN DE DEMOLICIÓN

Terminaremos este trabajo con unas breves líneas que, simplemente, pretenden destacar que la introducción, mediante reforma de 2012, en el artículo 89.4 del RDP, de la posibilidad de exigir la demolición en el momento de dictar la resolución extintiva por transcurso de plazo, deja planteadas y no bien resueltas una serie de cuestiones que, quizás, hubieran merecido atención normativa expresa, para evitar debates adicionales en el contexto de la cuestión general que nos ha ocupado.

Pensamos en cuestiones como las siguientes: el posible mantenimiento de las obras e instalaciones, a pesar del cese de la explotación hidroeléctrica, al servicio de otros intereses dignos de protección; el expediente y procedimiento de demolición, pues las resoluciones extintivas apuntan a la presentación de un proyecto de demolición dentro de los seis meses siguientes y nada más; el perímetro y alcance de la obligación de demoler, pues suele predicarse de todo lo construido al servicio de la explotación, ubicado

dentro o fuera del dominio público hidráulico, y se hace extensivo a una verdadera restauración paisajística; la eventualmente necesaria evaluación ambiental para acometer la demolición; el juego de la misma cuando concurren causas extintivas distintas del transcurso de plazo o el tratamiento de las servidumbres impuestas sobre o en favor del perímetro concesional cuando se impone la demolición.

Todo ello, como se ha indicado, por dejar apuntadas cuestiones de relevancia que invitan, como sucede con algunas de las ya señaladas en apartados anteriores, a ulteriores trabajos sobre la materia.

Capítulo 9

Afecciones de los usos hidroeléctricos: las declaraciones de Bien de Interés Cultural sobre presas y centrales ante la caducidad de sus concesiones

Leonardo J. Sánchez-Mesa Martínez
Profesor Titular de Derecho Administrativo
Universidad de Granada

1. PRESENTACIÓN: EL CONTEXTO DEL ESTUDIO

En 2018, la concesión administrativa para el aprovechamiento hidroeléctrico de las aguas del río Mijares, a su paso por el municipio de Albentosa (provincia de Teruel), caducó una vez vencido el plazo de la misma, habiendo sido hasta entonces explotada por la empresa Iberdrola, a través del uso y gestión de la presa de Los Toranes y sus instalaciones de generación anexas. Llegados a este punto, el Ministerio para la Transición Ecológica pretendió de Iberdrola (de conformidad con lo dispuesto en el art. 89.4 del RD 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, en adelante RDPH) no la reversión de los bienes sino su demolición, tomando en cuenta no solo el hecho de que ninguna otra entidad hubiera manifestado interés en seguir con la explotación (incluida la hasta entonces concesionaria), sino también el deficiente estado de las aguas del río (entendiéndose la eliminación de la infraestructura como un oportuno factor corrector de dicha situación).

Con independencia del derrotero que tomara el enfrentamiento entre empresa y Ministerio en torno a la procedencia de la demolición a cargo de la primera (extremo finalmente confirmado por STS núm. 1.223/2024, de 2 de julio), el caso acabó cobrando eco en la prensa (y no solo local sino

también nacional) debido a la reacción de los habitantes del lugar y de las autoridades locales, que reclamaban la conservación de la presa. Entre sus motivos se hallaban no sólo factores de índole económica (en esencia ligados al perjuicio que supondría la desaparición de los aprovechamientos de agua derivados de la eventual demolición de las infraestructuras) sino también razones socio-culturales, en las que se pretendía poner de manifiesto la fuerte vinculación de la población y de sus actividades productivas tradicionales con el uso de la presa e infraestructuras anexas (ciertas acequias). En el transcurso del proceso, ya entonces judicializado, el Gobierno autonómico, en respuesta a las posiciones locales, optó, en abril de 2021, por incoar un procedimiento para valorar la oportunidad de otorgar a la presa de los Toranes la condición de Bien de Interés Cultural (en adelante BIC), constitutiva del máximo nivel de protección al que pueden aspirar los bienes integrantes del Patrimonio cultural de Aragón[1], a sabiendas de los efectos que ello tendría en el plano jurídico: un obstáculo efectivo contra la eventual ejecución de su demolición.

Aún en esta fase inicial de la investigación y tras una breve búsqueda, pudimos comprobar que la situación jurídica que se daba en esta presa aragonesa no constituía un caso aislado: con carácter más reciente, el Gobierno de La Rioja, a través de su Consejería competente, había procurado idéntica respuesta ante el requerimiento de demolición de la presa de La Retorna (ubicada en el río Najerilla), formulado por parte de la CH del Ebro, una vez resuelta la extinción de la concesión en 2022, incoándose, en este caso, expediente de declaración de BIC, en la categoría de Monumento[2]; en otro supuesto, el caso de el Salto de El Pelgo, otra infraestructura asociada a un aprovechamiento hidroeléctrico —ubicada en el Bierzo (Toral de los Bados), en un paraje de alto valor ecológico y muy frecuentado por visitantes—, una plataforma ciudadana, la Asociación en Defensa de El Pelgo, solicitaba al gobierno de Castilla y León, a finales de 2021, su declaración de BIC para

1. Vid. Resolución de 26 de abril de 2021, de la Directora General de Patrimonio Cultural, por la que se inicia el expediente para la declaración de la presa de los Toranes (término municipal de Albentosa), la Central Hidroeléctrica de Albentosa-Los Toranes (término municipal de San Agustín) y la Acequia del Diablo (término municipal de San Agustín y de Olba), situados en la provincia de Teruel, como Bienes Inventariados del patrimonio cultural aragonés (Boletín Oficial de Aragón, núm. 101, de 11 de mayo de 2021, pp. 23406-23411).
2. Vid. Resolución 25/2023, de 21 de noviembre, de la Dirección General de Cultura, de la Consejería de Cultura, Turismo, Deporte y Juventud, por la que se incoa expediente para la declaración de BIC con la categoría de monumento de ingeniería del aprovechamiento hidroeléctrico del salto de La Retorna y su entorno de protección (BOE núm. 54 del viernes 1 de marzo de 2024, Sec. III, pp. 25142-25267).

asegurar su pervivencia futura (en este caso, en aparente ausencia de amenaza inminente de demolición, pues la CH del Miño-Sil había desmentido previamente cualquier planificación en dicho sentido).

El seguimiento de estos casos (sobre los que regresaremos conforme avance el presente estudio), germen de la investigación que aquí se aporta, nos condujo a profundizar en el análisis del grado de incidencia manifestado por los instrumentos de tutela del Patrimonio cultural en la protección de elementos asociados al aprovechamiento y explotación de nuestros ríos para la generación de energía. ¿Pueden estos elementos presentar un interés cultural determinante, capaz de sobreponerse a otros intereses públicos (máxime cuando, en el contexto de la protección patrimonial, hasta momentos muy recientes, las infraestructuras hidráulicas venían siendo analizadas más como una fuente de amenazas que como un objeto de tutela)?[3]. Tanto la pregunta como las posibles respuestas no pueden dejar de tener en cuenta el contexto —particularmente complejo y no siempre libre de contradicciones— que afecta a este tipo de bienes en la actualidad, pues son múltiples los intereses públicos afectados: en el apartado ambiental, se mezclan las aspiraciones de potenciar las energías renovables[4] con la necesidad de mejorar la calidad del agua de nuestros ríos o garantizar la biodiversidad de los ecosistemas fluviales; en el apartado económico, la adecuada planificación de un recurso capital para la producción agrícola, especialmente acuciante ante la amenaza de las sequías; en materia de gestión de riesgos, la prevención de las inundaciones fluviales (cuestión dolorosamente actual). Siendo conscientes del reduccionismo que implica esta enumeración de factores,

3. Vid., en este sentido, Bruña Yusta, Andoni, "El conflicto entre las infraestructuras hidráulicas y el patrimonio histórico", *Revista de Derecho, Agua y Sostenibilidad*, núm. 3, 2019, pp. 9-28.

4. Conforme a este objetivo, no es de extrañar que hallemos posiciones que, de manera muy fundada y coherente, proclamen una defensa intensa de la aportación que supone la generación hidroeléctrica en nuestro país, algo que cobra claro reflejo en el Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (que apuesta por "garantizar que se lleven a cabo las intervenciones necesarias y que las centrales no dejen de funcionar una vez terminen las concesiones existentes"). En este sentido, "toda central hidroeléctrica es imprescindible, independientemente de su rendimiento […] supone una gran oportunidad económica para el Estado y para el mercado, que no debería desaprovecharse [y] una gran oportunidad para la mejora del estado del medio ambiente en general y de las masas de agua en particular, por la atención y mantenimiento que reciben al dedicarse a un uso constante y valioso, y por la posibilidad de imponer a quienes las explotan obligaciones de restauración y mejora de los cauces y riberas" (Bermejo Latre, José Luis, "La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: 'el día después'", *Revista Aragonesa de Administración Pública*, Núm. extra 24, 2022, pp. 353-354).

la misma, sin embargo, puede resultar suficiente para ilustrar la dificultad que reviste el escenario sobre el que ha de operarse la decisión relativa al destino que deban seguir aquellos elementos que constituyen aquí el objeto de estudio: en función del interés priorizado, puede proceder la preferencia por su conservación, su transformación o, incluso, su desaparición.

En dicho sentido, ha de considerarse que, en los últimos años, han cobrado especial fuerza dos líneas de guía determinantes, en el marco de las políticas ambiental y energética, directamente conectadas con cuanto aquí nos interesa y que permiten identificar cierta inclinación hacia los dos últimas alternativas de entre las formuladas en el párrafo anterior: de un lado, la preocupación por la mejora de la calidad de las aguas fluviales y la protección de la biodiversidad presente en las mismas (particularmente relevante en los compromisos adquiridos con la UE, donde la eliminación de barreras fluviales se ve impulsada entre sus objetivos específicos)[5] y, del otro, la apuesta por la modernización de las técnicas de explotación hidroeléctrica (donde se ha insistido especialmente en la oportunidad de potenciar las llamadas centrales hidroeléctricas reversibles[6]). No resulta de extrañar que ambos factores hayan incidido particularmente en las reflexiones ligadas al destino del parque de instalaciones preexistente para el aprovechamiento energético de los ríos, promoviendo ya sea su transformación o su eliminación, dependiendo del caso. A todo ello viene a sumarse otro factor, desencadenante definitivo de la oportunidad del momento presente como tiempo propicio para operar potenciales cambios: la acumulación, en pocos años, del vencimiento de concesiones preexistentes en el sector, que ahora habrán de ser renovadas o bien extinguidas[7].

5. Entre los instrumentos europeos que inciden en este concreto apartado despunta especialmente la Directiva Marco del Agua (Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas). También haremos aquí alguna alusión a los dictados del Pacto Verde Europeo [COM(2019) 640 final]. Todos ellos son elementos notablemente influyentes en la Estrategia Nacional de Restauración de ríos 2023-2030, donde se impulsa especialmente, como objetivo, la eliminación de barreras transversales situadas en los cauces fluviales.

6. Vid. al respecto, Colom Piazuelo, Eloy, "Las energías renovables y los aprovechamientos de aguas: el fomento de las centrales hidroeléctricas de producción de energía y las centrales hidroeléctricas reversibles", en Setuáin Mendía, Beatriz & Salinas Alcega, Sergio (Dirs.), *Perspectivas jurídicas sobre clima, agua y energía: Estudios en reconocimiento al magisterio del profesor Antonio Embid Irujo*, Aranzadi, Las Rozas, 2024, pp. 117-143.

7. Por cuanto afecta a la eliminación de presas y azudes, España ha destacado muy especialmente en el contexto europeo, habiendo materializando, desde el año 2000, la demolición de cerca de 500 elementos, en su mayor parte, obsoletos y de pequeñas dimensiones (para la consulta de datos interesa el acceso al documento "Estrategia na-

Tal y como se puede intuir, este proceso no está resultando del todo pacífico, ya sea en el plano social que en el institucional. De un lado, si bien la eventual propuesta de demolición de presas y centrales suele ser bien recibida por colectivos concretos como el de las asociaciones ecologistas, no es menos cierto que ha encontrado también sus detractores y opositores, esencialmente coincidentes con las comunidades locales cercanas a las instalaciones, normalmente amparados en motivaciones económicas (defensa de la viabilidad de la continuidad de la explotación y grave afectación de los aprovechamientos agrícolas del agua embalsada suelen primar entre los argumentos, añadiendo también, en ocasiones, intereses turísticos). Por otra parte, en el plano institucional, encontraremos también, con frecuencia, la resistencia de los gobiernos locales —que se hacen eco de las reivindicaciones de sus administrados— y, eventualmente, la de gobiernos autonómicos que no comparten el enfoque político desde el cual se arbitran dichas decisiones.

En este contexto, el mediático caso de la presa de Los Toranes, como decíamos, no es el único en el que se han pretendido activar mecanismos de protección cultural (ordinariamente dependientes de los gobiernos autonómicos) con el fin de impedir o, al menos, bloquear temporalmente los efectos demoledores (nunca mejor dicho) que pueden determinarse sobre estas infraestructuras a raíz de las decisiones estatales operadas desde el MITECO en la aplicación de objetivos ambientales. En este sentido, la contundencia y, sobre todo, la inmediatez de los efectos connaturales a los mecanismos de protección propios de la legislación sectorial del Patrimonio cultural (sobre los que volveremos más adelante) parecen haber hallado

---

cional de Restauración de Ríos (2023-2030)" publicado en la web oficial del Ministerio de Transición Ecológica (en adelante MITECO): https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/delimitacion-y-restauracion-del-dominio-publico-hidraulico/estrategia-nacional-restauracion-rios/pdfs/ENRR-2022-2030.pdf (último acceso: 29/06/2025). En cuanto a los tiempos marcados para la extinción de las actuales concesiones ligadas a aprovechamientos hidroeléctricos, debe destacarse que, entre la presente década y la siguiente, las mismas afectarán a 230 centrales hidroeléctricas correspondientes al grueso de las otorgadas en los años 50 y 60 del siglo pasado (vid. Baeza Sanz, Domingo; Vaquero, Laura; & Iranzo Jiménez, Ester, "La caducidad de concesiones hidroeléctricas como oportunidad para mejorar la gestión de los ríos", en La Roca, Francesc & Martínez, Julia (Coords.), *Retos de la planificación y gestión del agua en España*, Fundación Nueva Cultura del Agua, Zaragoza, 2018, p. 78). En este contexto, ya en 2024, se podían contabilizar al menos 23 expedientes de demolición activos en diferentes cuencas, afectando a presas que aún mantenían una funcionalidad operativa, energética y ecológica, según se evidenció en la Jornada "Salvar el Patrimonio Hidráulico Español", organizada el pasado 3 de abril de 2025 por el Instituto de la Ingeniería de España [acceso a nota de prensa en https://www.agronewscastillayleon.com/demolicion-presas-preocupa/ (útlimo acceso: 29/06/2025)].

un nuevo campo de actuación, como en otras ocasiones, presidido por el conflicto entre Administraciones. Así había venido ocurriendo en el contexto del desarrollo urbanístico, donde las declaraciones de Bien de Interés Cultural (en adelante, BIC) han sido empleadas como un "arma política arrojadiza" en los eventuales desencuentros que, en casos concretos y no infrecuentes, han enfrentado a CC.AA. y Ayuntamientos. Sin embargo, las singularidades ínsitas en el presente caso no han sido aún objeto de un análisis jurídico específico, necesario a nuestro juicio, dados los matices que impone el cambio en los sujetos implicados. No se trata tanto de que la colisión se produzca ahora entre dos ámbitos sectoriales de por sí particularmente presididos por el principio de especialidad, revestidos ambos de una suerte de tradicional primacía sobre los restantes (¿cuál de los dos gozaría de aplicación prioritaria sobre el otro?)[8], sino de la posición de la que parten los sujetos en conflicto: mientras el Ayuntamiento, en el ejercicio de sus competencias urbanísticas, se hallaba particularmente inerme ante el operar de la competencia autonómica en materia de Patrimonio cultural, no ocurrirá lo mismo aquí con el Estado, especialmente cuando hablamos de bienes ubicados dentro del dominio público estatal (como es el DPH) y dedicados a un servicio público cuya regulación y control también recae en la titularidad estatal (la generación de energía).

El factor competencial, pues, resultará muy importante para analizar la viabilidad de pretensiones autonómicas para imponer afecciones culturales capaces de incidir en los usos hidroeléctricos, esencialmente a través de su impacto en las instalaciones que estos precisan. Sin perjuicio de que el estudio se centre en estas dos cuestiones (el alcance y límites de la capacidad autonómica para dictar algún tipo de protección cultural y el cariz de las concretas afecciones que de dicha protección pudieran derivarse), un abordaje ordenado de la cuestión requiere un paso previo que, aunque desarrollado aquí como una simple aproximación, no deja de resultar imprescindible

8. Por cuanto afecta a la legislación sectorial en materia de Patrimonio cultural, López Ramón, nos hablará de una "prevalencia completa, en definitiva, de las soluciones previstas por la legislación del Patrimonio Cultural y aplicadas por la Administración del Patrimonio Cultural" (vid. López Ramón, Fernando, "Reflexiones sobre la indeterminación y amplitud del patrimonio cultural", en AA.VV., *Historia de la Propiedad. Patrimonio Cultural*, Servicio de Estudios del Colegio de Registradores de la Propiedad y Mercantiles de España, Madrid, 2003, p. 540), prevalencia que queda más que patente incluso en las Leyes autonómicas de más reciente aprobación: el art. 34.10 de la Ley 6/2019, de 9 de mayo, de Patrimonio Cultural Vasco dispondrá expresamente, por cuanto respecta a los criterios generales de intervención sobre bienes culturales, que "La aplicación de las normativas sectoriales se supeditará a la conservación de los valores culturales del bien".

como punto de partida: el efectivo encaje que pueden tener los elementos que nos ocupan (presas fluviales e infraestructuras de generación hidroeléctrica asociadas) dentro del concepto y categorías vigentes en la normativa del Patrimonio cultural.

2. LAS INFRAESTRUCTURAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA COMO "PATRIMONIO HIDRÁULICO": SU ENCAJE EN LA NORMATIVA DE PATRIMONIO CULTURAL

La propia evolución del concepto jurídico de Patrimonio cultural que han ofrecido las normas sectoriales en nuestro país (tanto la estatal como las diecisiete leyes autonómicas), así como los análisis y valoraciones doctrinales que la han acompañado, ponen de manifiesto su naturaleza expansiva, inevitablemente contagiada de la elasticidad y mutabilidad ínsitas en el término "cultura"[9]. La diversidad de intereses que se agolpan en las definiciones del Patrimonio cultural —siempre *in crescendo* a cada paso dado, a cada reforma y actualización emprendida—, parece no albergar límites dentro de la senda abierta por aquél "valor expresivo de civilización" que acuñara Massimo Severo Giannini en su *Teoría de los Bienes Culturales*[10]. Y hasta tal punto es así, que lo verdaderamente difícil no sería tanto determinar qué elementos pueden llegar a integrarse en este Patrimonio, como identificar, con total garantía de acierto, aquellos que, bajo ningún concepto, podrían llegar jamás a ser comprendidos en el mismo.

El alcance de este estudio no nos permite detenernos en mayores consideraciones generales en torno al concepto jurídico del Patrimonio cultural, pero cuanto ya se ha afirmado no puede sino anticipar una respuesta afirmativa a la posibilidad de que bienes como los que nos ocupan, presas e instalaciones asociadas a la generación de energía hidroeléctrica, puedan llegar a quedar incluidos dentro del citado concepto jurídico y, por tanto, dentro del ámbito de aplicación de esta normativa sectorial.

La categoría del "Patrimonio hidráulico", no extraña al uso en contextos como el que fija nuestro estudio, no es, sin embargo, una categoría jurídica:

9. Vid. en este sentido, Barranco Vela, Rafael, "El ámbito jurídico-administrativo del derecho a la cultura: una reflexión sobre la intervención de la Administración pública en el ámbito cultural", en Balaguer Callejón, Francisco (Coord.), *Derecho constitucional y cultura*, Tecnos, Madrid, 2004, pp. 198 y ss.

10. Vid. Giannini, Massimo Severo, "I beni culturali", *Rivista Trimestrale di Diritto Pubblico*, I-1976, pp. 3-38.

la misma ha sido acuñada y promovida desde otros ámbitos científicos o técnicos, destacando especialmente los estudios provenientes de disciplinas como la ingeniería, la arquitectura o la historia del arte. Nuestras leyes del Patrimonio cultural, por tanto, no hacen referencia alguna a dicha categoría como tal, cuyo alcance material iría, además, mucho más allá de los elementos que interesan a este estudio, hasta abarcar numerosas y muy diversas manifestaciones, no sólo materiales sino también inmateriales, siempre relacionadas con los usos dados al agua por el ser humano[11].

Sin perjuicio de que presas, embalses y centrales hidroeléctricas puedan indiscutiblemente llegar a formar parte de aquel Patrimonio hidráulico, a nosotros nos interesa atender a su efectivo encaje en las concretas categorías de Patrimonio expresamente contempladas en la Ley. No en vano, se trata de una tarea que rebasa, en su trascendencia, el plano meramente conceptual, pues dependiendo de la modalidad de Patrimonio en la que lo encuadremos, su régimen jurídico puede variar notablemente, afectando, en consecuencia, al signo y alcance de las afecciones que de aquel pueden derivarse en relación con los usos hidroeléctricos.

Atendiendo a los conceptos empleados en la Ley del Patrimonio Histórico Español (Ley 16/1985, de 25 de junio, en adelante LPHE), son, a nuestro juicio, tres los posibles anclajes ofrecidos en el texto legal a los efectos de facilitar la inclusión de elementos del Patrimonio hidrológico[12]: (1) de una parte, el concepto jurídico general ofrecido en el art. 1.2 LPHE, que incorpora (como una novedad con respecto a sus precedentes), entre la gama de intereses cuya presencia en un concreto bien puede determinar su inclusión en el ámbito de aplicación de la Ley, aquellos referidos al ámbito "científico o técnico", factor que permitiría incluir obras de ingeniería como las que aquí nos ocupan[13]; (2) por otro lado, dentro de las diversas tipologías de Patrimonios especiales regulados en la norma, el art. 46 incorpora al

11. Por referir una definición, el Patrimonio hidráulico podría entenderse como todos aquellos "bienes vinculados a lo hidráulico, y por tanto a la herencia del agua y su discurrir, desde tiempo inmemorial, por áreas concretas", incluyendo "todas aquellas ingenierías dedicadas a la conducción y aprovechamiento industrial de las corrientes de agua" (Vid. Martínez Almira, M.ª Magdalena; Abellán Contreras, Francisco J. & Payá Sellés, Jorge, "Cultura jurídica y patrimonio hidráulico", *Canelobre: Revista del Instituto Alicantino de Cultura "Juan Gil-Albert"*, n.º 70, 2019, p. 131).
12. Coincidimos, en este sentido, con la opinión ofrecida en Mosquera Adell, Eduardo, *La cultura del agua en la imagen patrimonial de Andalucía*, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015, p. 23.
13. Dispone el tenor literal de dicho apartado: "Integran el Patrimonio Histórico Español los inmuebles y objetos muebles de interés artístico, histórico, paleontológico, arqueológico, etnográfico, *científico o técnico*" (cursivas añadidas).

llamado "Patrimonio etnográfico", donde pueden comprenderse bienes de naturaleza inmueble "que son o han sido expresión relevante de la cultura tradicional del pueblo español en sus aspectos materiales, sociales o espirituales", bienes que el art. 47 LPHE definirá como "aquellas edificaciones e instalaciones cuyo modelo constitutivo sea expresión de conocimientos adquiridos, arraigados y transmitidos consuetudinariamente y cuya factura se acomode, en su conjunto o parcialmente, a una clase, tipo o forma arquitectónicos utilizados tradicionalmente por las comunidades o grupos humanos"; (3) por último, tomando en consideración la posibilidad de que presas, embalses y otros inmuebles constitutivos de ingenios del pasado destinados a aprovechar la energía generada por el agua resulten "susceptibles de ser estudiados con metodología arqueológica"[14], se abriría también la posibilidad de que dichos elementos puedan quedar integrados dentro de otro de los Patrimonios especiales regulados en la norma: el Patrimonio arqueológico[15].

Volcado nuestro interés en la posibilidad de operar una protección cultural a infraestructuras hidroeléctricas actuales y en el análisis de sus posibles afecciones derivadas, resulta evidente que el último supuesto presente *a priori* un menor interés. Es, pues, en el seno del Patrimonio etnográfico o etnológico donde dichas realidades pueden alcanzar su acomodo más lógico y coherente, por amplia e indefinida que resulte la caracterización operada para esta categoría por parte de la LPHE.

Cualquier duda que la vaguedad de estos términos y conceptos pudiera generar queda despejada por el desarrollo, mucho más concreto, que sobre esta categoría de Patrimonio especial han procurado los legisladores sectoriales autonómicos, comenzando por generalizar una denominación que, a juicio de la doctrina, resultaba menos impropia (la de Patrimonio

14. Tal es el requisito exigido por el art. 40.1 LPHE, que define dicho Patrimonio especial como "los bienes muebles o inmuebles de carácter histórico, susceptibles de ser estudiados con metodología arqueológica, hayan sido o no extraídos y tanto si se encuentran en la superficie o en el subsuelo, en el mar territorial o en la plataforma continental".

15. Obviamente, estaríamos hablando aquí de instalaciones o infraestructuras (presas, molinos fluviales, etc.) no actuales, basadas en tecnologías tradicionales ya superadas o heredadas de culturas ya desaparecidas, generalizadamente en desuso y, en ocasiones, reducidas a meros vestigios. Algunas Leyes sectoriales autonómicas hacen referencia expresa a este tipo de bienes, como en el caso de la Ley 7/2004, de 18 de octubre, de Patrimonio Cultural, Histórico y Artístico de La Rioja, que, en su art. 30.6 d), dispone el deber de someter a informe previo de la Consejería competente en cultura cualquier licencia urbanística que afecte a "[…] los puentes, molinos, *ingenios hidráulicos con carácter tradicional y obras singulares de infraestructura, ingeniería y arquitectura*, con más de doscientos años de antigüedad" (cursivas añadidas).

etnológico)[16], y siguiendo por la concreción de submodalidades específicas que aclaran aún más la posibilidad de encaje de estos bienes, como es el caso del *Patrimonio industrial*. Un ejemplo nos lo ofrecerá el texto de la Ley del Patrimonio Histórico Andaluz (Ley 14/2007, de 26 de noviembre, en adelante LPHA) que, tras incorporar expresamente en su concepto general de Patrimonio el "interés industrial", define a aquel como una modalidad de Patrimonio especial que aúna no sólo a los concretos "bienes vinculados a la actividad productiva, tecnológica, fabril y de la ingeniería" en cuanto "exponentes de la historia social, técnica y económica de esta comunidad", si no también "el paisaje asociado a las actividades" (art. 65 LPHA). Por otra parte, entre las leyes sectoriales más recientes, encontraremos, dentro de las definiciones otorgadas para caracterizar al Patrimonio etnológico, referencias expresas a los bienes inmuebles "ligados a actividades hidráulicas", como ocurre en los casos de la Ley 11/2019, de 25 de abril, de Patrimonio Cultural de Canarias o la Ley 8/2023, de 30 de marzo, de Patrimonio Cultural de la Comunidad de Madrid[17].

Por último, cabría tener en cuenta el posible impacto indirecto que puede derivarse de la aplicación de las categorías propias del Patrimonio Inmaterial. A pesar de disponer de un ámbito objetivo principalmente dirigido sobre realidades intangibles, aquél no se limita exclusivamente a las mismas: el concepto ofrecido por la Ley 10/2015, de 26 de mayo, para la salvaguardia del Patrimonio Cultural Inmaterial, se proyecta, entre otras realidades, sobre "usos", "conocimientos" y "técnicas" (donde podrían englobarse concretas modalidades de aprovechamiento hidroeléctrico, en cuanto usos o singulares manifestaciones de un saber técnico), pero, además, tendrá en cuenta la necesaria vinculación existente entre dichos bienes intangibles y los bienes materiales que, por así decirlo, les sirvan de soporte en un momento dado (como podría ocurrir en el caso de una concreta técnica o diseño de ingeniería que contara con su referente físico en un concreto tipo de instalación o infraestructura). Se trata ésta de una vinculación que impone sus efectos de una forma bidireccional, requiriendo tanto la toma en "consideración de la dimensión cultural inmaterial de los bienes muebles e inmuebles que sean objeto de protección como bienes culturales" [principio contemplado en el art. 3 i)] como la posibilidad de que, de la protección otorgada a tales bienes intangibles, pueda derivarse una suerte *protección instrumentalizada* que también se proyecte sobre los bienes materiales "asociados intrínseca-

16. Vid., en este sentido, las apreciaciones formuladas en, Alegre Ávila, José Manuel, "El patrimonio etnológico: un patrimonio cultural sin régimen jurídico", *Revista ph — Instituto Andaluz del Patrimonio Histórico*, n.º 82, mayo 2012, pp. 83-99.

17. Referencias incluidas, respectivamente, en sus arts. 96.1 d y 74.1 d).

mente" a los primeros (la cual, de conformidad con lo dispuesto en el art. 4 de la Ley, sería una protección no incompatible con la que dichos bienes materiales pudieran merecer *per se* y que quedaría, además, condicionada al requisito de que "permita su mantenimiento, evolución y uso habitual").

Constatada la viabilidad del encaje de las infraestructuras de generación hidráulica dentro del concepto de Patrimonio cultural, ha de avanzarse que el alcance y consecuencias del régimen jurídico que les resultará aplicable puede no ser el mismo en función de la concreta modalidad de Patrimonio en la que se decida ubicarlos (algo que desarrollaremos en el siguiente epígrafe, dedicado a la identificación de las concretas afecciones que pueden derivarse de la protección cultural). Otro tanto podrá predicarse en relación con el concreto nivel de protección otorgado (yendo desde la protección genérica o básica prevista para todo bien comprendido en el concepto hasta la máxima protección, correspondiente al nivel que confiere la declaración de BIC) y, ya dentro del máximo nivel, con la concreta modalidad de BIC asignada.

En este último sentido, debe recordarse que en el modelo de la LPHE se contemplan un total de cinco modalidades diferentes, dos referidas a bienes singulares (Monumentos y Jardines Históricos) y tres a bienes de conjunto (Conjuntos Históricos, Sitios Históricos y Zonas Arqueológicas). En este sentido, la eventual declaración de BIC aplicada a elementos como embalses, presas o infraestructuras hidroeléctricas se produciría naturalmente en la modalidad de Monumento, siempre y cuando las mismas presenten *per se* singular relevancia (en cuanto "realizaciones arquitectónicas o de ingeniería, u obras de escultura colosal siempre que tengan interés histórico, artístico, científico o social"). Ello no es obstáculo, sin embargo, para que puedan ser incluidas en las figuras correspondientes a bienes de conjunto, bien porque forman parte de una infraestructura hidráulica más amplia o compleja, bien porque se ubican en un contexto dotado de intereses culturales variados, reuniendo parte de los valores que lo hacen significativo.

Estas categorías o modalidades de BIC se han visto implementadas en la normativa sectorial autonómica, donde podremos hallar nuevas figuras que pueden resultar especialmente idóneas para los bienes que nos ocupan. Un ejemplo puede ser el de los "Lugares de Interés Etnológico" y los "Lugares de Interés Industrial", introducidos en el texto de la LPHA de 2007[18], y que

18. El artículo 26 LPHA dispone las siguientes definiciones para las referidas modalidades de BIC: "6. Son Lugares de Interés Etnológico aquellos parajes, espacios, construcciones o instalaciones vinculados a formas de vida, cultura, actividades y modos de producción propios del pueblo andaluz, que merezcan ser preservados por su relevante valor etnológico. 7. Son Lugares de Interés Industrial aquellos parajes, espacios,

también hallaremos en otras normativas autonómicas[19]. Igualmente, conviene tener presentes otras nuevas categorías de BIC de conjunto, especialmente las destinadas a la protección de lugares o parajes protegidos por una conjunción de valores e intereses derivados de la acción humana desarrollada sobre ellos, destacando, con frecuencia, su singularidad paisajística [aquí podrían enmarcarse modalidades BIC como las "Zonas Patrimoniales", previstas en el art. 26.8 LPHA[20], o los "Paisajes Culturales", recogidos en el art. 20.1 g) de la reciente Ley 7/2024, de 20 de junio, de Patrimonio Cultural de Castilla y León[21]]. En este sentido, la intensidad que puede alcanzar la incidencia de las infraestructuras hidráulicas en la configuración de paisajes antrópicos singulares podría perfectamente determinar la idoneidad de estas figuras para articular la protección de sus valores culturales.

3. IMPLICACIONES DE LA EVENTUAL PROTECCIÓN CULTURAL DE LAS INSTALACIONES HIDROELÉCTRICAS: PRINCIPALES AFECCIONES

Avanzábamos en la introducción que la normativa del Patrimonio cultural se ha caracterizado como un sector particularmente presidido por su especialidad, dotado de unas técnicas de intervención notablemente potentes, pensadas en su origen para poder imponerse a la propiedad privada —el que fuera su tradicional freno y obstáculo, antes de la implementación de un Estado Social, más intervencionista— y después evolucionadas para hacer lo propio sobre otros sectores de la intervención pública (resultando especialmente patente

construcciones o instalaciones vinculados a modos de extracción, producción, comercialización, transporte o equipamiento que merezcan ser preservados por su relevante valor industrial, técnico o científico".

19. Tal es el caso de la Ley 4/2007, de 16 de marzo, de Patrimonio Cultural de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, cuyo art. 3.4 g) define al Lugar de Interés Etnográfico como "aquel paraje natural, conjunto de construcciones o instalaciones vinculadas a formas de vida, cultura y actividades propias de la Región de Murcia"

20. Dispone el precepto que "Son Zonas Patrimoniales aquellos territorios o espacios que constituyen un conjunto patrimonial, diverso y complementario, integrado por bienes diacrónicos representativos de la evolución humana, que poseen un valor de uso y disfrute para la colectividad y, en su caso, valores paisajísticos y ambientales".

21. Se entiende allí por "Paisaje Cultural", el "espacio integrado por bienes culturales, tangibles e intangibles, vinculados directamente al territorio en el que se ubican, ya sea un área rural, urbana o mixta, en el que la combinación de los valores y del territorio configuran el carácter que lo identifica. Constituye un ejemplo destacado de formas de asentamiento humano o de utilización de bienes representativos de una comunidad, resultado de la interacción de las personas y el medio a lo largo de un proceso sincrónico o diacrónico".

este aspecto en su relación con el Derecho urbanístico). A ello ha contribuido también la herencia recibida de sus propios orígenes, cuando su objetivo era el de proteger un conjunto muy selecto de bienes (realidad que ha cambiado sustancialmente en las últimas décadas, dada la profusión de declaraciones BIC materializadas, especialmente, desde los años 90 del pasado siglo)[22].

Recordemos que no procede aquí, sin embargo, pretender un análisis exhaustivo del alcance de las diversas técnicas e instrumentos presentes en la normativa del Patrimonio cultural, sino ceñirnos concretamente a aquellas que mayor impacto pueden presentar a la hora de generar afecciones sobre los usos hidroeléctricos y las infraestructuras inmuebles que los hacen posibles. Destacaremos concretamente las que inciden en tres apartados: la eventual demolición de los bienes protegidos (de notable actualidad, como advertíamos), la realización de otros tipos de intervenciones u obras y las condiciones impuestas al efectivo uso de los bienes. Comprobaremos que buena parte de las afecciones dispuestas no se proyectarían solo sobre el desarrollo del aprovechamiento sino, muy especialmente, en el momento del cese o finalización del mismo (como ocurre con el supuesto de la demolición o del cambio de uso), algo que hace que aquéllas cobren aún más interés en el contexto que estamos analizando, marcado por la extinción de las concesiones de aprovechamiento hidroeléctrico.

Debe considerarse, de partida, que el alcance de las afecciones puede variar en función del nivel de protección que presente el bien (desde aquel básico o general, aplicable a todo bien dotado de algún interés cultural de los contemplados en el art. 1.2 LPHE, hasta el máximo nivel de protección, correspondiente a los BICs), sin olvidar tampoco una de las singularidades del régimen de los BIC: su aplicabilidad provisional durante la duración del procedimiento de declaración. En función de lo dispuesto en el art. 11.1 LPHE, bienes que no cuentan aún con dicha distinción quedarán, sin embargo, sometidos al régimen que le es propio desde el momento de la incoación del expediente declarativo (factor que habilita para una inmediata activación de afecciones sobre su uso y disposición, lo que atribuye al instituto su particular potencial para bloquear o condicionar los mismos).

Por otra parte, también habrá de ser tenida en cuenta la posibilidad de que se manifiesten ulteriores modulaciones o precisiones con respecto

22. Permítase el reenvío a los datos aportados en Sánchez-Mesa Martínez, Leonardo J., "Municipios y patrimonio cultural: hacia un posible reajuste del sistema de protección de los bienes culturales inmuebles" *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, núm. 19, 2023, pp. 155 y ss.

al alcance efectivo de las afecciones en función de la concreta tipología de Patrimonio o, ya dentro del nivel de protección BIC, tal y como se anticipaba más arriba, en función de la modalidad (individual o de conjunto) prevista para su declaración.

3.1. AFECCIONES SOBRE LA DEMOLICIÓN DE INFRAESTRUCTURAS: LA PROHIBICIÓN COMO REGLA GENERAL (POTESTADES DE BLOQUEO Y AUTORIZACIÓN EXCEPCIONAL)

En el contexto dado para nuestro estudio, que partíamos ejemplificando en el caso de la presa de Los Toranes, la previsión de fuertes condicionantes para la eventual demolición de bienes dotados de protección cultural ha constituido, sin duda, el mayor estímulo para tratar de activar la aplicación del régimen propio del Patrimonio cultural sobre unas infraestructuras amenazadas, precisamente, por una orden de demolición. Esta afección, deseada por las partes interesadas en su preservación, no se proyecta directamente sobre el aprovechamiento hidroeléctrico sino sobre las infraestructuras que lo sustentan, generando un efecto de bloqueo a las resoluciones administrativas que, eventualmente, traten de imponer su eliminación. El efecto de esta afección es, por tanto, desplazar la competencia para valorar la oportunidad de cualquier acción de demolición que afecte a los bienes protegidos, asignándola a la Administración cultural.

No estamos, en propiedad, ante una auténtica prohibición total de derribo, tal y como en ocasiones se llega a enunciar. Eso sí, la demolición constituirá una acción cuya viabilidad va a revestir una notable complejidad y, en todo caso, quedará siempre condicionada al visto bueno de la Administración cultural, que adquiere así la facultad de determinar su bloqueo. Resumimos, a continuación, los rasgos del régimen dispuesto por los preceptos de la LPHE que regulan la materia (resultando referenciales entre ellos los arts. 16, 24, 25 y 37) que, en líneas generales, son también predicables de las Leyes autonómicas en materia de Patrimonio cultural (donde, por cuanto a este apartado respecta, no hallaremos grandes diferencias de planteamiento):

— La demolición no podrá producirse nunca sin la autorización expresa de la Administración cultural (con independencia incluso de que concurran situaciones de urgencia o fuerza mayor).

— Este condicionamiento presenta un ámbito objetivo muy amplio: no queda restringida al supuesto de los inmuebles que tengan recono-

cida la condición de BIC, sino que se extiende a cualquier tipo de bien en el que la Administración cultural identifique la presencia de alguno de los valores protegidos por la legislación sectorial, coincidentes con los expresados en el art. 1.2 LPHE. En el segundo caso, la Administración cultural podrá:

- Ordenar la suspensión de las obras de demolición durante un plazo máximo de 6 meses, período en el que los organismos competentes en materia urbanística deberán resolver sobre la procedencia de aprobación de medidas, comunicando su resolución a la Administración cultural.

- De no adoptarse medidas satisfactorias por parte del organismo competente en materia urbanística, la Administración cultural puede mantener la suspensión durante un plazo de 30 días para optar entre la autorización de la demolición o la incoación de expediente de declaración BIC, que prolongaría el bloqueo de dicha intervención.

— Se establecen una serie de garantías para reforzar el papel asignado a la Administración cultural en el caso de que la pretensión de demolición afecte a un bien que ostente la protección de BIC o se halle en trámite de obtenerla (expediente declarativo incoado):

  - La suspensión de las licencias municipales de demolición, en tramitación o ya otorgadas, que operará de forma automática con la simple incoación de un expediente de declaración BIC (la vigencia de dicha suspensión se hace depender de la resolución o caducidad del expediente incoado).

  - El deber de notificar a la Administración cultural la incoación de cualquier expediente de ruina que resulte incoado y el reconocimiento a la misma de legitimidad para intervenir en el mismo como interesada.

— Se imponen requisitos formales agravados en el contexto de los expedientes de ruina: junto a la exigencia de que las demoliciones no puedan operarse en ausencia de declaración de ruina firme y autorización de la Administración cultural, se exige además informe favorable de, al menos, dos instituciones consultivas (requisito sin el cual la autorización cultural no podrá ser concedida).

Las intensas garantías previstas se fundamentan tanto en la singular trascendencia de la intervención regulada (determinante de la propia desaparición del bien objeto de tutela) como en el claro convencimiento de que sólo la Administración cultural y no otra, es la única capacitada para operar la obligada ponderación de intereses que se den en el contexto de la decisión. Debe precisarse también que, si bien el dictado de los preceptos de la LPHE se dirige en relación a las decisiones que adopte la Administración local en cuanto a la demolición de bienes (en ejercicio de sus competencias urbanísticas), sus dictados deben entenderse aplicables también frente a otras Administraciones eventualmente competentes para decidir sobre el derribo de los bienes (más aún cuando comprobamos el cariz preceptivo y vinculante que se otorga, con carácter general, al instrumento constituido por la autorización cultural).

En el caso, pues, de que una infraestructura dedicada a la generación de energía hidroeléctrica viera reconocida en ella la presencia de valores culturales por parte de la Administración cultural (analizaremos más adelante si habría de tratarse necesariamente de la estatal o si bien podría operarse dicho reconocimiento por la autonómica territorialmente competente), su eventual demolición —que puede derivarse, como vimos, del cese de la concesión que habilita la explotación en el DPH— requeriría necesariamente el pronunciamiento favorable de la misma, desplazando así el ejercicio de una competencia que ordinariamente se reconoce a la Administración hidráulica[23].

3.2. AFECCIONES SOBRE OTRAS INTERVENCIONES: OBRAS CONDICIONADAS A AUTORIZACIÓN CULTURAL, PRECEPTIVA Y PREVIA A LAS DESDE OTROS SECTORES

Si partimos del modelo estatal ofrecido en la LPHE, podremos comprobar que el rigor y firmeza con los que se manifestaba el carácter preceptivo y vinculante de la autorización cultural para la admisión de la demolición del bien no es exclusivo de esta modalidad de intervención, al menos en el caso de los BICs: en la práctica, cualquier intervención sobre los inmuebles dotados del máximo nivel de protección precisará la conformidad de la

23. En ese sentido, el art. 89.4 RDPH dispone que al extinguirse el derecho concesional de los aprovechamientos hidráulicos, si la Administración hidráulica considerase "inviable" la continuidad de los mismos "o su mantenimiento resultase contrario al interés público, podrá exigir la demolición de lo construido en dominio público de conformidad con el artículo 101 de la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, del Patrimonio de las Administraciones Públicas".

Administración cultural. El dictado del art. 39.1 LPHE resulta tajante en dicho sentido: "Los bienes declarados de interés cultural no podrán ser sometidos a tratamiento alguno sin autorización expresa de los Organismos competentes para la ejecución de la Ley". En la misma línea se manifiestan las previsiones referidas a las intervenciones que afectan a BICs declarados en las modalidades individuales de Monumento y Jardín Histórico (respectivamente, los apartados 1.º y 2.º del art. 19 LPHE). El único matiz operado afecta a los BICs de las categorías de conjunto (Conjunto Histórico, Sitio Histórico y Zona Arqueológica), donde el art. 20 LPHE da la posibilidad de que las intervenciones queden sujetas exclusivamente a licencia urbanística, siempre y cuando se haya aprobado previamente un instrumento urbanístico (Plan especial de protección) conforme a las exigencias previstas en la LPHE y el mismo haya sido validado por la Administración cultural antes de su aprobación definitiva.

En las leyes autonómicas, si bien el punto de partida es el mismo, ha podido apreciarse, en los últimos años, una tendencia evidente hacia la relajación de este enfoque tan omnicomprensivo de la autorización cultural, proponiendo eximir de la misma a intervenciones de escaso calado o sin impacto externo en el inmueble, o bien sustituyendo, en algunos casos, la autorización por una comunicación previa[24]. Podemos recurrir al ejemplo dado por el art. 33 LPHA (reformado en 2020 y 2024), donde se exige la autorización cultural "con carácter previo a las restantes licencias o autorizaciones que fueran pertinentes, para realizar cualquier cambio o modificación que los particulares u otras Administraciones Públicas deseen llevar a cabo en inmuebles objeto de inscripción como Bien de Interés Cultural

24. Entre los múltiples factores que han impulsado esta reducción del ámbito operativo de la autorización cultural destaca el nuevo contexto generado a raíz de la ya mencionada hiperinflación de declaraciones de bienes protegidos, que ha venido acompañada, lógicamente, de la necesidad de simplificación de los procedimientos: ya no se protege tan sólo un grupo selecto de bienes —"los más relevantes", como enunciaba la LPHE—, sino un conjunto masivo y muy variado en naturaleza e interés que, tan solo en el caso de los bienes inmuebles, el Ministerio de Cultura cifra en más de 19.000 [así se desprende de los datos recogidos en el *Anuario de Estadísticas Culturales* del Ministerio de Cultura de 2024, en sus pp. 289 y ss., https://www.cultura.gob.es/dam/jcr:3031f42c-a638-449f-9ea2-c942a687365f/anuario-de-estadisticas-culturales-2024.pdf (último acceso: 29/06/2025)]. Para un análisis más detallado de este fenómeno, sin duda crucial para evaluar y repensar el sistema en términos de eficacia y eficiencia de la tutela, permítasenos el reenvío a Sánchez-Mesa Martínez, Leonardo J., "Incidencia de la normativa sectorial en el otorgamiento de títulos habilitantes. Patrimonio cultural y urbanismo", en Domínguez Blanco, José María & Valenzuela Rodríguez, María José (Dirs.), *Intervención en la edificación y uso del suelo: títulos habilitantes y disciplina urbanística*, Aranzadi-La Ley, Las Rozas, 2024, pp. 723-760.

o su entorno". Tras este dictado, sin embargo, la parte final del apartado 3.º dispondrá la sustitución de dicha autorización por una comunicación previa para intervenciones menores que afecten a bienes situados en el entorno de BICs o dentro de los BICs de conjunto (comprendidos también los Lugares de Interés Etnológico e Industrial), pero excluyendo de dicha simplificación, en todo caso, a los BICs declarados como Monumento o Jardín Histórico.

Teniendo todo ello en cuenta, la eventual declaración de BIC dirigida sobre una infraestructura hidroeléctrica incidiría también en los momentos en los que la misma pudiera requerir la ejecución de algún tipo de intervención u obra (tales como las que podrían implicar, por ejemplo, su modernización o su adaptación para reducir su impacto en la fauna acuática), proyectando las siguientes afecciones:

— Las intervenciones u obras de cualquier tipo no podrán acometerse sin la conformidad de la Administración cultural, expresada normalmente a través de una autorización que ha de ser previa y condicionante de todas aquellas otras que eventualmente fueran también necesarias (las cuales, de dictarse en ausencia de la cultural, serían consideradas nulas, pudiendo la Administración cultural ordenar la suspensión de las obras o incluso la demolición de lo ya construido)[25]. Dicho régimen autorizatorio, además, en los casos en los que el bien inmueble sea declarado bajo la figura de Monumento, no podría atenuarse en virtud de ninguno de los supuestos en los que la Ley habilitase —como hemos ilustrado que ocurre en algunas CC.AA.— exenciones o simplificaciones.

— Las tipologías de intervenciones que efectivamente puedan operarse sobre el bien quedarían limitadas a las que expresamente se admitan en la normativa sectorial de Patrimonio. Así, la LPHE, de conformidad con su art. 39, circunscribe las tipologías de intervención operables sobre BICs a las dirigidas a su conservación, consolidación, rehabilitación, restauración o, de una forma muy restringida, a su reconstrucción (estas tipologías de intervención legalmente admisibles se han visto, sin embargo, ampliadas en sus modalidades en las más recientes normas sectoriales autonómicas)[26].

25. Así lo dispone, por ejemplo, el art. 39 LPHA.

26. Entre otros, constituyen ejemplos de la sustancial ampliación de las modalidades de intervención admisibles los catálogos incorporados en el art. 40 de la Ley 5/2016, de 4 de mayo, del patrimonio cultural de Galicia, o en el art. 11 de la Ley 11/2019, de 25 de abril, de Patrimonio Cultural de Canarias.

— La concreta intervención que se acometa, para poder obtener la autorización cultural, habrá también de respetar los criterios técnicos de intervención previstos en las leyes sectoriales de Patrimonio cultural, destinados a ofrecer unas pautas que garanticen la preservación de los valores culturales del bien (estos criterios incidirán en numerosos factores que pueden condicionar las intervenciones, tales como la selección de los materiales y técnicas o los criterios que rigen las eliminaciones o sustituciones de elementos originales)[27].

No conviene, pues, infravalorar el impacto que estas afecciones podrían tener en el acometimiento de intervenciones que, en el contexto actual, se hallan pendientes en buena parte de las instalaciones que pueden ser objeto de protección cultural, tales como obras de modernización o transformación, o intervenciones destinadas a minimizar su impacto ambiental (para adaptarlas a las demandas derivadas del respeto del caudal ecológico o del tránsito de la fauna acuática): la protección de sus valores culturales podría determinar un bloqueo para dichas acciones, en la medida en que alteren o modifiquen el bien original en exceso.

3.3. AFECCIONES SOBRE EL USO Y CAMBIOS DE USO: SU OBLIGADA COMPATIBILIDAD CON LOS VALORES CULTURALES DEL BIEN Y LA PREFERENCIA POR EL USO ORIGINAL

Junto a los capítulos referidos al control de la intervención sobre el bien protegido (entendida como la realización de cualquier tipo de obras que incidan en su materialidad y valores o en su entorno) y sobre las eventuales transmisiones de su titularidad (factor capital para garantizar su localización y vigilancia), aquél referido a su uso completa la terna de aspectos que más han ocupado al legislador en el diseño de la normativa sectorial de Patrimonio. De hecho, su "valor de uso y disfrute para la colectividad" se constituye como un factor central para la declaración de algunas modalidades de BIC (así se deduce, por ejemplo, de la definición de los Conjuntos Históricos, ex art. 15.3 LPHE)[28]. Por cuanto a nosotros interesa, aproximándonos a este

27. Para una aproximación a las implicaciones que comportarían estos criterios a las eventuales intervenciones sobre bienes protegidos, permítasenos el reenvío a Sánchez-Mesa Martínez, Leonardo, J., "Los criterios de intervención en el Patrimonio cultural inmueble en la legislación internacional, estatal y autonómica", *Patrimonio Cultural y Derecho*, núm. 10, 2006, pp. 137-176.

28. Ello explicará particular preocupación manifestada en la regulación de los usos dentro de esta concreta figura, donde la LPHE prevé expresamente como fin el de evitar usos

apartado podremos identificar cuáles serán las afecciones que se derivarán, ahora sí, directamente sobre los aprovechamientos hidráulicos (y no tanto sobre las infraestructuras asociadas a ellos) como consecuencia de una eventual activación de la protección cultural.

El modelo de la LPHE parte de un doble principio para regular esta cuestión, condensado en el art. 36.2 LPHE: de un lado, se exige la compatibilidad del uso con los valores presentes en el bien y, de otro, tal y como ocurriera con demoliciones u obras, se convierte en objeto de autorización cultural preceptiva y previa cualquier eventual cambio de uso del bien[29]. Esto se enuncia con respecto a los bienes declarados BIC, pero de ello no podrá deducirse que la preocupación por los usos quede limitada a esta categoría: al igual que ocurría con las demoliciones, el art. 25 LPHE también prevé la potestad de la Administración cultural para suspender (durante un plazo máximo de 6 meses) eventuales cambios de uso autorizados por las entidades locales competentes en materia urbanística que afecten a aquellos otros bienes no declarados pero dotados de los valores destacados en el art. 1.2 LPHE (así lo dispone el art. 37 LPHE, en el que también se establece que la asignación de usos incompatibles con dichos valores queda incluida entre las potenciales causas justificativas de interés social para la expropiación).

Más allá de la LPHE, tal y como ya avanzáramos más arriba, la protección otorgada por la Ley 10/2015, de 26 de mayo, para la salvaguardia del Patrimonio Cultural Inmaterial, también podía proyectarse sobre los bienes materiales asociados a aquél (art. 4), habilitando la adopción de medidas específicas que les afecten, condicionadas, sin embargo, a que dicha protección "permita su mantenimiento, evolución y uso habitual". En esta afirmación, propia de un texto mucho más actual que la LPHE, podemos entender ínsita una preferencia por los usos originales de los bienes (en cuanto garantía de pervivencia de usos, técnicas y saberes inmateriales), algo que puede resultar de sumo interés en el contexto que analizamos (la preservación de aprovechamientos hidráulicos tradicionales dotados de un especial valor socio-cultural).

---

degradantes (art. 21.2 LPHE), así como la imposición de que los Planes especiales de protección detallen los usos admisibles (como parte del contenido exigible por la Ley en su diseño, tal y como contempla el art. 20.2 LPHE).

29. Dispone textualmente el art. 36.2 LPHE cuanto sigue: "La utilización de los bienes declarados de interés cultural, así como de los bienes muebles incluidos en el Inventario General, quedará subordinada a que no se pongan en peligro los valores que aconsejen su conservación. Cualquier cambio de uso deberá ser autorizado por los Organismos competentes para la ejecución de esta Ley".

El tenor de esta regulación relativa a los usos de los bienes sometidos a protección cultural ha sido recibido en su conjunto por las Leyes sectoriales autonómicas, pero algunas de ellas, especialmente las más recientes, han profundizado en la cuestión de forma particularizada y mucho más atenta a las singularidades que ésta presenta en el caso de los bienes que integran Patrimonios especiales como el etnológico, el científico o el industrial (precisiones que son de especial interés para nuestro objeto). En cuanto textos más actualizados y atentos a la necesidad de singularizar la protección de los bienes en función de su variada naturaleza, no es de extrañar que se hayan hecho eco de la trascendencia que la regulación de los usos presenta en estos casos, tal y como demandaban tradicionalmente documentos internacionales especializados, como la Carta de Nizhny Tagil de 2003, sobre el Patrimonio Industrial (donde ya se aportaban principios para la preservación de usos industriales y de los inmuebles que los albergan, destinados a evitar su obsolescencia y favorecer su mantenimiento o adecuada sustitución por otros nuevos)[30]. Podemos, en este sentido, tomar como referencia las Leyes de País Vasco (Ley 6/2019, de 9 de mayo) y Comunidad de Madrid (Ley 8/2023, de 30 de marzo), donde hallaremos algunas novedades interesantes, tales como:

— Criterios generales que predican la excepcionalidad de los cambios de uso, lo cual implica, en consecuencia, una apuesta por la prioridad del mantenimiento de usos tradicionales [algo ejemplificado en el art. 38.1 d) de la Ley vasca][31].

— Criterios específicos relativos a la eventual implantación de nuevos usos industriales, científicos o tecnológicos que condicionan a garantizar la efectiva conservación y protección de los bienes derivados de usos preexistentes, aunque fuera con carácter testimonial (así, en los apartados 2.º y 3.º de los arts. 79 y 83[32] de la Ley madrileña, como en el 62.2 de la Ley vasca).

30. la Carta de Nizhny Tagil fue aprobada en 2003 por el Comité Internacional para la conservación y defensa del Patrimonio Industrial, organismo asesor de ICOMOS. Para la consulta de sus dictados, así como de un comentario específico a los mismos, permítase el reenvío a MARTÍNEZ JUSTICIA, María José & SÁNCHEZ-MESA MARTÍNEZ, Leonardo J., *La restauración de bienes culturales en los textos normativos*, Comares, Granada, 2008, espec. pp. 49-51 y 164-170.

31. El citado precepto, regulador de los "Criterios específicos de intervención en bienes culturales inmuebles de protección especial" dispone que en los Monumentos "Se admitirán cambios de uso *cuando sean imprescindibles* para asegurar la conservación y puesta en valor del monumento, debiendo demostrarse la compatibilidad del nuevo uso con su integridad" (cursivas añadidas).

32. En el caso de "las instalaciones y elementos de la producción científica y tecnológica más singulares" cuya conservación se desea promover, se deja constancia de la posi-

— Reconocimientos expresos de la admisibilidad de concesiones administrativas sobre bienes integrantes del Patrimonio industrial, científico o tecnológico de titularidad pública, pero condicionadas siempre a la garantía de conservación tanto de los elementos protegidos como de los valores que en ellos de manifiestan (art. 79.1 y 83.1 de la Ley madrileña y art. 62.1 de la vasca).

— Prohibiciones expresas de destrucción de maquinaria e instrumental integrante de los Patrimonios industrial, científico o técnico (que la Ley madrileña —arts. 80 y 84— dispone para bienes de fabricación anterior a 1950 y cuya excepción condiciona a "razones de fuerza mayor o interés social o de carencia de interés cultural", que habrán de ser verificadas por la Administración cultural)[33].

A la luz de estos apuntes, podemos prever que una infraestructura destinada a la generación de energía eléctrica sometida a protección cultural quedaría afectada por una serie de afecciones que se proyectarían tanto sobre su uso habitual o cotidiano como sobre aquellos supuestos en los que se baraja la oportunidad de sustituirlo por otro distinto. En el primer caso, actuaciones encaminadas a la modernización de las instalaciones podrían encontrar la necesidad de obtener, con carácter previo, una autorización de la Administración cultural. Pensemos en una intervención consistente en la transformación de una central hidroeléctrica convencional en otra de carácter reversible. Aunque pudiera ser interpretable que ello constituya, en puridad, un cambio de uso (sometido a autorización), las modificaciones emprendidas, que con seguridad comportarían la sustitución de maquinaria o la alteración de los espacios originales de la infraestructura, podrían incidir en un aspecto esencial y, como hemos visto, también controlable por la Administración cultural: la compatibilidad del uso (aunque siga siendo aquel original) con los valores presentes en el bien. Ello sin perjuicio de que, de resultar operativas previsiones como las contempladas en la Ley madrileña, también resultaría necesaria la autorización específica para eliminar maquinaria o elementos originales.

---

bilidad de su reubicación física, al afirmar que su conservación se operará "sin que necesariamente deban ocupar los espacios concretos para la función que cumplían en el proceso científico original".

33. Sin embargo, el planteamiento dista aquí de poder equipararse a las prohibiciones de demolición de los inmuebles dispuestas en el régimen general, algo que puede apreciarse en la operatividad dada al silencio positivo en los procedimientos de autorización derivados de las solicitudes que pretenden el descarte de estos bienes (así como el plazo de resolución, que se acorta a 2 meses).

En el segundo supuesto, donde también podríamos encontrar situaciones plausibles en los contextos de cese del aprovechamiento específico para la generación hidroeléctrica (como podría ser la transformación de las instalaciones de una central en centro de visitantes o su reconversión en un espacio dedicado a la vigilancia y control del cauce fluvial), la alteración del uso de la infraestructura protegida requeriría autorización expresa de la Administración cultural, donde deberán evaluarse las incidencias que sobre los valores culturales preexistentes comportarían esos nuevos usos (para almacenaje, instalación de nuevo instrumental, tránsito de visitantes, etc.). En todo caso y dada la tendencia manifestada por el tenor de las normas sectoriales (especialmente en las CC.AA. dotadas con normas más actualizadas), ha de tenerse presente que la Administración cultural tenderá a presentar una inclinación favorable al mantenimiento del uso original mientras no se acredite adecuadamente la necesidad de su cese.

Por último, en cuanto toca a las posibles situaciones relacionadas con los usos, cabe considerar otro supuesto: que la Administración estatal, por decisión propia o por inacción, deje los bienes sin uso alguno. En este supuesto debe tenerse en cuenta que, en cuanto titular de las infraestructuras protegidas, ha de responder de su conservación ante la Administración cultural, que podría activar contra ella los mecanismos previstos por la Ley en caso de incumplimiento cuando del abandono del uso del bien se deriven riesgos o daños para su integridad material y la de sus valores culturales[34].

4. LA CUESTIÓN COMPETENCIAL: ¿FRENO INSALVABLE A LAS INICIATIVAS AUTONÓMICAS PARA DECLARACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS HIDROELÉCTRICAS COMO BIC?

Comprobados los contenidos y alcance de las principales afecciones derivables de la eventual declaración BIC sobre infraestructuras dedicadas al aprovechamiento hidroeléctrico, corresponde analizar ahora otro aspecto que, al parecer, dista de ser pacífico en el contexto que abordamos: la identificación de la concreta Administración cultural competente para hacer efectiva dicha declaración. Esto nos devuelve a los casos que citábamos en el arranque de nuestro estudio: ¿qué recorrido tuvieron los procedimientos incoados por las CC.AA. para la declaración de BIC sobre las infraestructuras de generación hidráulica? Pues, haciendo honor a la verdad, uno bastante

34. El incumplimiento de los deberes de conservación del propietario lleva aparejadas potestades de intervención reconocidas a la Administración cultural, tales como la ejecución subsidiaria o, en última instancia, la expropiación (vid. art. 36 LPHE).

corto: en el caso de la presa de Toranes, la Dirección General de Patrimonio Cultural del Gobierno aragonés archivó el procedimiento apenas dos meses después de haberlo iniciado, aceptando las alegaciones en contra presentadas por la CH del Júcar y un conjunto de asociaciones ecologistas, que defendían la falta de competencia autonómica; en el supuesto de las infraestructuras de la presa de La Retorna, la Dirección General de Cultura hizo lo propio en noviembre de 2024 —aquí, casi un año después de la incoación del expediente— pero procediendo, en esta ocasión, a remitir el expediente al Ministerio de Cultura para su resolución, reconociendo así la competencia estatal[35]; por último, en el más reciente caso del Salto de El Pelgo, la actuación de la Consejería de Cultura y Turismo de la Junta de Castilla y León se sumó a la apuntada tendencia de forma inmediata, redirigiendo casi directamente (en enero de 2025, un mes después de su recepción) la solicitud de incoación del procedimiento de declaración, inicialmente formulada ante ella, a la Dirección General de Bellas Artes del Ministerio.

¿Cuál es el motivo de esta marcha atrás o, en su caso, de la renuncia casi inmediata a resolver? Si atendemos al caso concreto de la presa de Toranes, las alegaciones aceptadas se basan, por cuanto afecta a la legislación sectorial de Patrimonio cultural, a la competencia reconocida al Estado en el art. 6.b LPHE sobre los bienes adscritos a servicios públicos gestionados por esa Administración[36]. Revisamos a continuación si, dados los contenidos de este precepto y su interpretación jurisprudencial, la competencia estatal puede desplegar efectos plenamente excluyentes sobre la autonómica en el supuesto que nos afecta: la declaración BIC de infraestructuras hidroeléctricas que cesan en su uso, como consecuencia del vencimiento de las concesiones que permitían su explotación. La reflexión se torna particularmente necesaria, más aún cuando pueden identificarse casos en los que, efectivamente, se

35. En este supuesto, la cuestión fue ganando repercusión política, especialmente después de que el TSJ de Aragón, a principios de este año 2025, confirmara la procedencia de la demolición de la presa, acordada por la CH del Ebro en junio de 2022 y con un proyecto de demolición ya presentado por parte de la antigua concesionaria del aprovechamiento. El pasado mes de marzo, el Parlamento riojano adoptó un acuerdo para instar al Ejecutivo regional que solicite del Ministerio de Cultura una declaración BIC de urgencia para evitar dicha demolición.

36. También refieren el art. 17 del RDL 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas y el art. 28.1 del Plan Hidrológico Nacional, aprobado por la Ley 10/2001, de 5 de julio, conforme a los cuales la Administración General del Estado ostenta la competencia exclusiva sobre la construcción objeto de la declaración iniciada (véase la Resolución de 18 de junio de 2021, de la Directora General de Patrimonio Cultural, por la que se deja sin efecto la Resolución de 26 de abril de 2021, con la que se incoó el procedimiento).

ha llevado a cabo la declaración BIC sobre este tipo de bienes a cargo de las CC.AA., sin que haya mediado, al menos hasta día de hoy, conflicto competencial alguno.

4.1. SOBRE EL ALCANCE DE LA COMPETENCIA ESTATAL PARA LA DECLARACIÓN DE BICS: EL BIEN HA DE ESTAR AFECTO A UN SERVICIO PÚBLICO ESTATAL

Aunque no podamos detenernos aquí en un *excursus* que profundice en el proceso que ha afectado a la evolución del deslinde competencial entre Estado y CC.AA. por cuanto afecta a la tutela del Patrimonio cultural, sí es obligado, al menos, ponernos en contexto, aunque sea de manera muy resumida. Si bien el modelo de la LPHE pretendió, en sus inicios, generar un sistema presidido por el predominio de la competencia estatal (donde el Estado acapararía tanto el protagonismo legislativo como la capacidad de declarar los bienes sometidos a protección, dejando para las CC.AA. un papel meramente ejecutivo), determinados hitos procurarían un desenlace bien distinto, destacando entre ellos aquel dado por los dictados de la STC 17/1991, de 31 de enero. El TC, en su intento de procurar una articulación más clara de las previsiones constitucionales afectadas (arts. 148.1.16.ª y 149.1.28.ª CE), acotó la competencia estatal de defensa del Patrimonio contra el expolio (desarrollada en el art. 9 LPHE) como un título de intervención subsidiario[37], entregando la competencia ordinaria para declarar BICs a las CC.AA. A resultas de esta interpretación, la competencia estatal para declarar BICs debería ajustarse estrictamente al marco procurado por el art. 6 b) LPHE, referido a los "bienes integrantes del Patrimonio Histórico Español adscritos a servicios públicos gestionados por la Administración del Estado o que formen parte del Patrimonio Nacional"[38].

Ejemplos jurisprudenciales no lejanos en el tiempo ponen de manifiesto la capacidad del Estado para frenar iniciativas de las CC.AA. en función de esta concreta interpretación del reparto competencial aplicable sobre la potestad de declaración BIC. Destacamos aquí un supuesto concreto, por la

37. Un carácter subsidiario que se vio incluso acrecentado tras la modificación operada en 1994 sobre el Reglamento de desarrollo de la LPHE (RD 111/1986, de 10 de enero), con la introducción del art. 57 bis, que diseñó un procedimiento de intervención del Estado en materia de expolio sumamente laxo y muy respetuoso de la autonomía de las CC.AA.

38. En este proceso, determinante de una fuerte contracción de la competencia estatal con respecto a la idea del diseño original, vino además a sumarse una proliferación de las cesiones operadas por el Estado en favor de las CC.AA. en relación con la gestión de BICs de su titularidad.

utilidad que tendrá en su traslación al ámbito aquí abordado: se trata de la STS 1183/2016 de 25 mayo, donde la Sala de lo Contencioso-Administrativo (Sección 4.ª) determinó la nulidad del Decreto 89/2012, de 22 noviembre, aprobado por el Gobierno canario, por el que se declaraba BIC, con categoría de Sitio Histórico, el Conjunto de Muelles, Almacenes, Varaderos, Puente del Barranco y Playa de Valleseco, en el término municipal de Santa Cruz de Tenerife. Señalará allí el TS que la protección de los bienes afectos a un servicio público estatal "es una consecuencia derivada de la de la plenitud de ejercicio de las competencias de dichos órganos estatales en la gestión del servicio público" y, de no ser así, agrega, la gestión se vería "condicionada o perturbada"[39].

En efecto, no es difícil concluir que, en los supuestos en los que una C.A. pretenda declara BIC una infraestructura destinada a la generación de energía hidroeléctrica, nos hallaríamos en una situación idéntica a la descrita en la sentencia, por cuanto afecta a un servicio público que la misma presta (aunque sea a través de un régimen concesional). Ello podría explicar perfectamente la reacción del Gobierno de Castilla y León en el caso del Salto de El Pelgo, descrito más arriba, dado que esta infraestructura hidroeléctrica se halla aún en uso, no habiéndose extinguido la concesión reconocida para su aprovechamiento. Sin embargo —y aquí se plantea una cuestión que creemos central—, ¿podría extenderse esta interpretación a supuestos en los que, una vez extinta la concesión, cesa el aprovechamiento hidroeléctrico y, en consecuencia, el servicio público (bajo control estatal) que constituye la generación de esa energía ha dejado de prestarse? En este caso, a nuestro juicio, siempre y cuando la Administración estatal no pretenda licitar una nueva concesión o asumir directamente el servicio (supuesto, éste último, poco frecuente)[40], el requisito de la adscripción del bien a un servicio público, determinante de la competencia estatal para la declaración BIC, habría

39. Aunque la delimitación del BIC incluía tanto bienes afectos al servicio portuario como otros que no lo estaban, entenderá el TS que procede la nulidad integral del Decreto por tratarse de un conjunto en el que lo predominante es el "puerto, instalaciones y zona de influencia", que son competencia de la Autoridad Portuaria y de la Administración del Estado. Añade el Alto Tribunal que "es la suma, el valor del conjunto, de la agrupación de inmuebles que forma una unidad singular por su valor histórico, en este caso, centrado en dar testimonio de una creación cultural fruto del esfuerzo humano", considerando que "Precisamente esa unión condiciona y determina la relevancia del lugar, que en este caso viene, esencialmente, representado por los bienes adscritos a servicios públicos gestionados por el Estado"

40. Vid., en este sentido, Baeza Sanz, Domingo; Vaquero, Laura; & Iranzo Jiménez, Ester, "La caducidad de concesiones hidroeléctricas como oportunidad para mejorar la gestión de los ríos", *op. cit.*, pp. 80 y ss.

dejado de concurrir y, por tanto, podría entenderse que la potestad de la C.A. para operar la declaración quedaría expedita. Así ocurriría en los otros dos supuestos traídos aquí a colación: la presa de Toranes y la de la Retorna, ambas con expedientes de extinción del aprovechamiento hidroeléctrico ya resueltos por sus respectivas CC.HH. ¿Por qué desistió entonces el Gobierno aragonés? ¿Por qué el Gobierno riojano redirigió la solicitud de declaración al Ministerio?

Más allá de la normativa de Patrimonio y de la competencia para ejercer la potestad de declaración BIC, nos quedaría la cuestión de la competencia reconocida a las CC.HH. en relación con toda construcción realizada en el DPH. Sin embargo, en las páginas precedentes ya hicimos notar la particular fuerza con la que la normativa de Patrimonio cultural hace valer el carácter preceptivo y prioritario de la poderosa "autorización cultural", proclamado en casi todas las leyes sectoriales con mención expresa de su preferencia sobre "las restantes autorizaciones"…

No parece, en suma, descabellado, que una C.A. pueda pretender la aplicación de los instrumentos vigentes en su normativa sectorial de protección del Patrimonio cultural a bienes que, aun hallándose en un dominio público de titularidad estatal, no estén sirviendo efectivamente para la prestación de un servicio público de su competencia.

4.2. LÍMITES PARA LAS PRETENSIONES DE LA ADMINISTRACIÓN CULTURAL EN LA DECLARACIÓN BIC DE INFRAESTRUCTURAS HIDROELÉCTRICAS EN DESUSO

Sosteniendo lo anterior, dos cuestiones han de ser aclaradas en todo caso, afectando la primera a los propios requisitos esenciales del instrumento de la declaración BIC y, la segunda, a su concreta finalidad u objetivo. Ambas determinan el alcance real que puede tener una declaración en el contexto que analizamos, no siempre coincidente con los objetivos a los que aspiraban las instituciones y colectivos que las promovieron en los supuestos que hemos traído a colación en nuestro estudio.

En primer lugar, por muy obvio que resulte, para poder incoar una declaración de BIC es necesario que pueda acreditarse la existencia real de un valor cultural en el bien, factor esencial que permitiría despejar cualquier posibilidad de duda con respecto a un ejercicio arbitrario de la potestad de declaración. Si bien no abundan los pronunciamientos judiciales que se hayan atrevido a profundizar en la revisión de los criterios y motivaciones

técnicas que respaldan, en este sentido, la incoación de los procedimientos de declaración[41], la doctrina sí ha resultado unánime en sus advertencias, especialmente en un contexto (ya apuntado) presidido por una clara tendencia al abuso de la declaración de BICs: no se trataría sólo de garantizar la presencia de "algún" interés cultural en el bien, sino que ese interés resulte verdaderamente relevante, tanto como para merecer la especial e intensa protección que otorga a la figura la normativa sectorial[42]. No todo interés cultural habilita, pues, a la aplicación de una declaración BIC, ni mucho menos puede admitirse su utilización interesada, con el objeto de obtener resultados distintos a la protección del bien. Esta es, precisamente, la situación denunciada por Brufao Curiel en el caso de la presa de Toranes, donde, a su juicio, el recurso a la incoación de un expediente BIC no buscaba tanto la protección de un interés cultural efectivamente acreditado como la preservación de determinados usos privativos del agua asociados a la presa, no existiendo fundamentos de índole cultural que justificaran, si quiera, la consideración de conjunto que pretendía conferirse por los interesados a los diversos bienes cuya protección se proponía[43]. Parecen darle la razón a esta postura tanto la rapidez con la que, como vimos, se archivó el expediente por parte de la Consejería competente, así como la inexistencia de una posterior

41. Circunstancia que parece casar bien con la idea de que la declaración BIC es constitutiva de un acto administrativo (declaración unilateral) no plenamente reglado, sino con importantes márgenes de discrecionalidad (vid. González Sanfiel, Andrés Manuel, "Patrimonio cultural: protección de valores, desplazamiento de garantías", *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, núm. 21, 2024, pp. 189-190). Sin embargo, algún pronunciamiento sí que se ha producido en relación con las valoraciones pertinentes para la incoación de un expediente, llegando a sostenerse que la presencia de "datos indiciarios" con respecto a la relevancia del bien puede obligar a la Administración a incoar el procedimiento de declaración (en el supuesto enjuiciado en la STSJ de Murcia núm. 162/2024, de 22 de marzo, la Sala vino a corregir la "apresurada" y contradictoria valoración realizada en el caso por la Administración cultural, concluyendo que la decisión de no incoar un expediente BIC solicitado a instancia de parte sólo puede producirse "en los casos en los que inicialmente se revele como evidente y manifiesto —para los expertos en la materia— que un bien no reúne esas características").

42. En este sentido, resultan sumamente expresivas las afirmaciones de González Sanfiel: "El papel y exclusividad de los BIC contrasta con el afán por declarar cuantos más bienes en la categoría de los bienes de interés cultural […]. Se confunde la existencia de un valor patrimonial con su necesaria protección a través de la máxima categoría. […] Si todo bien portador de un valor es un BIC, ninguno de ellos lo es" (vid. González Sanfiel, Andrés Manuel, "Patrimonio cultural: protección de valores, desplazamiento de garantías", op. cit., p. 90, así como el resto de opiniones doctrinales allí referidas).

43. Vid. Brufao Curiel, Pedro, "La presa de los Toranes y su imaginada protección cultural", *Ríos con Vida AEMS*, Blog de la publicación accesible en https://riosconvida.es/la-presa-de-los-toranes-y-su-imaginada-proteccion-cultural-1/ (último acceso 24/07/2025)

petición expresa de la misma al Ministerio de cultura, intimándole a activar la protección para salvar los posibles obstáculos competenciales (algo que sí ocurriera en los otros casos que hemos traído a colación, donde el interés cultural presente en el bien se presentaba, *a priori*, mucho más acreditado)[44].

Proyectándonos ahora sobre los efectos materiales de la declaración BIC y su ajuste efectivo a la doble pretensión (evitar la demolición de las infraestructuras y lograr la continuidad del aprovechamiento) que suelen manifestar las partes interesadas en su aplicación a estos supuestos, las consideraciones procedentes resultan dispares: por un lado, es evidente que de la declaración BIC se desprenderá, sin mayores dudas y con muy escaso margen para excepciones —como se apreció más arriba—, la imposibilidad de demolición de los bienes declarados (o, cuando menos, la posibilidad de suspender temporalmente su ejecución si la misma ha sido resuelta por la Administración hidráulica o por pronunciamiento judicial); por otro, sin embargo, la declaración no constituye un instrumento adecuado para garantizar la pervivencia de su uso natural, es decir, el aprovechamiento hidroeléctrico preexistente en estos casos.

Siendo cierto, como veíamos, que de algunas normas sectoriales autonómicas se desprende, de forma implícita, una preferencia por la preservación de los usos originales de los bienes declarados, y que otras proclaman expresamente la compatibilidad de la condición de BIC con la operatividad de concesiones sobre su uso, no es posible afirmar, sin embargo, que la condición de BIC habilite a la Administración cultural a imponer la preservación y continuidad del uso que venían teniendo los bienes ahora protegidos[45]. La eventual declaración de una infraestructura dedicada a la generación hidroeléctrica a manos de la Administración cultural autonómica tan sólo le conferiría la potestad de evaluar los futuros usos que se decidan dar a la misma en función de su compatibilidad con los valores culturales identificados en el bien. La competencia para proponer el uso del bien o para disponer una nueva concesión continuará siendo del titular de la instalación, que no será otro que la Administración estatal, quien adquiere, además, pleno

44. En el caso de las infraestructuras de la presa de La Retorna, la solicitud de declaración contó con el respaldo y participación del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, institución desde la que se han defendido con insistencia el especial interés y valores presentes en esta infraestructura.

45. De hecho, ello implicaría un notable contrasentido: si partíamos de que una infraestructura en uso para la generación de energía hidroeléctrica en el DPH no podía ser objeto de una declaración BIC por hallarse afecta a un servicio público estatal, ¿cómo entender que el propósito de una C.A., al declarar BIC una infraestructura que ha cesado en la prestación del servicio sea, precisamente, que el mismo se reactive?

control de la misma una vez revertidos sus bienes. En este sentido, más allá del bloqueo operado a la potestad para decretar su eventual derribo o demolición, ninguna de las competencias reconocidas a la Administración General del Estado en el contexto del DPH podrá ser sustituida, sino únicamente condicionada (en el sentido ya apuntado) por la que espera a la Administración cultural. Procedería, en este sentido, una adecuada coordinación y colaboración entre ambas administraciones (algo a lo que parece no haber sido ajeno el legislador estatal, dadas las frecuentes referencias a la posibilidad de activar mecanismos específicos a tal fin en este contexto)[46].

Si pensamos en el caso del Salto de El Pielgo, donde, al parecer, los proponentes de la declaración BIC planteaban crear un centro de interpretación sobre energías renovables dentro de las infraestructuras en caso de que las mismas cesaran en su funcionalidad, hallaríamos un supuesto en el que resultaría necesario un doble pronunciamiento sobre la procedencia y compatibilidad del nuevo uso: el que correspondería a la Administración cultural autonómica en cuanto garante de la protección de los valores culturales y el que esperaría a la Administración hidráulica estatal en cuanto garante de la protección del DPH y, también, en cuanto titular de la propiedad de las instalaciones (que, mediando conformidad, se traduciría en algún instrumento convencional destinado a la cesión del uso a favor de la entidad que se responsabilizase de su puesta en marcha).

4.3. "EPPUR SI MUOVE…": INSTALACIONES HIDROELÉCTRICAS DOTADAS DE PROTECCIÓN CULTURAL MEDIANTE DECLARACIONES OPERADAS POR LAS CC.AA.

Logremos o no dirimir la controversia competencial que puede afectar a las eventuales declaraciones de BIC sobre infraestructuras existentes en el DPH dedicadas al aprovechamiento hidroeléctrico, lo que es evidente es que no podemos obviar una realidad: si bien no se trata de un tipo de bienes frecuentemente sometido a protección cultural, a día de hoy contamos con presas y centrales hidroeléctricas que sí lo están, con declaraciones de BIC incluidas, efectivamente operadas desde los organismos competentes de las CC.AA., sin que haya mediado polémica o conflicto competencial alguno

46. Pensemos en la mención realizada a la promoción de convenios de colaboración entre el MINECO y las Administraciones autonómicas y locales para articular la toma de decisiones sobre edificaciones situadas en zonas inundables (art. 28 3 PHN), o para la planificación y financiación de actuaciones referidas a cauces públicos en zonas urbanas (art. 28.4 PHN), o a la posibilidad de delegar en las CCAA la tramitación de las autorizaciones referentes al DPH, prevista por el art. 17 a) LA.

(al menos, que hayamos podido detectar). La casuística, aunque reducida, dista además de ser homogénea, tanto en cuanto al tipo de infraestructura (aunque predominen las de pequeñas dimensiones) como, en el plano jurídico, por la diversidad de figuras de protección empleadas. Además, ha de hacerse notar que, en algunos casos, las infraestructuras continuaban en uso (adscritas, por tanto, a un servicio público de titularidad estatal) cuando la C.A. decretó su protección. Veamos algunos ejemplos.

En la categoría de BIC, el ejemplo más singular es, sin duda, el que afecta al complejo de la presa de El Salto, sita en el municipio de El Carpio (Córdoba), dotada de una central de tipo fluyente, hoy en día operativa (con una potencia instalada de 8,4 MV y generación anual estimada de 10.000 MVh). Se trata, por cuanto hemos podido saber, de la única central hidroeléctrica declarada BIC en la categoría de Monumento, condición otorgada por la Junta de Andalucía mediante el Decreto 243/2003, de 29 de julio, conforme al cual se "destaca por su valor arquitectónico, con un diseño de recreación neomudéjar, de alto sentido estético", así como por "un importante valor social para la población de la localidad, ya que ha contribuido al desarrollo y expansión económica de la zona desde su construcción entre los años 1918 y 1922" (el Decreto también se hace eco del "interés que las edificaciones de construcción moderna han cobrado en la actualidad", como factor a tener en cuenta para la justificar la protección legal del monumento). Las instalaciones incorporan, además, un espacio expositivo dedicado a la difusión cultural y científica relacionada con la energía hidroeléctrica (creado por la Fundación Endesa y cedido en 2021 al Ayuntamiento de El Carpio).

Más allá del singular caso del Salto de El Carpio, los elementos correspondientes a infraestructuras hidroeléctricas sometidos a declaración BIC que hemos localizado se integran normalmente junto a otros en alguna de las categorías de conjunto previstas en la legislación autonómica aplicable. En este sentido, un ejemplo destacable para nuestro interés (por tratarse también de una instalación aún en uso) es el del denominado Estrecho del Solvente, en el término municipal de Ojós (Murcia) sobre el río Segura y declarado BIC en 2020, en la figura del Conjunto Histórico: en la justificación recogida en su Decreto[47], se destaca la pretensión de proteger no tanto —o no solo— las instalaciones dedicadas al aprovechamiento energético *per se*[48],

47. Decreto n.º 188/2020, de 10 de diciembre, del Consejo de Gobierno de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, por el que se declara Bien de Interés Cultural, con categoría de sitio histórico, el Estrecho del Solvente, en el término municipal de Ojós.

48. De hecho, el Decreto comprende un listado de bienes en el que no todos se corresponden con elementos propios de aquéllas: se citan expresamente el Azud del Solvente

como la especial configuración que las mismas han conferido al entorno fluvial, donde se aprecian singulares valores, tanto paisajísticos como de índole sociocultural[49]. En el resto de casos hallados hablamos casi siempre de instalaciones obsoletas o abandonadas que, de igual modo, se insertan en bienes de conjunto cuya protección obedece a valores principalmente etnológicos o paisajísticos. Un ejemplo reciente, que también cobra interés por la aplicación al mismo de las nuevas figuras de protección autonómicas, es el del Caño de Sierra Espuña, en los municipios de Totana y Alhama (Murcia), afectado en 2024 por una declaración BIC en la modalidad de Lugar de Interés Etnográfico[50].

Debemos tener en cuenta también puntuales supuestos en los que, aun no recurriendo al máximo nivel de protección, se aplican a este tipo de infraestructuras instrumentos capaces de desplegar consecuencias prácticamente idénticas. Así ocurre, por ejemplo, en el caso de las centrales de La Riera y de la Malva, en Somiedo (Asturias), que fueron incluidas en el Inventario del Patrimonio Cultural de dicha C.A. en 2018, como construcciones históricas industriales de interés[51]: conforme a la Ley asturiana, este tipo de bienes

---

y el inmueble conocido como la "Fábrica de Luz", pero junto a ellos figurarán también otros elementos asociados al aprovechamiento agrícola del agua (las acequias de Ojós-Ulea y de Ojós-Villanueva, las norias de la Ribera y del Solvente) o a la propia estructura de las explotaciones agrícolas (los muros de piedra seca que flanquean al río, como muros de contención de los huertos, o las propias huertas tradicionales de sus márgenes).

49. Resulta muy significativa a tal efecto la motivación aportada por el Decreto de declaración: "Las centrales hidroeléctricas que se ubican en el Valle de Ricote […] son edificios que marcaron la historia de los lugares en las que se ubicaron y consiguieron la llegada de la revolución industrial a los lugares más escondidos y desconocidos de la geografía murciana, estas mismas centrales han generado un especial paisaje cultural a su alrededor, ya que al construirse los canales para la llegada del agua a sus turbinas, se consiguió crear un pasaje industrial sumamente naturalizado, que lo distingue de otros paisajes altamente antropizados por la actividad industrial".

50. La Resolución de incoación, emanada en mayo de 2024 (BORM núm. 101, de 3 de mayo de 2024), refiere expresamente la existencia de varias centrales en el recorrido de la infraestructura, hoy en desuso. Entre otros ejemplos similares, dotados de presencia de centrales o saltos asociados a estructuras hidráulicas afectadas por la figura BIC de Conjunto Histórico, puede citarse el caso del Canal Imperial de Aragón (cuyo expediente, incoado por la C.A. en 2000, no figura, sin embargo, resuelto). Singular resulta el caso de la central hidroeléctrica de Güimar, conocida popularmente como "La Hidro", en la isla de Tenerife, para cuya protección vino a emplearse la categoría de Sitio Histórico (vid. Decreto 393/2007, de 20 de noviembre).

51. Vid. Resolución de 14 de septiembre de 2018, de la Consejería de Educación y Cultura, por la que se finaliza el expediente para la inclusión en el Inventario del Patrimonio Cultural de Asturias de 35 bienes patrimoniales del concejo de Somiedo. Se tiene

también se ven afectados por la prohibición de demolición o por el control de las intervenciones que les afecten a través de autorización cultural previa[52].

En todo caso, el carácter reciente de buena parte de estas declaraciones revela también el interés creciente de las CC.AA. por la protección de este tipo de bienes, espoleadas por una tendencia, que parece cobrar fuerza en los últimos años, dirigida a poner en valor el Patrimonio industrial y que, sin duda, constituirá la antesala de un futuro aumento de las propuestas de declaración en este ámbito patrimonial[53].

Sin perjuicio de las valoraciones que se aportarán en las conclusiones sobre todas estas evidencias del ejercicio efectivo de la protección cultural a cargo de las CC.AA. en el contexto del DPH, hemos de destacar aquí otro aspecto común a todas ellas, derivado de nuestro análisis sobre los instrumentos que determinaron su declaración: en ninguno de los Decretos o Resoluciones se aprecia referencia alguna a la participación de la Administración estatal (ni la cultural ni la hidráulica) ni media alusión que tome en cuenta sus competencias y potestades sobre los bienes afectados o los condicionantes que pudieran derivarse de la aplicación de la normativa sectorial de aguas. Bien es cierto que también podemos encontrar otro denominador común en estos casos: la ausencia de un conflicto directo o inminente entre la Administración cultural autonómica y la Administración hidráulica estatal, bien sea porque hablamos de procedimientos de declaración que se llevaron a cabo en momentos muy anteriores al contexto actual (como puede ser el caso de la declaración BIC del Salto de El Carpio[54]), bien porque se refieren

---

constancia de que la segunda continúa hoy en servicio, mientras que la primera está inactiva, después de haberse resuelto por desistimiento el último concurso público dispuesto para su explotación, en noviembre de 2024.

52. Así se desprende del régimen dispuesto en los Capítulos I y III del Título II de la Ley 1/2001, de 6 de marzo, del Patrimonio Cultural del Principado de Asturias.

53. Puede destacarse, en este sentido, el impulso dado a las acciones de catalogación, necesariamente previas a la identificación de los bienes que precisarán protección. Un ejemplo podemos encontrarlo en la publicación del Inventario de Patrimonio Industrial y Obra Pública de Aragón en 2016, donde se identifican, como destacadas aportaciones de la ingeniería y la arquitectura industrial, algunas de las infraestructuras más destacadas de la región, como las centrales hidroeléctricas de Seira, Eriste o Salinas, todas ellas en la provincia de Huesca (el resultado de esta catalogación fue incorporada al Sistema de Información del Patrimonio Cultural Aragonés (SIPCA), accesible en el sitio https://www.sipca.es/.

54. El íter seguido por el procedimiento de declaración BIC del Salto de El Carpio resulta tan peculiar como dilatado: en primer lugar, según obra en el propio Decreto de declaración, fue la Dirección General de Bellas Artes de la Consejería de Cultura la que incoó el expediente de declaración el 25 de febrero de 1985, hallándose por aquel entonces todavía

a instalaciones en desuso o abandonadas, o bien porque los instrumentos empleados para su protección no se focalizan de manera intensa en intervenir sobre las propias instalaciones (como sucede con muchas de las categorías BIC pensadas para una pluralidad de bienes)[55]. Estos factores pueden incidir en un cierto *laissez faire* por parte del Estado (que no reclama aquí su competencia cultural, aun en casos donde las instalaciones siguen afectas a un servicio público estatal en activo), o bien pueden ser un claro indicio de que el conflicto, en otros casos manifestado, no tiene su verdadero origen en la existencia de obstáculos legales infranqueables.

5. CONCLUSIONES Y REFLEXIÓN FINAL

¿Puede una C.A. evitar la demolición de una infraestructura hidráulica ejerciendo sus competencias en materia de Patrimonio cultural cuando el Estado la pretende por motivos ambientales, en el contexto de la extinción de la concesión que regía su explotación? Esta era, en esencia, la pregunta de partida que podía deducirse de la introducción de nuestro estudio, que ha venido ilustrado con casos específicos en los que se ha evidenciado, de una forma u otra, esta tensión. Casos que, con frecuencia, se nos presentan con el mismo tenor de la pregunta formulada, marcada por una dicotomía aparentemente insalvable, derivada de una dinámica de clara confrontación: en el plano político, quienes apoyan las políticas ambientales estatales contra quienes quieren frenarlas; en el plano jurídico, quienes sostienen la prevalencia de la competencia estatal contra los que defienden la de la autonómica. Sin embargo, los pasos dados en nuestro análisis, que han pretendido fijar la atención no sólo en el diseño del régimen jurídico dispuesto sino también en los derroteros seguidos en su puesta en práctica, deben conducirnos, desde una

vigente la Ley de 13 de mayo de 1933 sobre defensa, conservación y acrecentamiento del patrimonio artístico nacional (la LPHE se hallaba en trámite parlamentario y faltaban aún 6 años para la aprobación de la primera LPHA); no fue hasta 15 años después, sin embargo, cuando se dispusieran los trámites de información pública y audiencia (año 2000); y, por último, el mismo concluyó en 2003 con el definitivo acuerdo del Gobierno andaluz (a pesar de la dilación, como decimos, una fecha muy lejana al contexto actual, marcado por la polémica derivada del vencimiento de las concesiones hidroeléctricas y la implantación de estrategias ambientales en el marco fluvial).

55. Como se avanzó, se trata de categorías BIC cuya protección queda orientada a ser concretada en su alcance por instrumentos de planificación (es el caso de Conjuntos y Sitios Históricos) o que, de conformidad con lo dispuesto por la Ley, requerirán simplemente la adaptación de la planificación urbanística o territorial existente (como ejemplifica, por ejemplo, el mandato previsto en los arts. 64 y 68 LPHA en relación con los Lugares de Interés Etnográfico o Industrial), a efectos de garantizar la protección de valores esencialmente paisajísticos o etnológicos.

perspectiva más articulada y superadora de enfoques sectoriales, a reformular el dictado de aquella pregunta inicial, ampliando también su alcance: ¿qué se puede hacer, a la luz de nuestro ordenamiento jurídico, con las instalaciones de generación hidráulica existentes en nuestros ríos cuando confluye la necesidad de proteger el valor cultural que las mismas presentan y la de mejorar la calidad de las aguas fluviales y proteger los ecosistemas que albergan?

La preservación / mantenimiento de estos elementos o su efectiva eliminación no son más que dos posibles respuestas de las que podrían darse en el intento de satisfacer dos intereses públicos *a priori* —no lo olvidemos— no dotados de prevalencia el uno sobre el otro, al menos en el plano constitucional[56]. El enfoque oportuno, a nuestro juicio, debe desplazar la atención principal del debate sobre el alcance de los títulos competenciales (que, en ciertos casos, como se ha evidenciado, termina resultando irrelevante en la realidad práctica) hacia la efectiva identificación de mecanismos e instrumentos jurídicos que permitan articular dicha dupla de intereses de manera justa, equilibrada y efectiva.

Hemos concluido que la Administración cultural autonómica conserva su competencia para poder someter a protección las infraestructuras destinadas a la generación hidroeléctrica sitas en el DPH cuando las mismas no se hallen en activo, dado que, en dicha circunstancia, no pueden entenderse afectas al servicio público estatal (requisito que otorgaría dicha potestad a la Administración cultural estatal). Hemos constatado además que, de hecho, la Administración estatal llega a tolerar que la Administración cultural autonómica active dicha protección incluso cuando las instalaciones se hallan aún en uso (eso sí, no en contextos en los que la Administración hidráulica tiene planificada, de forma inminente, el cese de su actividad y su eventual demolición). Sin perjuicio de ello, se ha advertido de la necesidad de que el ejercicio de la potestad para declarar BIC —más aún tras analizar la intensidad de las afecciones que puede imponer tanto sobre las instalaciones como sobre su uso— resulte efectivamente ajustado a la trascendencia real de los valores culturales presentes en los bienes, pues no todos merecen dicha protección. El abuso de las declaraciones de protección, por común que resulte la tendencia en el sector, resulta indeseable (también en garantía de la propia eficacia de dichos instrumentos), como inadmisible es incurrir en supuestos de evidente desviación de poder con el recurso a las mismas.

56. La protección del Ambiente y la del Patrimonio se constituyen ambas como principios rectores de la política social y económica, dentro del Capítulo III, Título II de la CE, en virtud de los contenidos de dos preceptos, además, consecutivos (arts. 45 y 46 CE, respectivamente).

Lo ideal, en un escenario como el que se nos plantea, pasa porque la eventual decisión entorno a la demolición o preservación de una infraestructura hidroeléctrica se base en valoraciones serias, profundas y atentas, que tomen en su justa consideración los diversos intereses en juego y, por tanto, también los de índole cultural, cuando los mismos concurren de forma relevante. Esta demanda, que compartimos, es la que se extiende entre los técnicos, particularmente en el caso de los ingenieros, pero también en un amplio sector de los expertos en sostenibilidad, que ven con preocupación como, con frecuencia, las decisiones que comportan la demolición de presas son operadas sin una evaluación técnica previa rigurosa y multidisciplinar[57]. Parece, no obstante, que, por cuanto al interés cultural respecta, el mismo cuenta aún con ciertas dificultades para ser debidamente percibido y valorado en la actualidad, en la medida en que los elementos aquí afectados (presas, centrales hidroeléctricas), como quizás todo el conjunto de las infraestructuras modernas de carácter industrial, no parecen desquitarse fácilmente del estigma de "patrimonio emergente" (en cuanto aún no consolidado) y, por tanto, no merecedor de los grados de protección que se otorgan al "Patrimonio clásico".

Se trataría, pues, de que una decisión tan determinante pudiera ser adoptada no en función del criterio prevalente de una u otra Administración sectorial, sino de una adecuada ponderación de intereses, articulada a través de canales o instrumentos que permitan la participación conjunta de aquellas, como pudiera ocurrir con la constitución de comisiones mixtas (al modo de las ya previstas para articular el ejercicio de competencias culturales y urbanísticas) o la habilitación de consultas o informes previos que facilitaran aquélla dentro de los procedimientos aplicables. Esta no parece ser, sin embargo, la opción manifestada en las legislaciones sectoriales, preocupada cada una en reafirmar el carácter excluyente de los títulos competenciales que son propios de sus Administraciones, cuando no de favorecer, incluso, vías para que estas puedan invadir ámbitos competenciales propios del otro sector[58].

57. Ésta fue una de las conclusiones alumbradas en el seno de la aún reciente Jornada "Salvar el Patrimonio Hidráulico Español", organizada por el Instituto de la Ingeniería de España y celebrada en Madrid, el 3 de abril de 2025, donde cobró un protagonismo central el análisis de la proliferación de expedientes de demolición resultantes de la extinción de concesiones (acceso a información sobre la jornada disponible en https://www.agronewscastillayleon.com/demolicion-presas-preocupa/, último acceso: 29/06/2015).

58. Llama la atención, por ejemplo, que el RDPH atribuya a los Organismos de Cuenca la facultad para apreciar, entre otros, valores "paisajísticos" y "culturales", en el ejercicio de su potestad para establecer perímetros de protección para zonas de especial interés

Por otro lado, como advertíamos, el abordaje de la problemática que nos ocupa no puede quedarse en la disyuntiva "demoler/no demoler" dado que, de optar por la segunda, debe acometerse también la decisión sobre el uso: mutarlo o mantenerlo y, en ambos casos, concretar los sujetos que han de operarlo y las condiciones del mismo.

Por cuanto afecta a esta cuestión, en el análisis de la legislación sectorial hemos comprobado que, por fuertes que resulten las afecciones derivadas de la protección cultural, sus implicaciones tienen efectos limitados en cuanto respecta al uso efectivo de las infraestructuras destinadas a la generación hidroeléctrica: la Administración cultural autonómica, pudiendo prohibir la demolición de una instalación (siempre que esté en desuso y, por tanto, no afecta al servicio público estatal), una vez sometida a protección, no puede, sin embargo, imponer la continuidad de su uso original. El destino de estas instalaciones, una vez cesada su actividad, requeriría de acuerdo efectivo entre la Administración cultural autonómica y la Administración hidráulica estatal, donde espera a esta última la decisión (no sólo en virtud de las competencias sectoriales que le estén atribuidas, sino también en cuanto propietaria de las instalaciones) y a la primera, el cotejo de su compatibilidad con la conservación de los valores del bien.

Al igual que ocurría en relación con la eventual opción por la demolición, también resultará capital la colaboración entre Administraciones (o entre Ministerios, si la declaración BIC proviniese de la Administración cultural estatal) en los escenarios que pueden plantearse en el futuro uso, tras la extinción de su concesión, de una infraestructura hidroeléctrica protegida por sus valores culturales. En el mismo sentido, se requerirán instrumentos y cauces efectivos para articular esa colaboración y definir también los usos y las garantías que han de acompañarlos en virtud de la necesaria protección de sus singulares valores. Se trata, en todo caso, de una colaboración posible, como evidencian otros supuestos que, sin embargo, se nos ofrecen

---

y para ecosistemas dependientes del medio hídrico (Art. 243 sexies RDPH). Por su parte la ya aludida prevalencia que la legislación sectorial de Patrimonio confiere a la autorización cultural puede llevar a verdaderos supuestos de suplantación de las competencias propias de la Administración hidráulica: como ejemplo que nos es bien cercano, sorprendía verdaderamente leer, en su primera versión (Decreto 43/2017, de 14 de Marzo), el apartado "instrucciones particulares" de la declaración de BIC en la modalidad de Zona Patrimonial del Valle del Darro (Granada), donde se recogía un amplio catálogo de actividades prohibidas o sujetas a autorización en el marco del DPH, designando a la Consejería de Cultura como organismo competente para controlar y autorizar todo tipo de usos en el cauce fluvial, sin alusión alguna al Organismo de Cuenca naturalmente competente.

alejados de situaciones de conflicto como la presente en los casos que hemos analizado[59].

En este contexto, la figura del convenio quedaría llamada a cobrar aquí especial fuerza, tomando en consideración no sólo las referencias expresas que habilitan a ello, tanto en la legislación de Aguas como en la de Patrimonio, sino también la efectiva previsión de una modalidad específica presente en la normativa ambiental que bien podría encontrar un encaje particularmente oportuno para el contexto que hemos analizado (incluyendo también el propio supuesto de la demolición): los Convenios de Transición Justa, contemplados en el art. 28 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética. En cuanto figura especialmente pensada para circunstancias ligadas a "casos de cierre o reconversión de instalaciones" y orientada sobre unos objetivos que pueden fácilmente concurrir aquí (fomento y modernización de la actividad económica, empleabilidad), dichos convenios podrían dar efectiva cobertura a supuestos de cesión de la gestión o incluso de la titularidad de las infraestructuras hidroeléctricas a favor de la C.A. o de las Entidades Locales cercanas, tanto para continuar ellas mismas con el uso que les es propio (como con frecuencia reclaman)[60] como para la implantación

59. Un ejemplo lo hallamos en la declaración de BIC para la presa de El Gasco (junto al resto de vestigios del Canal del Guadarrama, en los municipios de Galapagar, Torrelodones y Las Rozas de Madrid), operada por el Gobierno de la Comunidad de Madrid en 2021 (Decreto 206/2021, de 1 de septiembre). En este caso, la CH competente (Tajo) no tuvo inconveniente para colaborar activamente con la C.A. y los Municipios interesados en implantar un uso cultural organizado y planificado para los aludidos espacios, que contaban de por sí con evidentes intereses culturales y paisajísticos cuya puesta en valor pretendía impulsarse con la medida. Cierto es que en este caso nos situábamos ante una infraestructura hidráulica obsoleta y nunca usada (y, además, de titularidad no bien definida), con un valor intrínseco esencialmente histórico (tratándose de un "vestigio construido de un proyecto de ingeniería histórica de gran escala y relevancia, que inicia el desarrollo de grandes obras hidráulicas de su época"). Sin duda, la total ausencia de utilidad de la infraestructura favoreció la predisposición de la CH para facilitar, en cuanto Organismo protector del DPH, todas las autorizaciones necesarias para actuaciones de protección e información en el mismo [vid. info. de la nota de prensa relativa al supuesto en la revista *Iagua Magazine*, accesible en el sitio https://www.iagua.es/noticias/espana/confederacion-hidrografica-tajo/17/02/09/mejora-seguridad-presa-gasco-motivo-ultima). En casos más conflictivos —tales como los aportados en este estudio— la colaboración, aunque más compleja, habría sido igualmente articulable (al menos en tentativa).

60. Este es uno de los escenarios que plantea Bermejo Latre para habilitar la continuidad de la vida operativa de las centrales hidroeléctricas hoy afectadas por la caducidad de sus concesiones, como una fórmula que permitiría "la restitución total de las centrales revertidas al 'territorio' en el que se ubican", en una suerte de "publificación a pequeña

de otros nuevos (centros de interpretación, usos turísticos, etc.). En todo caso, el convenio podría concretar también los requisitos de compatibilidad exigibles al desempeño del uso para el efectivo respeto de los valores culturales, así como los concretos cauces para su control por parte de la Administración cultural (sin perjuicio de los que ya le otorga la normativa sectorial).

En resumen, los desajustes y carencias que hemos evidenciado aquí y a lo largo del estudio imponen una necesaria superación del tradicional enfoque sectorial, divergente, que, por otro lado, más que facilitar una adecuada respuesta ante las singulares vicisitudes experimentadas en la actualidad por las infraestructuras hidroeléctricas, favorece y alimenta el conflicto entre los intereses públicos subyacentes en las mismas. La integración de las políticas y el diseño de instrumentos transversales es, por otra parte, la dirección sugerida desde Europa, de forma particularmente intensa por cuanto respecta tanto a las políticas de protección del Patrimonio como a las referidas al Ambiente[61]. Esta necesidad, además, se torna particularmente crucial en elementos patrimoniales que, como los que integran buena parte de nuestro Patrimonio hidráulico —y, en general, del Patrimonio Industrial—, se hallan a caballo entre lo moderno y lo contemporáneo. El régimen jurídico que los regule habrá de ser sensible al doble perfil que se deriva de dicha singularidad, marcado por la no inusual pervivencia en dichos bienes de un valor efectivo de utilidad (al menos en términos comparativos con otras

escala", que, a juicio del autor, podría dar lugar a la constitución de concretas comunidades energéticas "a modo de autoconsumo compartido" (vid. Bermejo Latre, José Luis, "La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: 'el día después'", *Op. cit.*, pp. 352 y ss.).

61. La Comisión Europea incidirá en la necesidad de adoptar un "enfoque global" o "sistémico" sobre muchos de los apartados abordados en el contexto del Pacto Verde Europeo [COM(2019) 640 final], siendo uno sus objetivos principales la "Integración de la sostenibilidad en todas las políticas de la UE" (vid. aptdo. 2.2.): se entiende que dicho enfoque constituye una condición previa para garantizar que las políticas en materia de clima y medio ambiente "se perciban como justas"; resultará crucial en ámbitos como el de la investigación (donde se declarará que "los enfoques convencionales han dejado de ser suficientes"); se califica la integración inteligente de las energías renovables o la eficiencia energética como "soluciones sostenibles intersectoriales" (dentro del objetivo fijado en su apartado 2.1.2. "Suministro de energía limpia, asequible y segura"). Por cuanto afecta al Patrimonio cultural, partiendo del propio mandato contenido en el TFUE (art. 167.4), la necesidad de adoptar estrategias igualmente integradas o transversales también ha sido proclamada en múltiples instrumentos. Pueden ser ejemplos la Resolución del Parlamento Europeo, de 8 de septiembre de 2015, titulada "hacia un enfoque integrado del patrimonio cultural", o la Comunicación de la Comisión "Una nueva Agenda de Europea para la Cultura" [COM(2018) 267].

categorías de bienes culturales) y el creciente interés y sensibilización social e institucional sobre su valor cultural intrínseco, que en nuestros días le hace caminar, poco a poco, hacia la superación de su tradicional condición de "patrimonio emergente"[62].

6. BIBLIOGRAFÍA CITADA

Alegre Ávila, José Manuel, "El patrimonio etnológico: un patrimonio cultural sin régimen jurídico", *Revista ph — Instituto Andaluz del Patrimonio Histórico*, n.º 82, mayo 2012, pp. 83-99.

Baeza Sanz, Domingo; Vaquero, Laura; & Iranzo Jiménez, Ester, "La caducidad de concesiones hidroeléctricas como oportunidad para mejorar la gestión de los ríos", en La Roca, Francesc & Martínez, Julia (Coords.), *Retos de la planificación y gestión del agua en España*, Fundación Nueva Cultura del Agua, Zaragoza, 2018, pp. 78-87.

Barranco Vela, Rafael, "El ámbito jurídico-administrativo del derecho a la cultura: una reflexión sobre la intervención de la Administración pública en el ámbito cultural", en Balaguer Callejón, Francisco (Coord.), *Derecho constitucional y cultura*, Tecnos, Madrid, 2004, pp. 197-212.

Bermejo Latre, José Luis, "La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: 'el día después'", *Revista Aragonesa de Administración Pública*, Núm. *extra* 24, 2022, pp. 335-357.

Brufao Curiel, Pedro, "La presa de los Toranes y su imaginada protección cultural", *Ríos con Vida AEMS*, Blog de la publicación accesible en https://riosconvida.es/la-presa-de-los-toranes-y-su-imaginada-proteccion-cultural-1/ (último acceso 24/07/2025).

62. Así lo atestiguan tanto el incremento de declaraciones que se están produciendo en el contexto autonómico como su efectiva toma en consideración en la planificación de la acción estatal. En este sentido, el Plan Nacional del Patrimonio Industrial, diseñado en 2011 desde el IPCE, dentro de una de sus líneas de acción, como es la referida al "paisaje industrial" (aptdo. 3.5), en su propuesta de "Localizar los paisajes industriales más importantes del país e iniciar con las Comunidades Autónomas planes de protección", se refiere expresamente a las centrales hidroeléctricas en cuanto centros productivos que, en virtud de su concentración territorial, "crean unos paisajes industriales que actualmente se han revalorizado", también especialmente promocionados en la actualidad desde la acción de UNESCO o ICOMOS (acceso a los contenidos del Plan Nacional del Patrimonio Industrial en https://www.cultura.gob.es/planes-nacionales/dam/jcr:88a504bd-a083-4bb4-8292-5a2012274a8c/04-maquetado-patrimonio-industrial.pdf).

Bruña Yusta, Andoni, "El conflicto entre las infraestructuras hidráulicas y el patrimonio histórico", *Revista de Derecho, Agua y Sostenibilidad*, núm. 3, 2019, pp. 9-28.

Colom Piazuelo, Eloy, "Las energías renovables y los aprovechamientos de aguas: el fomento de las centrales hidroeléctricas de producción de energía y las centrales hidroeléctricas reversibles", en Setuáin Mendía, Beatriz & Salinas Alcega, Sergio (Dirs.), *Perspectivas jurídicas sobre clima, agua y energía: Estudios en reconocimiento al magisterio del profesor Antonio Embid Irujo*, Aranzadi, Las Rozas, 2024, pp. 117-143.

Giannini, Massimo Severo, "I beni culturali", *Rivista Trimestrale di Diritto Pubblico*, I-1976, pp. 3-38.

González Sanfiel, Andrés Manuel, "Patrimonio cultural: protección de valores, desplazamiento de garantías", *Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica*, núm. 21, 2024, pp. 185-199. https://doi.org/10.24965/reala.11354

López Ramón, Fernando, "Reflexiones sobre la indeterminación y amplitud del patrimonio cultural", en De Dios, Salustiano; Infante, Javier; Robledo, Ricardo & Torijano, Eugenia (Coords.), *Historia de la Propiedad. Patrimonio Cultural*, Servicio de Estudios del Colegio de Registradores de la Propiedad y Mercantiles de España, Madrid, 2003, pp. 525-548.

Mosquera Adell, Eduardo, *La cultura del agua en la imagen patrimonial de Andalucía*, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015.

Martínez Almira, M.ª Magdalena; Abellán Contreras, Francisco J. & Payá Sellés, Jorge, "Cultura jurídica y patrimonio hidráulico", *Canelobre: Revista del Instituto Alicantino de Cultura "Juan Gil-Albert"*, n.º 70, 2019, págs. 130-147.

Martínez Justicia, María José & Sánchez-Mesa Martínez, Leonardo J., *La restauración de bienes culturales en los textos normativos*, Comares, Granada, 2008.

Sánchez-Mesa Martínez, Leonardo J., "Incidencia de la normativa sectorial en el otorgamiento de títulos habilitantes. Patrimonio cultural y urbanismo", en Domínguez Blanco, José María & Valenzuela Rodríguez, María José (Dirs.), *Intervención en la edificación y uso del suelo: títulos habilitantes y disciplina urbanística*, Aranzadi-La Ley, Las Rozas, 2024, pp. 723-760.

— "Municipios y patrimonio cultural: hacia un posible reajuste del sistema de protección de los bienes culturales inmuebles" *Revista de Estudios*

de la Administración Local y Autonómica, núm. 19, 2023, pp. 148-171. https://doi.org/10.24965/reala.11196

— "Los criterios de intervención en el Patrimonio cultural inmueble en la legislación internacional, estatal y autonómica", *Patrimonio Cultural y Derecho*, núm. 10, 2006, pp. 137-176.

TERCERA PARTE
AFECCIONES Y CONDICIONANTES AMBIENTALES A LOS USOS HIDROELÉCTRICOS Y EFECTOS SOBRE OTROS APROVECHAMIENTOS

Capítulo 10

La evaluación ambiental para la implantación de centrales hidroeléctricas

Ángel Ruiz de Apodaca Espinosa
Catedrático de Derecho administrativo
Universidad de Navarra

1. INTRODUCCIÓN[1]

A pesar de que la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética (LCCTE) apuesta decididamente por la energía hidroeléctrica tal y como señala en su exposición de motivos "*En concreto, la tecnología hidráulica no fluyente está llamada a desempeñar un papel fundamental en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, debido a que su rápida respuesta y gestionabilidad permiten maximizar la penetración de las tecnologías, garantizando el suministro en todo momento. Además, en el caso de las centrales reversibles, el beneficio es doble, pues los excedentes que se pueden producir en la generación renovable no gestionable pueden ser absorbidos por estas centrales, minimizando el riesgo de vertido y optimizando el uso de la capacidad de generación disponible*", son muchos los condicionantes ambientales determinados para el desarrollo de estos proyectos.

Estos condicionantes se plasman en los procedimientos de evaluación ambiental, primero estratégica a la que ya se sometió el vigente Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y, sobre todo, a la evaluación ambiental de los proyectos a desarrollar bajo el marco del propio PNIEC y su Declaración ambiental estratégica (DAE).

1. El presente texto constituyó la base de mi intervención como ponente en el Congreso Internacional "El binomio agua-energía. Retos para la transición energética", celebrado en Granada los días 8 y 9 de abril de 2025, organizado por la Facultad de Derecho de la Universidad de Granada.

En cualquier caso, la voluntad del legislador es clara, es por ello por lo que la LCCTE establece que el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables no gestionables en el sistema eléctrico, promoviendo, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles. Por otro lado, para que dicha integración sea compatible con una operación segura del sistema y el cumplimiento de los objetivos ambientales, se establecerán los mecanismos que permitan aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Estos mecanismos serán en todo caso compatibles con una gestión eficiente del recurso hidráulico en el mercado de electricidad y su protección ambiental, de manera que cumplan siempre con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental (artículo 7.1 LCCTE).

Todo ello en consonancia con la jerarquía de usos del artículo 60 TRLA, que tras la modificación operada por el Real Decreto-Ley 8/2023, señala que si bien en las concesiones se observará, a efectos de su otorgamiento, el orden de preferencia que se establezca en el Plan Hidrológico de la demarcación hidrográfica correspondiente, teniendo en cuenta las exigencias para la protección y conservación del recurso y su entorno, a falta de dicho orden de preferencia coloca después del abastecimiento y la agricultura en tercer lugar el almacenamiento hidráulico de energía.

El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima** (PNIEC), define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Determina las líneas de actuación y la senda que, según los modelos utilizados, es la más adecuada y eficiente, maximizando las oportunidades y beneficios para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente; minimizando los costes y respetando las necesidades de adecuación a los sectores más intensivos en CO_2. Para ello apuesta, entre otras medidas, por el almacenamiento de energía mediante centrales hidroeléctricas reversibles —especialmente las de bombeo puro— es clave para la explotación de un sistema eléctrico basado en producción renovable.

Todo ello con el fin de que en 2050 se alcance el objetivo de neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de las emisiones de GEI y de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

Obviamente, los objetivos prioritarios de la planificación energética son junto a la eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía, la preservación de la calidad medioambiental. La evaluación ambiental en los niveles estratégicos de decisión tiene como fin orientar la planificación desde el principio hacia los objetivos ambientales, integrando éstos con los de la planificación, para hacerla más sostenible.

La Evaluación Ambiental Estratégica de Planes y Programas (EAE) es un procedimiento evaluatorio de la incidencia ambiental de los planes y programas de carácter anticipado e independiente de la evaluación de impacto ambiental de proyectos (EIA). La EAE trata de integrar las consideraciones ambientales en la elaboración de planes y programas que puedan tener efectos sobre el medio ambiente. Estamos ante un tipo de evaluación ambiental que comparte muchos aspectos con la evaluación de impacto ambiental de proyectos y que supone un adelantamiento de las barreras de protección ambiental respecto de determinadas actuaciones que van a tener a futuro un impacto ambiental. De esta manera, se someten a evaluación ambiental los planes o programas que en distintos ámbitos constituyen el marco de ulteriores proyectos concretos que se deberán someter a evaluación de impacto ambiental. Las instalaciones de generación de energía provocan importantes impactos ambientales y es por ello por lo que con carácter general se someten a evaluación de impacto ambiental. Ahora bien, nuestro ordenamiento jurídico con carácter previo prevé el sometimiento de la planificación energética a evaluación ambiental estratégica.

La Evaluación ambiental estratégica determina el contenido del Plan, analiza las alternativas y la variable ambiental, mediante un procedimiento de participación ciudadana, integrando aspectos como el cambio climático o la Red Natura 2000. Esto hace que a la hora de llevar a cabo cualquier proyecto de generación se tengan en cuenta también las prescripciones establecidas en la correspondiente DAE.

2. LOS OBJETIVOS DEL PNIEC 2023-30 EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y SUS CONDICIONANTES AMBIENTALES

Los planes nacionales integrados de clima y energía son instrumentos diseñados por el Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Estos planes deben integrar, las cuestiones relativas a:

— Descarbonización de la economía y fomento de las energías renovables.

— Eficiencia energética

— Seguridad energética

— Mercado interior de la energía

— Investigación, innovación y competitividad. Lo señalado, está en clara consonancia con los objetivos fijados por el PNIEC (2023-30) respecto a la nueva generación de energía hidroeléctrica en el citado ámbito temporal e incluye unos objetivos concretados para 2030:

  32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990

  48 % de renovables sobre el uso final de la energía

  43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final

  81 % de energía renovable en la generación eléctrica

  Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %

Una de las principales acciones del PNIEC 2023-2030 es promover las energías renovables, el almacenamiento y la gestión de la demanda para facilitar su integración. Para 2030, se espera contar con 62 GW de energía eólica, 76 GW de fotovoltaica, además de 1,4 GW de biomasa y 22,5 GW de capacidad de almacenamiento, incluyendo la contribución de la energía solar termoeléctrica.

2.1. LA DAE DEL PNIEC EN RELACIÓN CON LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Como ya hemos señalado, el PNIEC resalta la necesidad de promover el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los planes hidrológicos de cuenca y los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental.

Del mismo modo, prevé una serie de medidas generales, de prescripciones, de recomendaciones que deben ser tenidas en cuenta a la hora de planificar y desarrollar este tipo de infraestructuras. Lógicamente, será cada evaluación de impacto ambiental la que lo determinará, pero la DAE del PNIEC ya establece una serie de cautelas previas o de aspectos a considerar en el desarrollo de estos proyectos.

Nótese que, si bien por una parte se trata de fomentar este desarrollo, tanto por la LCCTE como por el PNIEC, a la vez se establecen una serie de limitaciones, particularmente contenidas en la Resolución de 9 de septiembre de 2024, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración ambiental estratégica de la "Actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030".

Entre otras medidas o recomendaciones a tener en consideración en el desarrollo de estos proyectos de bombeo prevé las siguientes:

a) En relación con la protección de las masas de aguas y del dominio público hidráulico:

   — Asegurar el mantenimiento del caudal ecológico para garantizar el funcionamiento natural del sistema fluvial afectado, teniendo en cuenta tanto los hábitats fluviales como los de ribera, para el mantenimiento de las condiciones adecuadas para la fauna asociada a ellos.

   — La detracción y la descarga de los caudales deben producir mínimos impactos sobre la masa de agua involucrada (alteraciones significativas de caudal y/o de nivel, procesos erosivos, oscilaciones en los parámetros fisicoquímicos del agua, etc.).

   — Deberán estar alineadas con los objetivos de los Planes hidrológicos de cuenca (Tercer ciclo de la DMA 2020-27) en particular en cuanto a potenciales alteraciones de las masas de agua (hidromorfología y calidad).

   — Dar prioridad a los proyectos que se diseñen como sistemas cerrados que no estén conectados a otras masas hídricas externas con un flujo natural de agua; reducir la necesidad de nuevas infraestructuras.

b) En relación con su ubicación:

   — Priorizar ubicaciones en zonas de bajo impacto ambiental o en zonas industrializadas (ej. antiguas minas); adoptar dispo-

sitivos que reduzcan la mortalidad especies acuáticas en los canales de derivación y en las tomas de bombeo; evitar barreras trasversales; dotar las barreras trasversales de dispositivos de paso para peces adecuados; minimizar la afección y restaurar la vegetación de ribera afectada por las obras; ubicar el reservorio superior en zonas de bajo impacto; integración ecológica y paisajística del reservorio superior.

- Priorizar el aprovechamiento de embalses existentes para facilitar el desarrollo de bombeo reversible en zonas de transición justa.

c) Desde el punto de vista paisajístico:

— Llevar a cabo el soterramiento de tubería forzada, construcción de azudes de materiales sueltos, integración de elementos estructurales en el entorno natural.

Lógicamente, además de estas medidas específicas que la DAE prevé en concreto para infraestructuras de bombeo, deben tenerse en cuenta toda una serie de recomendaciones o aspectos para tener en cuenta con carácter general para todas las instalaciones de generación de energía renovable y almacenamiento a las que da soporte el PNIEC y la DAE. Estas son, entre otras, las medidas de integración ambiental estratégicas que establece la DAE:

— Evitar la afección a valores ambientales frágiles o de interés para la conservación, tales como hábitat de interés comunitario (especialmente los prioritarios), hábitats de especies amenazadas, áreas de importancia y críticas sujetas a los planes de conservación y recuperación de especies protegidas y las áreas clave de presencia de especies declaradas en situación crítica, especies catalogadas o ecosistemas singulares, áreas de importancia para la conservación de las aves, masas forestales arboladas.

— Tener en cuenta la ordenación territorial, especialmente, en los territorios con mayor valor ecológico y en las islas.

— Contemplar medidas para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona, los ecosistemas, hábitats y especies, así como para evitar la fragmentación.

— Considerar los efectos acumulativos de las instalaciones renovables.

— Minimizar las líneas eléctricas de evacuación, eligiendo ubicaciones cercanas a los puntos de conexión eléctrica y agrupando las de diferentes infraestructuras de generación. Se evitará el trazado de líneas por zonas de alto valor ornitológico y forestal, y en las proximidades de masas de agua que son utilizadas por avifauna (marjales, humedales, lagunas, embalses, etc.).

— Potenciar al máximo su instalación en áreas ocupadas por usos urbanos e industriales.

— Minimizar, en la medida de lo posible, las líneas eléctricas de evacuación, agrupando las de diferentes infraestructuras de generación.

— Analizar el uso del espacio por las aves y quirópteros, de los corredores de vuelo entre zonas críticas para la conservación de las aves amenazadas y de los pasos migratorios, especialmente en los parques eólicos.

— Desarrollar mapas de sensibilidad que se basen, fundamentalmente, en el mantenimiento de la biodiversidad (especies, hábitats y espacios protegidos), utilizando para su elaboración los datos más recientes en relación con especies potencialmente afectadas. Asimismo, debería actualizarse convenientemente con la información disponible por todas las administraciones públicas y por los promotores de proyectos de energías renovables.

— Desarrollar guías informativas de buenas prácticas para la integración ambiental del PNIEC.

— Planificación territorial del bombeo hidráulico.

Por consiguiente, la DAE condiciona el desarrollo de los proyectos a los que da marco el Plan evaluado. Es necesario recordar que no se trata de un mero documento formal. El hecho de que un determinado Plan que, previendo proyectos concretos, se someta a EAE obviamente no supone exención de la obligación de someter tales proyectos a evaluación de impacto ambiental. No obstante, la EAE que se haya realizado de un plan o programa se tendrá en cuenta en la EIA de los proyectos que la desarrollen tal y como establece el artículo 13.1 LEA, "La evaluación ambiental estratégica de un plan o programa no excluye la evaluación de impacto ambiental de los proyectos que de ellos se deriven", si bien como señala su apartado segundo, "El órgano

ambiental podrá acordar motivadamente, en aras del principio de eficacia, la incorporación de trámites y de actos administrativos del procedimiento de evaluación ambiental estratégico en otros procedimientos de evaluación ambiental, siempre y cuando no haya transcurrido el plazo establecido en el plan o programa o, en su defecto, el de cuatro años desde la publicación de la declaración ambiental estratégica y no se hayan producido alteraciones de las circunstancias tenidas en cuenta en la evaluación ambiental estratégica. Se trata de dos técnicas distintas, aunque comparten la misma dinámica procedimental y la finalidad ambiental que no se solapan y que tendrán carácter sucesivo.

Finalmente, debe señalarse que, al igual que la DIA, la DAE es un informe preceptivo y determinante en su contenido respecto del Plan o Programa de que se trate. Esto determina que las previsiones antes citadas forman parte del Plan y que, en consecuencia, deben ser tenidas en cuenta por los diferentes proyectos que se trate de llevar a cabo en desarrollo del mismo.

3. EL PRECEPTIVO SOMETIMIENTO A EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL ORDINARIA O SIMPLIFICADA DE LOS PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO O GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA. ÁMBITO DE APLICACIÓN

La técnica de la evaluación de impacto ambiental como instrumento de tutela preventivo constituye uno de los principales institutos jurídicos de protección del medio ambiente, sino el principal, por el que se condiciona la realización de proyectos, actividades, instalaciones o industrias que puedan tener un efecto directo o indirecto sobre el medio ambiente, de manera que su ejecución no comprometa nuestra sostenibilidad, nuestro futuro y, en definitiva, el interés público colectivo que encarna el medio ambiente.

Como señala la propia exposición de motivos de la vigente Ley 21/2013, de evaluación ambiental (LEA en lo sucesivo), la evaluación ambiental constituye un "instrumento indispensable para la protección del medio ambiente, que, a través de la evaluación de proyectos, garantiza una adecuada prevención de los impactos ambientales concretos que se puedan generar, al tiempo que establece mecanismos eficaces de corrección o compensación".

El artículo 129 TRLA señala algo bastante obvio, "Los proyectos de obras hidráulicas de interés general se someterán al procedimiento de evaluación de impacto ambiental en los casos establecidos en la legislación de evaluación de impacto ambiental".

Por otro lado, el artículo 98 TRLA, establece limitaciones medioambientales a las autorizaciones y concesiones que los organismos de cuenca otorguen, señalando que adoptarán las medidas necesarias para hacer compatible el aprovechamiento con el respeto del medio ambiente y garantizar los caudales ecológicos o demandas ambientales previstas en la planificación hidrológica.

En la tramitación de concesiones y autorizaciones que afecten al dominio público hidráulico que pudieran implicar riesgos para el medio ambiente, será preceptiva la presentación de un informe sobre los posibles efectos nocivos para el medio, del que se dará traslado al órgano ambiental competente para que se pronuncie sobre las medidas correctoras que deban introducirse como consecuencia del informe presentado. Sin perjuicio de los supuestos en que resulte obligatorio, conforme a lo previsto en la normativa vigente, en los casos en que el organismo de cuenca presuma la existencia de un riesgo grave para el medio ambiente, someterá igualmente a la consideración del órgano ambiental competente la conveniencia de iniciar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

En este punto es necesario acudir a la legislación en materia de evaluación ambiental y ver en qué medida las diferentes obras hidráulicas y particularmente las de generación de energía eléctrica están sujetas al procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

Teniendo en cuenta que la mayor parte de las infraestructuras hidroeléctricas afectan a cuencas hidrográficas supraautonómicas, la competencia para formular las declaraciones de impacto ambiental en estos casos corresponde al Estado. Por consiguiente, la regulación es clara y concreta, la Ley 21/2013, de evaluación ambiental, que tiene carácter de legislación básica en la materia y que incluidos los plazos (lo único que no tiene carácter básico) se aplica *in totum* a los procedimientos en los que corresponde formular la DIA al Estado, a través del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.

La LEA 21/2013, como la gran mayoría de las leyes ambientales que establecen técnicas de intervención, es una norma procedimental en la que el procedimiento regulado con cada una de sus fases es el que va a determinar el contenido de la DIA, no siendo una mera sucesión de trámites tendentes en concluir en una resolución más o menos ajustada a Derecho. El procedimiento aquí reviste una gran importancia, contiene una serie de elementos con sustancia propia conformadores del contenido del acto dado que nos encontramos ante una norma programática, finalista, que establece un obje-

tivo concreto que se ha de determinar con los elementos del procedimiento. Además, el procedimiento adquiere una gran relevancia como proceso de toma de decisiones y constituye una garantía de acierto e idoneidad y una forma también de legitimación democrática en la medida en que se da cabida a la información y participación públicas en la toma de decisiones con incidencia sobre el medio ambiente.

Como es sabido, la evaluación ambiental de proyectos puede ser ordinaria o simplificada.

Es necesario en primer lugar ver el ámbito de aplicación de la ley de evaluación ambiental y ver en qué medida incluye estos proyectos.

En el Anexo I de la Ley 21/2013, se enumeran los proyectos sujetos a evaluación ambiental ordinaria y entre ellos se enumeran en el Grupo 7. Proyectos de ingeniería hidráulica y de gestión del agua:

a) Presas y otras instalaciones destinadas a retener el agua o almacenarla permanentemente cuando el volumen nuevo o adicional de agua almacenada sea superior a 10 hectómetros cúbicos.

Pero, además, en el Grupo 9. Otros proyectos:

a) Los siguientes proyectos cuando se desarrollen en Espacios Naturales Protegidos, Red Natura 2000 y Áreas protegidas por instrumentos internacionales, según la regulación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad

8.º Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica

Por consiguiente, el umbral se fija en 10 Hm^3 en el caso de presas, en umbrales inferiores veremos que se someterá a evaluación ambiental simplificada. Por otro lado, también se someten a EIA ordinaria siempre y cuando estas infraestructuras se desarrollen en espacios naturales protegidos. Como veremos si esos espacios forman parte de la Red Natura 2000 (la mayoría) además de someterse a EIA ordinaria será necesaria la evaluación adecuada que exige la Directiva de Hábitats y que es distinta, además de vinculante y relacionada con la integridad del lugar y los objetivos de conservación del espacio natural.

En cualquier caso, nótese que muchos de los proyectos en cartera refieren dos embalses de entre 3 y 5 Hm^3 que pueden ser suficientes para llevar a cabo un almacenamiento mediante bombeo, lo que eludiría la EIA ordinaria en pos de una EIA simplificada.

En el Anexo II se enumeran los proyectos sujetos a evaluación ambiental simplificada. La evaluación ambiental simplificada se refiere a proyectos de menor envergadura con un menor impacto. Ahora bien, de acuerdo con los criterios establecidos en el Anexo III de la Ley 21/2013, el órgano ambiental determinará si el proyecto debe someterse a EIA ordinaria, o si basta con el informe ambiental que en su caso formule. Como es sabido en el Anexo II se prevén proyectos de menor impacto o con umbrales inferiores a los establecidos en el Anexo I, para la evaluación de impacto ambiental ordinaria. El informe ambiental derivado de la simplificada decidirá si procede su sometimiento o no evaluación ordinaria con base en los criterios establecidos en el Anexo III de la LEA (ubicación, efecto cumulativo, descripción..). Es por tanto decisión de la Administración ambiental someter o no a tal proyecto a EIA ordinaria o bien determinar las condiciones ambientales en el consiguiente Informe.

En este Anexo II, en el Grupo 4, Industria energética, se señalan:

d) Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica

La regulación es algo equívoca porque da la sensación de que es necesaria hasta una triple evaluación ambiental de un proyecto conjunto de generación de energía eléctrica. Me explico.

Por una parte, va a ser necesaria la evaluación ambiental de la infraestructura de contención y aprovechamiento del agua, es decir, la presa que en su caso se realice, evaluación ambiental ordinaria si es superior a 10 Hm^3 o si se encuentra en un espacio natural protegido. Por otro lado, será necesaria en este último caso (la mayor parte de las veces) la evaluación ambiental adecuada que exige la Directiva de Hábitats cuando estemos en un espacio Red Natura 2000 o el proyecto pueda afectarle y, por último, habría que someter a evaluación ambiental simplificada en todo caso las propias instalaciones para la producción energía hidroeléctrica asociadas a la presa, caso de que estemos ante generación a través de esta infraestructura.

No obstante, también es necesario señalar que puede tratarse de una infraestructura no de generación sino simple y llanamente de almacenamiento, más si tenemos en cuenta que su consumo cuando bombea puede ser superior a la energía que genera cuando turbina, por lo que no sería en puridad una instalación de generación. No obstante, de acuerdo con el artículo 2.i) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica define la "Instalación de generación de electricidad" como "una instalación que se compone de uno

o más módulos de generación de electricidad y, en su caso, de una o varias instalaciones de almacenamiento de energía que inyectan energía a la red, conectados todos ellos a un punto de la red a través de una misma posición".

Evidentemente es ovio que la construcción de presas no está asociada por lo general a la exclusiva al almacenamiento y generación de energía eléctrica, sino que está asociada a otros fines de interés público, como el abastecimiento o regadío, además del aprovechamiento posible como forma de generación de energía, de ahí esta distinción y ese requisito adicional de evaluación ambiental simplificada caso de que se quiera llevar a cabo sobre las mismas un aprovechamiento hidroeléctrico. No obstante, podemos encontrarnos ante proyectos con dos balsas que se encuentren fuera del dominio público hidráulico, por ejemplo, cuando se aprovechan antiguas minas como sugiere el PNIEC. En tal caso, sería discutible si las mismas forman parte del DPH y sólo sería necesaria una primera concesión de uso consuntivo de agua ya que a partir de la misma ésta entraría en circularidad bien sea bombeando o turbinando a demanda.

En consecuencia, estamos ante los siguientes posibles escenarios:

a) Nuevos proyectos de ingeniería hidráulica (presas)

   — Evaluación ambiental ordinaria (superior a 10 Hm^3) además de evaluación ambiental adecuada si se ubica en Red Natura 2000 o pueda afectar a dicha red.

b) Nuevas instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica

   — Evaluación ambiental ordinaria si se ubican espacios naturales protegidos, Red Natura 2000

   — Evaluación ambiental simplificada, en los demás casos.

   — Evaluación ambiental adecuada de acuerdo con la Directiva de hábitats siempre que se ubiquen en espacios Red Natura 2000 o puedan afectar a dicha red.

c) Modificaciones de instalaciones preexistentes. Caso de convertir una presa de regulación para la generación hidroeléctrica en una central reversible. En este caso, es dudoso que se pudiera eludir la evaluación ambiental ordinaria ya que al ser necesaria la construcción de una nueva presa junto a la existente, si esta superara los 10 Hm^3 o se ubicara en espacio natural protegido, sería preceptiva en todo caso la EIA ordinaria.

> De hecho, de acuerdo con el artículo 7 LEA está sujeta a EIA ordinaria c) *Cualquier modificación de las características de un proyecto consignado en el anexo I o en el anexo II, cuando dicha modificación cumple, por sí sola, los umbrales establecidos en el anexo I*, quedando tan solo sujetas a EIA simplificada c) *Cualquier modificación de las características de un proyecto del anexo I o del anexo II, distinta de las modificaciones descritas en el artículo 7.1.c) ya autorizados, ejecutados o en proceso de ejecución, que pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente.*

Del mismo modo, debe tenerse en cuenta cuando se pretenda actuar en espacios Red Natura 2000, que, aunque el proyecto no esté incluido en ninguno de los Anexos de la LEA 21/2013, pero pueda afectar a la Red Natura 2000 serán objeto de evaluación ambiental simplificada.

En consecuencia, es evidente que las infraestructuras hidráulicas de nueva construcción previas para la generación hidroeléctrica por las que apuesta el PNIEC necesitan sí o sí de una evaluación ambiental, en la mayor parte ordinaria, tanto si se trata de nuevos proyectos, como si se trata de proyectos de transformación de centrales de regulación existentes en centrales reversibles. Ello, evidentemente, conlleva una dificultad añadida en la agilización de los procedimientos para cumplir los objetivos del PNIEC.

A ello habría que sumar la EIA de las instalaciones propiamente dichas para la generación de la energía. En este caso, se podría simplificar de manera adecuada mediante una evaluación conjunta de ambos proyectos, al estar desde mi punto de vista indisolublemente asociados.

En los proyectos sometidos a EIA, tiene su participación el promotor que es quien debe presentar junto con el proyecto el estudio de impacto ambiental (clave de bóveda del procedimiento), el órgano sustantivo es quien tiene la competencia para tramitar el procedimiento autorizatorio y el órgano ambiental es que el que tras realizar el análisis técnico del expediente después del trámite de información pública y a la vista de todo lo actuado, formulará la preceptiva declaración de impacto ambiental, acto de trámite determinante, no vinculante, que se pronunciará a los meros efectos ambientales del proyecto que pretenda desarrollarse.

Ni que decir tiene que los principios de información y participación públicas desde una fase temprana están presentes en todo el procedimiento de manera que no sólo el público interesado, sino también el público en general en el trámite de información pública, puedan recabar información y presentar las alegaciones que estimen oportunas. La EIA constituye un

procedimiento administrativo instrumental así calificado por la propia LEA y también un procedimiento de participación ciudadana. La transparencia, la información y la participación son ejes fundamentales de todo procedimiento de evaluación ambiental. Este es un aspecto fundamental del procedimiento, tanto la información y participación del público en general como del público interesado y su carácter simultáneo junto a los informes sectoriales en pos de la agilidad del procedimiento. Sobre esto se ha pronunciado recientemente el Tribunal Supremo en sus sentencias de 21 de diciembre de 2023 y 21 de marzo de 2025 y más recientemente el Tribunal de Justicia de la UE en su sentencia de 1 de agosto de 2025.

4. EL PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

4.1. EL PROCEDIMIENTO ORDINARIO Y SUS CARACTERÍSTICAS

La LEA somete a esta evaluación los proyectos del Anexo I, los de un mayor impacto, así como sus modificaciones cuando alcancen los citados umbrales de este Anexo. Es un procedimiento más detallado que comienza con el trámite de consultas previas (*scoping)* sobre la base de un documento de alcance presentado por el promotor con carácter potestativo. Presentada la ulterior solicitud, ésta deberá describir el proyecto y sus alternativas, tras ser admitida a trámite, el órgano ambiental elaborará el documento de alcance del estudio de impacto previa consulta preceptiva a las Administraciones afectadas y al público interesado. Con el documento de alcance que el órgano ambiental debe trasladar tanto al órgano sustantivo como al promotor, éste último elaborará el estudio de impacto ambiental, documento técnico preceptivo fundamental, que debe ser completo, con el alcance necesario, con un análisis de alternativas y de los efectos del proyecto, así como de la propuesta de medidas preventivas, correctoras y, en su caso, compensatorias. A continuación, el proyecto y el estudio deben someterse a información pública durante un plazo mínimo de 30 días, dentro del procedimiento sustantivo de autorización del que se trate, garantizado y promoviendo la participación real y efectiva, así como las consultas simultáneas a las Administraciones afectadas y al público interesado. Tras estos trámites que se sustancian en el procedimiento sustantivo es cuando realmente comienza la EIA y el verdadero protagonismo del órgano ambiental. La LEA operó un reforzamiento de las atribuciones del órgano ambiental frente al sustantivo, como garante de la necesaria calidad que debe tener la evaluación ambiental, primero mediante el análisis técnico del expediente

para comprobar la observancia de los trámites antedichos, del resultado de la participación y sobre todo del estudio de impacto ambiental presentado por el promotor. Después, con la declaración de impacto ambiental, acto de trámite del procedimiento sustantivo, informe preceptivo y determinante a los meros efectos ambientales del proyecto sometido a evaluación, con el que culmina la evaluación ordinaria.

Pese a la exigencia de seriedad, calidad y complitud del estudio de impacto ambiental, y pese al hecho de que la LEA prevea un procedimiento sistemático y reglado de EIA con la garantía de la información y participación públicas adecuadas, la responsabilidad última recae en el órgano ambiental que es quien en definitiva se pronuncia sobre la compatibilidad o no del proyecto con el medio ambiente, un órgano que debe interpretar adecuadamente también los principios que la Ley contiene, especialmente el principio de precaución.

En este punto es necesario destacar la importancia que en el procedimiento tiene el estudio de impacto ambiental que debe presentar el promotor del proyecto, auténtica clave de bóveda del procedimiento de evaluación. En este estudio, el promotor además de cumplir con las exigencias nominales que determina la LEA debe ser extremadamente riguroso por varias razones. En primer lugar, por beneficio propio, es decir, debe reflejar una visión real y actual de los impactos del proyecto y de las medidas correctoras necesarias para evitar que en el trámite de información y participación públicas o en ulteriores litigios informes de terceros o los propios tribunales puedan desacreditarlo. En segundo lugar, porque ello facilitará mucho los trámites ulteriores del procedimiento y especialmente la formulación de la declaración de impacto ambiental por parte del órgano ambiental. Por último, porque en caso de litigio o conflicto ulterior lo que habitualmente es objeto de recurso en relación con un proyecto de estas características es todo lo relativo a sus impactos ambientales. Pues bien, un estudio de impacto ambiental serio, con unas medidas correctoras que realmente lo minimicen, basado en el denominado "*hard look*", conjura muchos de esos riesgos para el promotor o incluso puede aconsejarle no seguir adelante caso de que esos impactos sean severos, no susceptibles de ser corregidos.

Como ya se ha señalado, la DIA a que dará lugar el procedimiento se trata de un acto de trámite preceptivo y determinante que se pronuncia a los meros efectos ambientales del proyecto y no es susceptible de impugnación autónoma.

4.2. EL PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO

A esta evaluación se someten los proyectos del Anexo II, que *a priori* presentan efectos ambientales menos significativos que los del Anexo I, y a los proyectos que no estando incluidos en ninguno de los dos Anexos puedan afectar directa o indirectamente a los espacios de la Red Natura 2000. Ahora bien, cabe la posibilidad que en aplicación de los criterios del Anexo III, proyectos inicialmente sometidos a EIA simplificada, deban ser sometidos a EIA ordinaria cuando así lo decida el órgano ambiental. Las principales diferencias respecto del procedimiento ordinario son la ausencia de fase previa o preparatoria (*scoping)*, no existe trámite de información pública y las consultas a las Administraciones Públicas y al público interesado se realizan por el órgano ambiental, no por el sustantivo.

El inicio del procedimiento simplificado se inicia ante el órgano sustantivo junto con el denominado documento ambiental (un estudio de impacto ambiental aminorado), tras la comprobación formal por el órgano sustantivo, el órgano ambiental admitirá la solicitud y tras las consultas a las Administraciones públicas interesadas y al público interesado y tras tener en cuenta el resultado de las mismas, formulará el informe de impacto ambiental, también considerado como preceptivo y determinante que puede concluir de dos formas: ordenando que el citado proyecto deba someterse al procedimiento de EIA ordinaria de acuerdo con los criterios del Anexo III de la LEA, o bien estableciendo directamente los criterios y requerimientos ambientales a los que deberá someterse el proyecto de acuerdo con el documento ambiental presentado por el promotor.

A pesar de que la LEA establece que el informe ambiental no es susceptible de recurso, una reciente STJUE de 23 de mayo de 2023, ha establecido que sí lo es en tanto que tiene carácter resolutorio, ya que decide si un proyecto debe someterse o no a una EIA ordinaria.

5. LA ACELERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES Y SU APLICACIÓN A LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA. EL INTERÉS PÚBLICO SUPERIOR, LA DIRECTIVA DE RENOVABLES Y LAS ZONAS DE ACELERACIÓN

La Disposición Adicional 19.ª LEA, introducida por el Real Decreto-ley 6/2022, se refiere a los expedientes de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

> *"En la tramitación de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, se priorizará el despacho de los expedientes que correspondan a proyectos ubicados en zonas de sensibilidad baja y moderada, según la 'Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables', elaborada por el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico."*

No obstante, debe señalarse que tal zonificación aprobada se refiere exclusivamente a proyectos eólicos y solares y fue aprobada por el MITERD el 1 de diciembre de 2020.

La actual aceleración de la transición energética ha conllevado la aprobación de normas a nivel de la UE y a nivel estatal con el fin de abreviar los procedimientos de autorización de instalación para la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable.

Desde instancias comunitarias, especialmente tras la guerra de Ucrania, se ha postulado la aceleración del desarrollo de proyectos de energías renovables, tratando sobre todo de simplificar al máximo los trámites y los procedimientos administrativos a los que no deja de verse como una rémora en su desarrollo, especialmente en lo que concierne a su tramitación ambiental que se sustancia en el procedimiento de evaluación ambiental.

El **plan *REPowerEU*, de 18 de mayo de 2022**, establecido mediante Comunicación de la Comisión tiene como objetivo hacer que la Unión sea independiente energéticamente, la posterior **Recomendación 2022/822/EU, de la Comisión**, promueve la aceleración de los procedimientos de concesión de permisos para los proyectos de energías renovables ante la complejidad, la variedad y la duración excesiva de estos procedimientos lo que constituye un obstáculo importante para el rápido y necesario despliegue de las energías renovables.

Esta Recomendación señala que los Estados miembros deben establecer plazos claramente definidos, acelerados y lo más breves posible para todas las etapas necesarias para la concesión de permisos de construcción y explotación de proyectos de energías renovables. Para ello deben establecerse plazos máximos vinculantes para todas las fases pertinentes del procedimiento de evaluación del impacto ambiental. La Recomendación insiste en ello, afirmando expresamente la necesidad de racionalizar los requisitos de la evaluación del impacto ambiental de los proyectos de energías renovables en la medida en que sea jurídicamente posible, mediante la aplicación de las orientaciones técnicas disponibles sobre la conciliación del despliegue de las energías renovables y la legislación medioambiental de la Unión, y

mediante la integración de la evaluación del impacto ambiental con otras evaluaciones medioambientales aplicables en un procedimiento conjunto.

Por último, esta Recomendación insta a los Estados miembros a definir rápidamente las zonas terrestres y marítimas adecuadas para los proyectos de energías renovables, y a limitar al mínimo necesario las zonas de exclusión en las que no pueden desarrollarse las energías renovables.

En esta Recomendación, la Comisión afirma que los Estados miembros deben velar por que estos proyectos de fuentes renovables puedan acogerse al procedimiento más favorable disponible en sus procedimientos de planificación y autorización, y sean considerados de interés público.

Por tanto, agilizar, abreviar, planificar, zonificar y reducir al mínimo la exclusión de estos proyectos que aseguran el abastecimiento energético y coadyuvan a la descarbonización.

Sobre esto mismo y prácticamente con la misma finalidad y contenido insiste la posterior **Recomendación 2024/1343, de 13 de mayo**, de la Comisión, relativa a la aceleración de los procedimientos de concesión de autorizaciones para proyectos de energía renovable y de infraestructuras conexas, en la que se reitera que la complejidad, la variedad y la duración, a menudo excesiva, de estos procedimientos constituyen un obstáculo importante para el rápido y necesario despliegue de la energía renovable y para lograr un sistema energético de la Unión más asequible, seguro y sostenible.

Siguiendo estos postulados referidos la UE aprobó el **Reglamento 2022/2577/UE, de 22 de diciembre**, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables introduciendo con carácter temporal la presunción de que los proyectos de energías renovables son de interés público superior y contribuyen a la salud y la seguridad públicas, a efectos de la legislación medioambiental pertinente de la Unión, salvo cuando haya pruebas claras de que dichos proyectos tienen efectos adversos importantes sobre el medio ambiente que no pueden mitigarse ni compensarse.

El citado Reglamento en su artículo 6 señalaba que los Estados miembros podrán eximir a los proyectos de energías renovables, de la evaluación de impacto ambiental, a condición de que el proyecto esté ubicado en una zona específica de energías renovables y que la zona se haya sometido a una evaluación medioambiental estratégica. Incluso en su artículo 3.1 prevé que proyectos que incluso afecten a espacios Red Natura 2000, puedan ser autorizados mediante la adopción de medidas compensatorias dado su imperiosa necesidad.

En definitiva, la política energética, busca la seguridad de abastecimiento, a un precio razonable y protegiendo el medio ambiente, si bien el orden jerárquico es el establecido.

Esto se ha visto acentuado por el **Reglamento 2024/223 del Consejo, de 22 de diciembre de 2023**, que modifica el Reglamento (UE) 2022/2577, determinando que tal medida no es necesario prorrogarla, ya que dicha presunción será aplicable en virtud del artículo *16 septies* de la Directiva (UE) 2018/2001, introducido por la **Directiva 2023/2413/UE**, relativa a la promoción de energías renovables que establece que:

> "*A más tardar el 21 de febrero de 2024, hasta que se logre la neutralidad climática, los Estados miembros garantizarán que, en el procedimiento de concesión de autorizaciones, se presuma que la planificación, la construcción y la explotación de plantas de energía renovable, la conexión de dichas plantas a la red, la propia infraestructura de evacuación y los activos de almacenamiento son de interés público superior y contribuyen a la salud y la seguridad públicas a la hora de sopesar los intereses jurídicos en los casos individuales a efectos del artículo 6, apartado 4*[2]*, y el artículo 16, apartado 1, letra c), de la Directiva 92/43/CEE*[3]*, el artículo 4, apartado 7, de la Directiva 2000/60/CE*[4] *y el artículo 9, apartado 1, letra a), de la Directiva 2009/147/CE*[5]*. Los*

2. **Artículo 6.4**. Si, a pesar de las conclusiones negativas de la evaluación de las repercusiones sobre el lugar y a falta de soluciones alternativas, debiera realizarse un plan o proyecto por razones imperiosas de interés público de primer orden, incluidas razones de índole social o económica, el Estado miembro tomará cuantas medidas compensatorias sean necesarias para garantizar que la coherencia global de Natura 2000 quede protegida. Dicho Estado miembro informará a la Comisión de las medidas compensatorias que haya adoptado. En caso de que el lugar considerado albergue un tipo de hábitat natural y/o una especie prioritarios, únicamente se podrán alegar consideraciones relacionadas con la salud humana y la seguridad pública, o relativas a consecuencias positivas de primordial importancia para el medio ambiente, o bien, previa consulta a la Comisión, otras razones imperiosas de interés público de primer orden.
3. **Artículo 16.1**. Siempre que no exista ninguna otra solución satisfactoria y que ello no suponga perjudicar el mantenimiento, en un estado de conservación favorable, de las poblaciones de la especie de que se trate en su área de distribución natural, los Estados miembros podrán establecer excepciones a lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 14 y en las letras a) y b) del artículo 15:
   c) en beneficio de la salud y seguridad públicas o por razones imperativas de interés público de primer orden, incluidas las de carácter socioeconómico y consecuencias beneficiosas de importancia primordial para el medio ambiente.
4. Artículo 4.7 7. No se considerará que los Estados miembros han infringido la presente Directiva cuando: — el hecho de no lograr un buen estado de las aguas subterráneas, un buen estado ecológico o, en su caso, un buen potencial ecológico, o de no evitar el deterioro del estado de una masa de agua superficial o subterránea se deba a nuevas modificaciones de las características físicas de una masa de agua superficial o a alteraciones del nivel de las masas de agua subterránea, o — el hecho de no evitar el deterioro desde el excelente estado al buen estado de una masa de agua subterránea

Estados miembros podrán restringir, en determinadas circunstancias debidamente justificadas, la aplicación del presente artículo a determinadas zonas de su territorio, a determinados tipos de tecnología o a proyectos con ciertas características técnicas, de conformidad con las prioridades que figuran en sus planes nacionales integrados de energía y clima planes nacionales integrados de energía y clima presentados con arreglo a los artículos 3 y 14 del Reglamento (UE) 2018/1999. Los Estados miembros informarán a la Comisión de dichas restricciones, al igual que de sus motivos".

Incluso el Reglamento comunitario recientemente aprobado por el Parlamento europeo, a la espera del Consejo, por el que se aprueba la **Ley europea de Conservación de la Naturaleza,** señala en su artículo 5 bis que "(…) *se presumirá que la planificación, construcción y explotación de instalaciones para la producción de energía a partir de fuentes renovables, su conexión a la red y la propia red y activos de almacenamiento conexos presentan un interés público superior. Los Estados miembros podrán eximirlas del requisito de no disponer de soluciones alternativas menos perjudiciales* (…)" Nada menos.

Es decir, en caso de conflicto entre el interés público ambiental y el interés público relativo a la generación mediante fuentes renovables, ad casum, puede ponderarse como interés público superior el segundo en los casos a los que hace referencia la propia Directiva. Cabe discutir si este interés público superior es invocable en cualquier caso y en todos los proyectos o si sólo es aplicable a estos supuestos previstos expresamente.

En conclusión, la UE propugna y regula la aceleración de los procedimientos administrativos de autorización de instalación de energías renovables, que los procedimientos deben ser breves, ágiles ahora bien sin perjuicio de que se garanticen los derechos de información y participación. Ello lógicamente no se cohonesta con las consecuencias de demora procedimental a la que aboca la interpretación del TSJG, lo cual no quiere decir que todo proyecto no deba ser sometido a la evaluación ambiental que corresponda y que en tal procedimiento se respeten los principios ya citados de información y participación públicas.

---

se deba a nuevas actividades humanas de desarrollo sostenible, y se cumplan las condiciones siguientes:

c) que los motivos de las modificaciones o alteraciones sean de interés público superior y/o que los beneficios para el medio ambiente y la sociedad que supone el logro de los objetivos establecidos en el apartado 1 se vean compensados por los beneficios de las nuevas modificaciones o alteraciones para la salud humana, el mantenimiento de la seguridad humana o el desarrollo sostenible;

5. 1. Los Estados miembros podrán introducir excepciones a los artículos 5 a 8 si no hubiere otra solución satisfactoria, por los motivos siguientes:

a) en aras de la salud y de la seguridad públicas.

La recepción en España, de estas medidas no se hizo esperar. A nivel estatal, ya desde el Real Decreto-Ley 36/2020, se ha tratado de simplificar el procedimiento de evaluación ambiental de proyectos. **El Real Decreto-Ley 36/2020**, de 30 de diciembre, además de introducir la elusión de la posible evaluación ambiental en el caso de determinadas modificaciones de proyectos, sobre todo ha operado modificaciones en cuanto a los plazos de determinados trámites de los procedimientos de evaluación de impacto ambiental de proyectos, de evaluación ambiental estratégica y de prevención y control integrados de la contaminación. A ella, le han seguido numerosos Decretos-leyes autonómicos que *mutatis mutandis* han incorporado previsiones similares.

No obstante, ha sido tras las disposiciones comunitarias cuando realmente el Estado ha aprobado varios Reales Decretos-Ley para impulsar la generación de energía eléctrica renovables simplificando especialmente los trámites de evaluación ambiental de proyectos y sustituyéndolos por un procedimiento de afecciones ambientales siempre y cuando reúnan ciertos requisitos.

Así se aprobó en primer lugar el **Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo**, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Ucrania.

En primer lugar, modificó la LEA 21/2013, añadiendo una Disposición Adicional decimonovena ya citada por la que se priorizan en su tramitación los expedientes de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables ubicados en zonas de sensibilidad baja y moderada, a la que nos hemos referido al comienzo de este apartado. Este Real Decreto, reguló un nuevo procedimiento de determinación de afección ambiental aplicable a proyectos de energías renovables que debía completarse en menos de cuatro meses y mediante un procedimiento abreviado. Ahora bien, sólo aplicable a proyectos de energía renovable solar y eólica y en zonas de sensibilidad leve o moderada de acuerdo con la zonificación establecida por el Ministerio de Transición Ecológica.

El ámbito de aplicación se circunscribía a parques eólicos con una potencia eléctrica instalada igual o inferior a 75 MW, plantas fotovoltaicas con una potencia eléctrica instalada igual o inferior a 150 MW y en el caso de los proyectos híbridos: parques eólicos con una potencia eléctrica instalada igual o inferior a 75 MW y 150 MW para fotovoltaicos, esto es, no se hace un sumatorio, se tratan como proyectos independientes a la hora de la admisión a trámite, pero se tendrá en cuenta esta circunstancia a la hora del análisis de las afecciones ambientales (efectos sinérgicos).

Quedaban excluidos de esta evaluación ambiental aminorada los proyectos de generación renovable en el medio marino o que ocupen alguna superficie dentro de la Red Natura 2000. Por otro lado, el proyecto completo debía estar localizado en zonas de baja o moderada sensibilidad, y fuera de Red Natura 2000, para cumplir el criterio de ubicación.

El posterior **Real Decreto-Ley 11/2022**, excluyó las zonas de sensibilidad moderada circunscribiendo la excepción a la evaluación ambiental a aquellas zonas de sensibilidad leve a los proyectos renovables solares y eólicos, siendo de aplicación a los proyectos respecto de los cuales los promotores presentasen la solicitud de autorización administrativa de las previstas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, ante el órgano sustantivo **antes del 31 de diciembre de 2024.**

Pero las cosas volvieron a cambiar y de qué manera con el **Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre**. Probablemente a resultas de la Recomendación de la Comisión y del Reglamento 2022/2577/UE. Pocos días después se aprobó el Real Decreto-Ley 20/2022, que, modificando este procedimiento aminorado de evaluación ambiental, denominado de afecciones, no haciendo distingo entre fuentes de energías renovables, no delimitando su ámbito de aplicación, ya que las cita con carácter general en cuanto a la posible elusión del procedimiento de evaluación de impacto ambiental previsto en la Ley 21/2013. Se entiende la necesidad de ampliar las medidas adoptadas en el Real Decreto-ley 6/2022. Se aplica a cualquier proyecto de generación de energía eléctrica renovable incluso hidroeléctrica. De hecho, no se hace referencia a ninguna fuente concreta, simplemente se señala que sea renovable. Ahora ya tampoco se atiende a la zonificación elaborada por el Ministerio para el desarrollo de estos proyectos en el ámbito solar y eólico.

Así, en su artículo 22, se establece el procedimiento de afecciones ambientales que sustituye a la evaluación de impacto ambiental, señalando que excepcionalmente y con carácter transitorio (será de aplicación a los proyectos **cuya solicitud de autorización administrativa desde la entrada en vigor de este Real decreto-ley hasta el 31 de diciembre de 2024**), los proyectos de instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables se someterán al nuevo procedimiento de determinación de las afecciones ambientales y, por tanto, no estarán sujetos a la evaluación ambiental ordinaria o simplificada regulada en la Ley 21/2013, de evaluación ambiental, cuando así se decida en el informe de afecciones ambientales que prevé este artículo 22.3.

Este nuevo informe de afección ambiental del proyecto, que deberá formularse en un plazo máximo de dos meses, determinará si el proyecto

puede continuar con la correspondiente tramitación del procedimiento de autorización por no apreciarse efectos adversos significativos sobre el medio ambiente que requieran su sometimiento a un procedimiento de evaluación ambiental o si, por el contrario, el proyecto debe someterse al correspondiente procedimiento de evaluación ambiental conforme a lo previsto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre.

Este informe es un acto de trámite no recurrible y perderá su vigencia si el proyecto no fuera autorizado en el plazo de dos años desde su notificación al promotor.

No obstante, **se excluían** de este procedimiento los proyectos ubicados en superficies integrantes de la Red Natura 2000, en espacios naturales protegidos, entre otros.

En cualquier caso, la aplicación de este procedimiento de afecciones ambientales evitando el procedimiento de EIA ya ha desaparecido al haberse cumplido su período transitorio, no constando que se haya prorrogado, al aplicarse sólo a solicitudes anteriores al 31 de diciembre de 2024.

Sobre toda esta ola normativa de fomento y de elusión de la evaluación, el TS en su STS de 21 de marzo de 2025, señala y destaca la necesidad de la EIA, "el indiscutible interés público de naturaleza medioambiental que concurre en el fomento y desarrollo de las energías renovables, puesto de manifiesto tanto por la normativa interna como por la de la UE que las recurrentes invocan, vinculado a la necesidad de alcanzar los objetivos de ambición climática ligados a la descarbonización y al logro de la neutralidad climática en el horizonte temporal comprometido tanto por España como por la UE en el marco del Acuerdo de París, no puede derivar en una devaluación del canon de control de la incidencia medioambiental de las instalaciones vinculadas a dichas energías limpias, cuya compatibilidad con el respeto al medio natural y físico en el que se ubican constituye una exigencia simultánea del mismo interés público de protección del medio ambiente al que aquéllas responden."

En cualquier caso, desde instancias públicas y en cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC en relación con la energía hidroeléctrica, se pretende fomentar el desarrollo de instalaciones de bombeo. Ejemplo de ello es la reciente Orden TED/535/2025, de 28 de mayo, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea. Esta Orden incluye dentro de su ámbito de

aplicación (artículo 1.2b) los proyectos de almacenamiento mediante bombeo hidroeléctrico (nuevos y sobre infraestructuras existentes), siempre que la potencia mínima de estos proyectos sea de 1 MW, y entre las obligaciones de los beneficiarios de estas subvenciones se requiere que la ejecución de las actuaciones subvencionadas no perjudique significativamente al medio ambiente, de acuerdo con el Reglamento de taxonomía (criterio DNSH) y para ello en todos los casos se asegurará el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 21/2013 en lo relativo a evaluación de impacto ambiental y en la Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013. Asimismo, los riesgos de degradación medioambiental relacionados con la preservación de la calidad del agua y la prevención del estrés hídrico se identificarán y abordarán de conformidad con los requisitos de las Directiva 2000/60/CE (Directiva marco del agua), Directiva 2008/56/CE (Directiva marco sobre la estrategia marina) y Directiva 2006/118/CE (relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro).

Incluye entre los costes subvencionables, los sistemas de medida completos de los caudales a turbinar, caudal ecológico y los diferentes niveles en la zona de toma y de desagüe, incluyendo sondas de nivel, registradores, etc., así como el coste de las medidas de protección medioambiental, mejora de los hábitats, protección de los recursos hídricos e integración en el territorio de las instalaciones.

Y entre los baremos puntúa obviamente, la Declaración de Impacto Ambiental, que, siendo favorable, se valora con 3 puntos la presentación de resolución favorable, o documentación asimilable, antes de la conclusión del plazo de solicitud de la ayuda. Igual puntuación se otorgará si el proyecto se presenta documento administrativo eximente de obtener dicha Declaración o cuando la admisión a trámite se produjo antes de la entrada en vigor del Real decreto 445/2023. Se valorará con 1 punto la presentación del documento de solicitud formal de la DIA anterior a 2025.

Por último, es necesario hacer referencia nuevamente a la Directiva 2023/2413/UE, pendiente aún de transposición, pese a haber vencido el plazo. Esta Directiva prevé la posibilidad de elusión de la evaluación ambiental en las zonas de aceleración de energías renovables que sean así designadas por los estados miembros como especialmente adecuadas para la instalación de plantas de energía renovable, con el fin de evitar el obstáculo que supone la duración de los procedimientos administrativos.

En concreto, se obliga a los estados miembros a que, a más tardar el 21 de febrero de 2026, las autoridades competentes adopten planes que desig-

nen las zonas de aceleración renovable, como un subconjunto de las zonas necesarias para las contribuciones nacionales de cara al objetivo global de la Unión en materia de energías renovables para 2030. Su regulación se encuentra en el artículo 15 quater.

En dichos planes designarán zonas terrestres, de aguas interiores y marinas suficientemente homogéneas en las que se prevea que el despliegue, de uno o varios tipos de fuentes de energía renovable, no vaya a tener un impacto ambiental significativo, al mismo tiempo que:

— Se dará prioridad a superficies artificiales y construidas (tejados, fachadas, zonas de estacionamiento, explotaciones agrícolas, vertederos, zonas industriales…).

— Se excluirán los espacios Natura 2000 y zonas de protección de la naturaleza (a excepción de las superficies artificiales o construidas).

— Se tendrán en cuenta todas las herramientas o conjuntos de datos adecuados para definir estas zonas (mapas de sensibilidad de la vida silvestre…).

Los planes que designen las zonas de aceleración deberán establecer medidas de mitigación efectivas a fin de evitar el impacto ambiental adverso que pueda surgir o de reducirlo significativamente.

Asimismo, se faculta a los Estados miembros para que, a más tardar el 21 de mayo de 2024, (artículo 15 quater, apartado 4) puedan declarar como zonas de aceleración renovable aquellas zonas específicas que ya hayan sido designadas como adecuadas para un despliegue acelerado de uno o más tipos de tecnología de energía renovable, siempre que se cumplan cada una de las siguientes condiciones:

— Que dichas zonas se encuentren fuera de los espacios Natura 2000, las zonas designadas en el marco de los regímenes nacionales de protección de la naturaleza y conservación de la biodiversidad y las rutas definidas de migración de aves.

— Que los planes en los que se definan dichas zonas se hayan sometido a una evaluación medioambiental estratégica.

— Que los proyectos situados en dichas zonas apliquen normas y medidas adecuadas y proporcionadas para hacer frente al impacto ambiental adverso que pueda surgir.

En cualquier caso, y en lo concerniente a la energía hidroeléctrica, la propia Directiva señala en uno de sus considerandos que las obligaciones establecidas en la Directiva 2000/60/CE, marco de aguas, siguen siendo aplicables en relación con las plantas hidroeléctricas, también cuando un Estado miembro decida designar zonas de aceleración renovable relacionadas con la energía hidroeléctrica, con vistas a garantizar que una posible repercusión adversa en la masa o masas de agua afectadas esté justificada y que se apliquen todas las medidas de mitigación pertinentes.

6. LA POSIBLE AFECCIÓN DE LOS PROYECTOS A LA RED NATURA 2000 Y LA NECESARIA EVALUACIÓN ADECUADA

Ya vengo señalando que el principal obstáculo para el desarrollo de estos proyectos viene siendo lo relativo a su impacto ambiental. Obviamente, este tipo de proyectos se desarrollan en la naturaleza, en zonas naturales, con recursos hídricos por lo general, e implican grandes obras de infraestructura, transformación y ocupación de terreno, con independencia de que se trate de embalses con una mayor o menor capacidad.

Además de las cautelas señaladas, de la preceptiva evaluación ambiental ordinaria o simplificada, uno de los principales problemas radica en la posible afección que el proyecto pueda tener sobre espacios naturales protegidos, particularmente sobre la Red Natura 2000, ya sea directa o indirectamente. Debemos recordar que el 30% del territorio español pertenece a esta red y ello condiciona y de qué manera el desarrollo de cualquier proyecto.

La Directiva de Hábitats obliga a los Estados miembros a proteger y conservar la integridad de los espacios que integran la Red Natura 2000. Para ello, tanto la Directiva de Hábitats como la Ley 42/2007, de Patrimonio Natural y Biodiversidad, establecen una serie de instrumentos de protección entre los que obviamente destaca la necesidad de una evaluación adecuada respecto de cualquier proyecto o actividad que pueda tener incidencia apreciable sobre cualquier espacio integrante de la Red.

En concreto, en los artículos 6 de la Directiva y 46 de la LPNB, se prevé la denominada evaluación adecuada que como ya se ha dicho reiteradamente por la jurisprudencia, no es la misma evaluación que se exige por la normativa de evaluación de impacto ambiental de proyectos o de planes y programas.

La primera de las obligaciones respecto de los espacios Red Natura tras su designación como LIC es la adopción de los planes de gestión, instrumen-

tos de planificación que establecen el régimen de usos y actividades permisibles y las limitaciones que se consideren necesarias para la conservación de estos espacios, así como las medidas para la conservación de hábitats y especies. Por consiguiente, y dada su naturaleza reglamentaria habrá que estar a lo en ellos dispuesto. Tales planes deben procurar el mantenimiento de los espacios en un estado de conservación favorable y evitar el deterioro de los hábitats naturales y de los hábitats de las especies, así como las alteraciones que repercutan en las especies que hayan motivado la designación de estas áreas.

El artículo 6.3 de la Directiva señala que "*Cualquier plan o proyecto que, sin tener relación directa con la gestión del lugar o sin ser necesario para la misma, pueda afectar de forma apreciable a los citados lugares, ya sea individualmente o en combinación con otros planes y proyectos, se someterá a una adecuada evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación de dicho lugar. A la vista de las conclusiones de la evaluación de las repercusiones en el lugar y supeditado a lo dispuesto en el apartado 4, las autoridades nacionales competentes sólo se declararán de acuerdo con dicho plan o proyecto tras haberse asegurado de que no causará perjuicio a la integridad del lugar en cuestión y, si procede, tras haberlo sometido a información pública.*"

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6, apartado 3, no solo es necesaria una evaluación adecuada para las actividades realizadas dentro de un lugar Natura 2000, sino para "Cualquier plan o proyecto que, [...] pueda afectar de forma apreciable a los citados lugares".

El procedimiento del artículo 6, apartado 3, se aplica, por tanto, a todos los planes o proyectos, con independencia de si se ubican dentro o fuera de un lugar Natura 2000. Teniendo en cuenta especialmente el principio de cautela, tal posibilidad existe desde el momento en que no cabe excluir, sobre la base de datos objetivos, que dicho plan o proyecto pueda afectar al lugar en cuestión de forma apreciable. Es el primer paso de la evaluación adecuada: el informe de afección.

Como señala la STJUE de 29 de julio de 2019, "*De la jurisprudencia del Tribunal de Justicia se desprende que la exigencia de una adecuada evaluación de las repercusiones de un plan o proyecto, establecida en el artículo 6, apartado 3, de la Directiva de hábitats, está condicionada a que exista la probabilidad o el riesgo de que ese plan o proyecto afecte de manera apreciable al lugar de que se trate. Teniendo en cuenta, en particular, el principio de cautela, se considera que tal riesgo existe desde el momento en que no pueda excluirse, a la luz de los mejores conocimientos científicos en la materia, que el plan o el proyecto pueda afectar a los objetivos de*

conservación de dicho lugar. Esta posibilidad debe apreciarse, en particular, a la luz de las características y condiciones medioambientales específicas del lugar afectado por tal plan o proyecto [véase, en este sentido, la sentencia de 17 de abril de 2018, Comisión/Polonia (Bosque de Białowieża), C-441/17, apartados 111 y 112 y jurisprudencia citada]."

Algo que ratifica la reciente STJUE 16 de julio de 2020

Por consiguiente, en caso de duda sobre la posible afección procede realizar la evaluación adecuada.

La Directiva no define qué se entiende por evaluación adecuada, un concepto jurídico indeterminado, que ha sido determinado por la jurisprudencia del TJUE principalmente y que debe referenciarse obligatoriamente a los objetivos de conservación del lugar que habrán fijado en el correspondiente plan de gestión, excluyendo factores que no sean los ambientales tales como pueden ser los sociales o económicos, y en esto se diferencia claramente de la EIA de proyectos.

> *"Tal evaluación adecuada no es un mero acto administrativo formal, sino que deben proporcionar un análisis en profundidad acorde con los* ***objetivos de conservación*** *establecidos para el lugar de que se trate, tal y como se recogen en el citado artículo 6, en particular en lo relativo a la protección de los hábitats naturales y de las especies prioritarios" (STJUE de 14 de abril de 2005, asunto C-441/03, apartado 22).*
>
> Los **objetivos de conservación** son los que se determinan en el correspondiente Plan de gestión de la zona de que se trate para cada una de las especies y hábitats presentes, salvo aquellas especies y hábitats cuya presencia no sea significativa.
>
> Como señala STJUE de 7 de noviembre de 2018, *"la evaluación adecuada de las repercusiones de un plan o proyecto en un lugar protegido implica, en primer término, antes de la aprobación del plan o proyecto, la identificación de todos los aspectos del plan o proyecto que puedan afectar a los objetivos de conservación de ese lugar. En segundo término, tal evaluación no puede considerarse adecuada si comporta lagunas y no contiene constataciones ni conclusiones completas, precisas y definitivas que permitan disipar cualquier duda científica razonable sobre los efectos del plan o proyecto en cuestión en dicho lugar. En tercer término, todos los aspectos del plan o proyecto en cuestión que, por sí solos o conjuntamente con otros planes o proyectos, puedan afectar a los objetivos de conservación de ese mismo lugar deben identificarse a la luz de los mejores conocimientos científicos en la materia".*

Realizada la evaluación adecuada exigida, debe quedar claro de manera motivada y en ello la jurisprudencia comunitaria ha sido exigente, que sólo podrá autorizarse un proyecto como exige el 6.3 *in fine*, si se tiene certeza,

tras la evaluación de que no causará perjuicio a la integridad (concepto jurídico indeterminado) de dicho lugar.

La LEA 21/2013, opta por un procedimiento conjunto una sola evaluación realizada con arreglo a la Directiva EIA, procurando reducir cargas administrativas innecesarias, acelerando la toma de decisiones, siempre sin comprometer la calidad del procedimiento de evaluación ambiental.

Sobre la toma de decisiones, merece destacarse que la evaluación adecuada del 6.3 de la Directiva de Hábitats es vinculante, de manera que las autoridades no pueden autorizar un proyecto a menos que concluya tal evaluación adecuada que el proyecto no causará perjuicio a la integridad del lugar en cuestión.

Y es que la evaluación ambiental de la Directiva de Hábitats no es la misma que la prescrita por la Directiva EIA, no sólo en cuanto a su contenido, sino también en cuanto a que la evaluación negativa de proyectos sometidos a EIA no impide su realización, mientras que esto no cabe con arreglo a la Directiva de hábitats, salvo las excepciones previstas en su artículo 6.4.

Teniendo claro que el legislador español ha optado por una evaluación conjunta cuando se trata de proyectos o planes que puedan afectar espacios Red Natura 2000, la LEA contiene una serie de previsiones específicas de cara a contener las obligaciones relacionadas con la evaluación adecuada, que no es, como se ha reiterado, la evaluación ambiental.

Así en el **estudio de impacto ambiental de proyectos** (artículo 35), se incluirá un apartado específico para la evaluación de las repercusiones del proyecto sobre espacios Red Natura 2000 teniendo en cuenta los objetivos de conservación de cada lugar, que incluya los referidos impactos, las correspondientes medidas preventivas, correctoras y compensatorias Red Natura 2000 y su seguimiento.

Cuando se compruebe la existencia de un perjuicio a la integridad de la Red Natura 2000, el promotor justificará documentalmente la inexistencia de alternativas, y la concurrencia de las razones imperiosas de interés público de primer orden mencionadas en el artículo 46, apartados 5, 6 y 7, de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, de Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

En el Anexo VI LEA se desarrollan con detalle la forma de cuantificar y evaluar las repercusiones del proyecto en la Red Natura 2000.

Cuando se trata de **EIA simplificada**, proyectos del Anexo II o proyectos que sin estarlo afecten o puedan afectar a Red Natura 2000, el artículo 45 LEA

prevé que en la solicitud *se incluirá un apartado específico para la evaluación de sus repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación del espacio. En los supuestos previstos en el artículo 7.2.b), se describirán y analizarán, exclusivamente, las repercusiones en el lugar, teniendo en cuenta los objetivos de conservación del espacio Red Natura 2000.*

Finalmente, el **contenido de la DIA** (artículo 41) señala que la misma contendrá la evaluación adecuada, lo que se plasma de la siguiente manera "e) *En su caso, la conclusión de la evaluación de las repercusiones sobre la Red Natura 2000…."*

Por último, la LEA prevé en este punto en su Disposición Adicional novena la "certificación de no afección a la Red Natura 2000", a los efectos de lo previsto en la normativa europea sobre fondos comunitarios, siendo la Administración General del Estado la autoridad competente para la emisión de tal certificación.

Ahora bien, cabe la posibilidad de llevarse a cabo un proyecto ante una evaluación ambiental adecuada negativa. En tal caso, sólo podrá llevarse a cabo el proyecto en los supuestos conocidos del 6.4 de la Directiva de hábitats *"Si, a pesar de las conclusiones negativas de la evaluación de las repercusiones sobre el lugar y a falta de soluciones alternativas, debiera realizarse un plan o proyecto por razones imperiosas de interés público de primer orden, incluidas razones de índole social o económica, el Estado miembro tomará cuantas medidas compensatorias sean necesarias para garantizar que la coherencia global de Natura 2000 quede protegida. Dicho Estado miembro informará a la Comisión de las medidas compensatorias que haya adoptado. En caso de que el lugar considerado albergue un tipo de hábitat natural y/o una especie prioritarios, únicamente se podrán alegar consideraciones relacionadas con la salud humana y la seguridad pública, o relativas a consecuencias positivas de primordial importancia para el medio ambiente, o bien, previa consulta a la Comisión, otras razones imperiosas de interés público de primer orden."*

Las razones imperiosas de interés general deben estar muy bien justificadas, la ausencia de alternativas y por supuesto, en este caso sí, la determinación de las medidas compensatorias, para eso sirve aquí principalmente la adecuada evaluación.

Las medidas de compensación en cualquier caso no pueden servir como excusa para permitir el desarrollo de determinados proyectos que puedan afectar a la integridad o a los objetivos ambientales de un proyecto.

La STJUE de 29 de julio de 2019, razona como razón imperiosa de interés general la garantía del suministro de electricidad.

En cuanto a la cuestión de si el objetivo de garantizar la seguridad de suministro de electricidad de un Estado miembro constituye una razón imperativa de interés público de primer orden, en el sentido del artículo 6, apartado 4, párrafo primero, de la Directiva de hábitats, procede recordar que el interés que puede justificar la realización de un plan o de un proyecto debe ser a la vez "público" y "de primer orden", lo que implica que sea de tal importancia que pueda ponderarse con el objetivo de conservación de los hábitats naturales, de la fauna, incluida la avifauna, y de la flora silvestre que persigue la citada Directiva (sentencia de 11 de septiembre de 2012, Nomarchiaki Aftodioikisi Aitoloakarnanias y otros, C-43/10, apartado 121).

Sin embargo, si el lugar protegido que puede resultar afectado por un proyecto alberga un tipo de hábitat natural o una especie prioritarios, en el sentido de la Directiva de hábitats, solo la necesidad de evitar una amenaza real y grave de corte del suministro eléctrico del Estado miembro afectado puede constituir, en circunstancias como las del litigio principal, una razón de seguridad pública que, en virtud del artículo 6, apartado 4, párrafo segundo, de esta Directiva, justifique la realización del proyecto.

El término "razones imperiosas de interés público de primer orden" se refiere a situaciones en las que se demuestra que el plan o el proyecto previsto son indispensables. El término "imperioso" significa que el plan o el proyecto es esencial, y no meramente deseable. Asimismo, transmite una sensación de urgencia: en interés del público, el plan o proyecto debe ponerse en práctica lo antes posible.

Por lo que respecta al término "interés público de primer orden", solamente los intereses públicos, al margen de que estén promovidos por organismos públicos o privados, pueden contraponerse a los objetivos de conservación de la Directiva. El interés público debe ser de primer orden: es decir, el plan o proyecto debe ser lo suficientemente importante como para poder sopesar el objetivo general de conservación de las Directivas de hábitats y de aves.

En el caso de un plan o proyecto que perjudique la integridad de un lugar Natura 2000 que alberga los tipos de hábitats o especies "prioritarios" de importancia para la UE, las condiciones de interés público de primer orden son más estrictas. Solo pueden justificarse si las razones imperiosas de interés público de primer orden se refieren a la salud humana y la seguridad pública, tienen consecuencias beneficiosas de primer orden para el medio ambiente, o por otras razones imperiosas si, antes de conceder la aprobación al plan o el proyecto, la Comisión ha emitido un dictamen positivo.

En cualquier caso, debe recordarse que de acuerdo con la Directiva de renovables *A más tardar el 21 de febrero de 2024, hasta que se logre la neutralidad climática, los Estados miembros garantizarán que, en el procedimiento de concesión de autorizaciones, se presuma que la planificación, la construcción y la explotación de plantas de energía renovable, la conexión de dichas plantas a la red, la propia infraestructura de evacuación y los activos de almacenamiento son de interés público superior y contribuyen a la salud y la seguridad públicas a la hora de sopesar los intereses jurídicos en los casos individuales a efectos del artículo 6, apartado 4, y el artículo 16, apartado 1, letra c), de la Directiva 92/43/CEE.*

En consecuencia, estos proyectos con las medidas compensatorias que en su caso fuesen necesarias podrían llevarse a cabo pese a tener una evaluación ambiental adecuada sobre Red Natura 2000 que no excluyese riesgo de afecciones ambientales.

Algo que en materia de energía hidroeléctrica tampoco es nuevo. Merece citarse también en este sentido la STJUE de 4 de mayo de 2016 (asunto C-346/14) que desestimó la demanda de la Comisión Europea contra Austria por supuesta vulneración de la Directiva 2000/60/CE, "marco comunitario de actuación en la política de aguas", pues si bien la construcción de una central hidroeléctrica en el río Schwarze Sulm produce un deterioro de las aguas de dicho río, esto responde ciertamente a un interés público superior como es la producción de energías renovables, como la energía hidroeléctrica.

En España, el artículo 45 LPNB en su apartados 5 a 9 en consonancia admite la posibilidad de que se realice un plan, programa o proyecto, a pesar de las conclusiones negativas de la evaluación, cuando existan razones imperiosas de interés público de primer orden (que deberán acordarse por ley o por acuerdo del Gobierno) y siempre que se adopten "cuantas medidas compensatorias sean necesarias para garantizar que la coherencia global de Natura 2000 quede protegida". Conocidos son los casos en los que determinados proyectos pese a tener una clara incidencia negativa en espacios Red Natura 2000 y requerir de medidas compensatorias fueron llevados a cabo. Ello requirió adverar los requisitos exigidos:

1.º Ausencia de cualquier otra alternativa técnica o ambientalmente viable.

2.º La existencia de razones imperiosas de interés público de primer orden.

3.º Realización de una propuesta de medidas compensatorias para garantizar que la coherencia global de la Red Natura 2000 quedase protegida.

Un ejemplo de infraestructura hidráulica en esta situación conocidos fue el relativo a la presa de **La Breña II** cuya construcción exigió toda una serie de medidas compensatorias para la mejora del hábitat de más de 2000 Ha en el Parque Natural de la Sierra de Hornachuelos y de la ZEC Guadalato-Bembézar. En la DIA formulada en 1997, tras cinco años, de acuerdo con el Artículo 6.4 de la Directiva Hábitats (92/43/CEE), se exige al promotor que a través del órgano ambiental gestione ante la Comisión de la UE la solicitud de compensación de terrenos afectados y de autorización excepcional del proyecto. El proyecto cumplía los requisitos señalados *supra* y tras varios años por fin con el proyecto de medidas compensatorias, la Comisión dio en 2004 el *placet*. Por citar algunas de las medidas[6].

En tales casos (Dad. 7.ª LEA) el Ministerio competente en materia de medio ambiente fijará y supervisará las medidas compensatorias necesarias para garantizar la coherencia global de la Red Natura 2000. Para su definición, se solicitará preceptivamente informe al órgano competente de las comunidades autónomas afectadas, que dispondrán de un plazo de treinta días hábiles para su evacuación, transcurrido el cual sin que se hubiera recibido el informe, se podrán proseguir las actuaciones.

No obstante, en materia de generación de electricidad, merece ponerse de manifiesto la sentencia reciente del TJUE de 29 de julio de 2019, que resuelve la cuestión prejudicial sobre las Directivas de hábitats, y de evaluación de impacto ambiental. Se trata de una cuestión prejudicial planteada por los tribunales belgas ya que tras haberse anunciado en 2003 el cierre gradual de las centrales nucleares, se aprobó mediante Ley la prórroga de explotación de dos de ellas en 2015 por diez años más hasta 2025, con unas condiciones nuevas que suponen una importante inversión de 700 millones de euros para su nueva puesta en marcha. Dos organizaciones ecologistas recurren la decisión alegando infracción de la normativa de evaluación ambiental, de la Directiva de hábitats al no haberse sometido a evaluación ambiental y también de las exigencias de información y participación ambiental.

6. Actuaciones sobre la fauna:
   - — Recuperación y potenciación de especies presa. Se incluyen aquí un conjunto de medidas desarrolladas para generar recursos alimenticios tanto para el lince ibérico, como para las aves rapaces.
   - — Actuaciones de mejora del hábitat para potenciar la presencia de otras especies
   - — Revegetación de la Laguna Medina, reserva natural localizada en Jerez de la Frontera(Cádiz).
   - — Restauración de las riberas del Guadiatillo y Cabrillas.
   - — Actuaciones de restauración y mejora del hábitat en parcelas de compensación mediante la creación de formaciones boscosas (islas bosques) y lineales (setos y sotos), que sirven de refugio de especies de flora y fauna, favorecen la conectividad y la integridad ecológica.

Esto sin duda condicionará, además de lo señalado anteriormente respecto a la evaluación adecuada en espacios Red Natura 2000 cualquier proyecto que pretenda llevarse a cabo. No debemos olvidar que **los planes de gestión de los espacios naturales** condicionan y de qué manera, las posibles actividades y proyectos que pudieran desarrollarse en el espacio protegido y en algunos se excluyen expresamente infraestructuras de generación energía hidroeléctrica, solar o eólica. En dichos Planes de Gestión, se recogen actividades no compatibles para la Zona determinada como de Uso Especial, por considerar que pueden tener efectos potenciales sobre los recursos naturales incluidos en el espacio Natura 2000, perjudicando su conservación. Estos planes de gestión tienen una gran importancia y nadie duda de su naturaleza reglamentaria y de que para su aprobación es necesaria la previa información y participación públicas, como señala la STS de 28 de enero de 2019, que además de ratificar su naturaleza reglamentaria y su exigencia de publicación, deja clara su prevalencia sobre los planes urbanísticos.

Pues bien, y con esto termino, uno de los obstáculos adicionales que con carácter recurrente se están encontrando los promotores de proyectos de energías renovables y no sólo hidroeléctrica o de almacenamiento por bombeo, es precisamente la prohibición o incompatibilidad expresamente declarada de estos proyectos con los objetivos de conservación del espacio o su integridad. Son numerosos los ejemplos en los que se prevé la prohibición de cualquier aprovechamiento hidroeléctrico (*vg*. Planes directores Red Natura de Galicia o Extremadura). Desde mi punto de vista, estas prohibiciones absolutas son difícilmente justificables ya que establecen una prohibición absoluta apriorística sin conocer los posibles proyectos, su impacto y sus medidas correctoras, pudiendo darse el caso de proyectos que siendo de generación no necesariamente comprometan ni la integridad del lugar ni sus objetivos de conversación. Se trata de una dinámica muy similar a lo que ocurre con las prohibiciones a cualquier clase de actividad extractiva, pese a que la propia Comisión tenga aprobada una guía sobre actividades extractivas en espacios Red Natura. Lamentablemente los recursos minerales también se encuentran en la naturaleza y en su mayor parte en espacios protegidos.

Concluyo, creo que no podemos invocar permanentemente el principio de cautela, el riesgo cero no existe. No cabe en una sociedad desarrollada no querer asumir los riesgos del desarrollo sin querer renunciar a sus beneficios, en este caso, seguridad de abastecimiento energético y a un precio razonable.

7. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

ALENZA GARCÍA, J.F. "El procedimiento de evaluación de impacto ambiental" en *Régimen jurídico de la evaluación ambiental*, Aranzadi, 2014.

GARCÍA URETA, A. "Directiva de Hábitats y evaluación de impacto ambiental", *La Directiva de Hábitats de la Unión Europea: Balance de veinte años*, Aranzadi, 2012.

GARCÍA URETA, A. "La Directiva 2014/52 de evaluación de impacto ambiental" en *La Directiva de la Unión Europea de evaluación de impacto ambiental de proyectos: balance de treinta años* (GARCÍA URETA, A., Coord.), Marcial Pons, Madrid, 2016.

ROSA MORENO, Juan. "Evaluación de impacto ambiental de las obras hidráulicas" (EMBID IRUJO, Antonio. *Diccionario de Derecho de aguas*. Madrid: Iustel, 2007), pp. 673-692.

RUIZ DE APODACA ESPINOSA, Ángel (Director) *Comentarios a la Ley 21/2013, de evaluación ambiental*, Aranzadi 2014.

RUIZ DE APODACA ESPINOSA, Ángel. La evaluación ambiental adecuada exigida sobre proyectos y planes con incidencia en Espacios Red Natura 2000 *Actualidad Jurídica Ambiental* núm. 102/2, 2020.

SANZ RUBIALES, Iñigo *El procedimiento de evaluación de impacto ambiental a través de sus documentos*, Tirant lo Blanch, 2021.

UTRERA CARO, Sebastián Félix. *La incidencia ambiental de las obras hidráulicas. Régimen jurídico*. Madrid: Dykinson, 2002.

UTRERA CARO, Sebastián, "El régimen jurídico del almacenamiento por bombeo de energía eléctrica", *Revista Aranzadi de Derecho ambiental*, núm. 52, 2022.

Capítulo 11

Caudales ecológicos y aprovechamientos energéticos

Andrés Molina Giménez
Catedrático de Derecho Administrativo
Director del Instituto Universitario del Agua
y de las Ciencias Ambientales de la Universidad de Alicante

1. INTRODUCCIÓN

Las proyecciones de cambio climático en Europa apuntan a una reducción significativa de los recursos hídricos disponibles. En este sentido, el artículo 19 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE), exige que planificación y gestión hidrológica se adapte a este nuevo contexto. El establecimiento de los componentes del régimen de caudales ecológicos es uno de los instrumentos que ofrece la planificación hidrológica como respuesta a estos retos.

La implantación del caudal ecológico, sin embargo, puede tener un impacto significativo en el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas, obligando a disminuir su producción o ajustarla a períodos que no siempre son rentables al no coincidir con los momentos de mayor demanda energética. También puede requerir adaptaciones en las infraestructuras existentes. Esta situación contrasta con que muchos de estos aprovechamientos están respaldados por concesiones antiguas, que no incluían entre sus condiciones la necesidad de preservar el caudal ecológico.

Estas concesiones quedan inequívocamente sujetas al régimen de caudales ecológicos, lo que podría implicar la necesidad de revisarlas y, en ciertos casos, establecer mecanismos de compensación. En las próximas líneas abordaremos estas cuestiones, analizando el concepto de caudal ecológico, los principales aspectos de su régimen jurídico, y los efectos que puede tener su aplicación sobre el sector hidroeléctrico.

2. CONCEPTO JURÍDICO DE CAUDAL ECOLÓGICO: SU CARÁCTER INSTRUMENTAL Y PREFERENTE

Hasta fechas recientes, el concepto de caudal ecológico no ha estado presente de manera explícita en los principales textos normativos comunitarios. La Directiva 2000/60/CE, de 23 de octubre de 2000, marco del agua (DMA), no hizo referencia alguna a este término[1], aunque sí consideró la variable cuantitativa como un factor importante para alcanzar el buen estado ecológico de las aguas[2]. Ninguna de las directivas que la desarrollan mencionó, y mucho menos reguló específicamente, esta institución. Ha sido necesario esperar a la aprobación de la Directiva (UE) 2024/3019, de 27 de noviembre, sobre depuración, para encontrar una primera mención al concepto, que en la norma se configura como un límite al desarrollo de los proyectos de reutilización de aguas regeneradas. En concreto, estos proyectos no podrán aprobarse cuando la reducción de vertidos de aguas residuales que conlleva su reutilización pueda alterar el estado cuantitativo de las masas de agua receptoras (art. 15.1).

Al margen de los textos normativos, algunos documentos comunitarios habían recogido criterios para una actuación común armonizada en materia de caudales ecológicos[3], destacando el importante papel que juegan en la consecución de los objetivos de la DMA[4]. En los espacios naturales protegidos, las autoridades de la Unión Europea han reconocido la relación entre el buen estado/potencial ecológico recogido en la DMA, y el estado de conservación favorable (FCS) definido en las Directivas ambientales.

1. FANLO LORAS, Antonio. "Los caudales ecológicos como herramienta para armonizar los objetivos ambientales y socio-económicos de la planificación hidrológica", Revista Aranzadi de Derecho Ambiental, n.º 49, 2021, págs. 14 y ss., explica que su introducción en la DMA hubiera afectado al artículo 192 del TFUE, que se refiere a la "gestión cuantitativa de los recursos hídricos o que afecten directa o indirectamente a la disponibilidad de dichos recursos", lo que precisaría de la unanimidad del Consejo. Idéntica tesis en: CARO PATÓN, Isabel. y MENÉNDEZ, Carlos. "Concepto, determinación e implantación…", cit., págs.. 588-589.
2. El considerando n.º 19 de la DMA, que identifica el control cuantitativo de las aguas como garantía de una buena calidad de las aguas. También el n.º 20 refleja la importancia del estado cuantitativo en las dinámicas de las aguas superficiales y subterráneas. Otras menciones pueden leerse en los considerandos n.º 23 y n.º 25. Ya en el texto articulado, las referencias al buen estado cuantitativo se refieren, fundamentalmente, a las aguas subterráneas.
3. Guidance document, n.º 31. Technical Report (2015-086). "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive". Disponible en: https://circabc.europa.eu/sd/a/4063d635-957b-4b6f-bfd4-b51b0acb2570/Guidance%20No%2031%20-%20Ecological%20flows%20%28final%20version%29.pdf
4. Comunicación de 3 de septiembre de 2015, (COM (2015) 120 final).

Aspectos como la "cantidad y dinámica del flujo de agua", o la "conexión a masas de agua subterránea", son parte de los objetivos de conservación en los espacios de la Red Natura 2000[5].

En nuestro ordenamiento, el concepto de caudal ecológico ha experimentado un lento proceso de consolidación. Aunque la Ley de Aguas de 1985 no lo mencionaba en su versión inicial, el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, que aprobó el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, planteó como límite en los expedientes de concesión la necesidad de respetar unos "caudales mínimos" por razones sanitarias o ecológicas; siempre que, eso sí, "fueran precisos" (art. 115.2.g.).

Posteriormente, la Instrucción de Planificación Hidrológica de 1992 estableció que los planes hidrológicos debían recoger unos "caudales mínimos por razones ambientales", aunque limitó su alcance a ciertos ríos o tramos de río singulares (presas de embalse, derivaciones importantes, cauces afectados por vertidos significativos, y supuestos análogos).

Más allá de estos antecedentes, el concepto de "caudal ecológico" hizo su primera aparición en un texto normativo unos meses antes de que la Ley de Aguas de 1985 fuera reformada mediante la Ley 46/1999, de 13 de diciembre. El Real Decreto 1664/1998, de 24 de julio, que aprobó los primeros planes hidrológicos de cuenca, definió una serie de elementos caracterizadores del caudal ecológico, que serían asumidos en la reforma de 1999, y más tarde acogidos en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto refundido de la Ley de Aguas (TRLA).

La Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan Hidrológico Nacional (PHN) representó un nuevo avance en la definición normativa del caudal ecológico. Reconoció este régimen como un principio rector de la planificación hidrológica (art. 5), y lo calificó como un criterio fundamental para la coordinación de los planes (art. 6). Además, reafirmó elementos clave de su régimen jurídico, como su consideración como "restricciones previas a los flujos del sistema de explotación", o su carácter preferente. También ordenó que para su determinación se tuviera en cuenta "la dinámica de los ecosistemas y las condiciones mínimas de su biocenosis" (art. 26).

Los caudales ecológicos son prioritarios frente a todos los usos y demandas, con la excepción del abastecimiento a las poblaciones. La categorización

5. Documento de la DG. Environment: (2011) "Links between the Water Framework Directive (WFD 2000/60/EC) and Nature Directives (Birds Directive 2009/147/EC and Habitats Directive 92/43/EEC)".

del caudal ecológico como "restricción" y no uso es importante, puesto que determina que el caudal asignado a estos fines no requiere concesión ni, por extensión, entra en el juego de prioridades establecido en el artículo 60 del TRLA para el otorgamiento de estos títulos (art. 2)[6].

Ahora bien, ni la reforma de la Ley de Aguas de 1999 ni el PHN incluyeron los caudales ecológicos en la lista de contenidos obligatorios de los planes hidrológicos de cuenca, lo que pudo retrasar su implantación. Este desajuste fue corregido por la disposición final 1.ª de la Ley 11/2005, de 22 de junio, por la que se modificó el PHN. Esta norma corrigió el apartado 1.b.c´ del artículo 42 del TRLA, incorporando los caudales ecológicos entre los contenidos obligatorios de los planes.

El PHN, por otra parte, proporcionó una nueva definición de caudal ecológico, entendido como aquel que: "mantiene como mínimo la vida piscícola que de manera natural habitaría o pudiera habitar en el río, así como su vegetación de ribera". Complementariamente, el Real Decreto 907/2007, de 6 de julio, por el que se aprueba el reglamento de planificación hidrológica, apuntó que el caudal ecológico debe contribuir: "a alcanzar el buen estado o buen potencial ecológico en los ríos o en las aguas de transición" (art. 3.j).

Estas bases normativas permiten identificar un conjunto de elementos caracterizadores del régimen de caudales ecológicos:

— Propósito ambiental: deben resultar suficientes para conservar, como mínimo, la fauna y flora autóctona que de manera natural habita o podría habitar en el río o en las aguas de transición[7]. Su objeto es, por tanto, "mantener la integridad biológica del sistema", proporcionando condiciones de hábitat adecuadas según las necesidades de los ecosistemas, y ofrecer un patrón temporal de caudales que permita la existencia, como máximo, de cambios leves en la estructura y composición de los ecosistemas y hábitats[8].

6. La doctrina consideró inicialmente que los caudales ecológicos debían considerarse como usos, insertándose en la estructura jerárquica de usos por debajo del abastecimiento. Véase, DELGADO PIQUERAS, Francisco. Derecho de aguas y medio ambiente. Tecnos, Madrid, 1992. pág. 30. CARO PATÓN, Isabel. y MACERA, Bernard Frank. El reparto de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de protección ambiental y de aguas. Universidad de Valladolid, 2002, págs. 119-120, propusieron considerar el caudal ecológico como un uso a favor de las CCAA.
7. Estas características se deducen de la lectura conjunta de los artículos Art. 42.1.b.c) del TRLA, artículo 49.ter RDPH y artículo 3 del RPH.
8. STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013), f.j. 20.

— No tienen carácter de uso; son restricciones que se imponen con carácter general a los sistemas de explotación. Prevalecen frente a todos los aprovechamientos, con la excepción del abastecimiento urbano (art. 59 TRLA y art. 26 PHN). Deben descontarse de los balances hídricos de las demarcaciones (art. 98 TRLA), y no cuentan para el otorgamiento o modificación de concesiones (art. 49.ter.2 RDPH).

— Condicionan los títulos de aprovechamiento (art. 98 TRLA). Las autorizaciones y concesiones deben incluir las medidas necesarias para garantizar su efectividad. Los títulos anteriores pueden quedar sometidos a procesos de revisión.

— Tienen una doble función: conservadora y recuperadora, por lo que deben establecerse tanto en las masas en buen estado ecológico como en aquellas que se encuentran deterioradas. En el primer caso, su objetivo es promover su conservación, mientras que en el segundo se busca mejorar su estado ambiental[9]. Se han implantado, incluso, en masas temporales, intermitentes y efímeras, con el respaldo de los Tribunales y de la propia Instrucción de Planificación Hidrológica[10].

— No son un fin en sí mismos[11]; debe subrayarse en este sentido su carácter instrumental. Es indiscutible que los caudales ecológicos deben ser suficientes para alcanzar los objetivos ambientales, pero también es fundamental reconocer que el agua es un recurso económico y social muy valioso, que contribuye a los objetivos de la planificación económica general. Por ello, debe buscarse un equilibrio entre la satisfacción de las demandas y el respeto a los regímenes concesionales, por un lado, y la necesidad de alcanzar los objetivos ambientales, por otro. Siempre desde la óptica de la proporcionalidad[12].

9. STS 231/2015, de 21 de enero (rec. 278/2013), f.j. 23.º.
10. Véase la STS de 18 de marzo de 2019 (rec. 4437/2016). Por otra parte, el apartado 3.4.1.4.2. de la IPH establece los criterios metodológicos para la caracterización del régimen de caudales ecológicos en ríos temporales, intermitentes y efímeros.
11. La STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013) señala, no obstante, que: "en la normativa hidráulica e instrumentos de planificación, la fijación de esos caudales no será el único fin, pero sí relevante, de ahí que sea una razón-fuerza constante en el Plan" (f.j. 21.º).
12. STS 387/2019 de 21 marzo (rec. 4398/2016) f.j. 13.º, y en la STS 433/2019, de 29 de marzo (rec. 4441/2016), f.j. 2.º, entre otras. STS 854/2019 de 14 de marzo (rec. 4430/2016), f.j. 13.º; STS 853/2019 de 14 de marzo, (rec. 4413/2016), f.j. 1.º, entre otras.

El concepto de caudal ecológico tiende a asociarse con uno de sus componentes, los caudales mínimos; sin embargo, son cinco los componentes que integran el concepto[13]. El caudal mínimo se corresponde con un volumen circulante que en todo momento debe mantenerse en el cauce. Es temporal y estacionalmente variable. El caudal máximo es un nivel que no debe ser superado en la gestión ordinaria de las infraestructuras de regulación, ya que un exceso de efluente puede generar efectos de arrastre que desplacen a las especies de su hábitat natural.

La distribución temporal de los caudales mínimos y máximos permite reducir el impacto que produce la variabilidad temporal del régimen de caudal en los estadios vitales de las especies de flora y fauna autóctonas. El caudal de crecida sirve para controlar, en cauces regulados, las puntas derivadas de la operación de los órganos de desembalse de las presas (i.e. crecidas controladas para laminación de inundaciones). Finalmente, las tasas de cambio tratan de evitar variaciones bruscas en el caudal circulante, para reducir los desplazamientos de los organismos acuáticos durante la fase de ascenso, y su aislamiento durante la curva de descenso.

El caudal ecológico es un instrumento que la Jurisprudencia ha considerado compatible con la política comunitaria de promoción de las energías renovables, aunque su implantación puede reducir la producción de hidroelectricidad. El Tribunal Supremo, sin embargo, no ha analizado esta interacción en profundidad, limitándose, escuetamente, a afirmar que estos planteamientos carecen de justificación, quizá porque los recurrentes no llegaron a probar adecuadamente sus afirmaciones[14].

3. LA OBLIGACIÓN DE ESTABLECER LOS CAUDALES ECOLÓGICOS

De acuerdo con la distribución constitucional de competencias definida en el artículo 149.1.22 CE, al Estado le corresponde establecer los caudales ecológicos en las cuencas intercomunitarias. Su aprobación se realizará en el marco de la planificación hidrológica de cada demarcación, y las CCAA podrán participar en su fijación en órganos de consulta, asesoramiento, o mediante los procedimientos correspondientes, dejando siempre a salvo la competencia estatal[15]. En las demarcaciones internas, los caudales eco-

13. Véase el apartado: 3.4.1.3.1. (Ríos), de la Orden ARM/2656/2008, de 10 de septiembre, por la que se aprueba la instrucción de planificación hidrológica.
14. STS 853/2019, d 14 de marzo (rec. 4413/2016) fj.5.
15. STC 110/1998 de 21 mayo (Rec. 6546/2007) f.j. 7.º y STC 195/2012 de 31 de octubre (rec. 6067/2005), f.j. 5.º STC 116/2017 de 19 de octubre (rec. 4682/2015), f.j. 2.º.

lógicos, en ocasiones denominados caudales de mantenimiento (cuencas internas de Cataluña), son definidos por la Administración hidráulica autonómica, aunque se recogen en un Decreto del Estado[16].

El establecimiento del caudal ecológico es una obligación legal, tal como especifica el artículo 59.7 del TRLA. El artículo 42 incluye sus componentes entre el contenido "obligatorio" de los planes hidrológicos de cuenca. Lo que no aclara la Ley, ni las normas que la desarrollan, es si dicha obligación se extiende a todos los componentes del régimen, y si se extiende a todas las masas de agua. A falta de un mandato normativo claro, parece razonable considerar que será suficiente adoptar aquellos componentes que, de no establecerse, impedirían alcanzar el buen estado ecológico de las masas de agua. Otra interpretación resultaría desproporcionada y posiblemente inaplicable[17].

El Tribunal Supremo ha confirmado recientemente esta tesis, recordando que solo el apartado 3.4.1.3.1 de la IPH relaciona, de manera aparentemente imperativa, el conjunto de componentes del régimen de caudales ecológicos. Sin embargo, dicha previsión no puede interpretarse de manera aislada o desconectada del resto del ordenamiento, porque ello conduciría a soluciones maximalistas no consecuentes con la regulación legislativa de los caudales ecológicos, vulnerando el principio de jerarquía normativa[18].

El establecimiento de los caudales ecológicos ha sido progresivo en la planificación hidrológica española. Los primeros planes, aprobados en 1998, no adoptaron, como regla general, caudales ecológicos ni generalizados ni vinculantes. De hecho, no todos los incluían, y aquellos que lo hicieron, en algunas masas de agua, declaraban su carácter orientativo remitiendo su implantación efectiva a la realización de los estudios técnicos necesarios[19].

16. La aprobación de los planes hidrológicos autonómicos requiere de un acto final de aprobación por parte del Gobierno de España, en el ejercicio de su competencia sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica (art. 149.1.13.ª CE), lo que permite coordinar ambos planos competenciales (STC 227/1988, de 29 de noviembre) (rec. 824/1985 y otros), fj. 20.º.
17. FANLO LORAS, Antonio. "Tribunal Supremo y régimen de caudales ecológicos del Tajo", *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 54, 2023, págs. 33-55 señala que los caudales circulantes solo tienen sentido en ríos con importantes infraestructuras de regulación; la aplicación del resto de componentes a todas las masas resultaría desproporcionada, innecesaria y perturbar la gestión del agua.
18. STS 515/2025, de 6 de mayo, (rec. n.º: 447/2023), f.j. 8.º.
19. CARO PATÓN, Isabel. "Caudal ecológico", en EMBID IRUJO, A. (dir.). Diccionario de Derecho de Aguas., IUSTEL, 2007, pág. 314.

Una primera jurisprudencia validó la legalidad de los planes que presentaban una "descripción general" de los caudales ecológicos, posponiendo su establecimiento a un acto posterior[20]. También se consideró legítima la fijación de caudales ecológicos provisionales o transitorios, a la espera de que pudieran elaborarse los estudios necesarios para su implantación[21].

Esta laxitud en la interpretación de la obligatoriedad del caudal ecológico decayó con las sentencias que resolvieron las impugnaciones presentadas frente al plan hidrológico del Tajo, del segundo ciclo de planificación (R.D. 1/2016, de 8 de enero). El Tribunal Supremo, en cinco sentencias sucesivas, dictadas en 2019, afirmó la obligación de establecer caudales ecológicos mínimos, anulando las disposiciones del Plan del Tajo que se habían limitado a establecer caudales circulantes y no verdaderos caudales ecológicos[22].

Unos años antes, el Consejo de Estado había advertido que, si bien la práctica totalidad de los planes intercomunitarios habían fijado caudales ecológicos mínimos para las masas de agua tipo río, resultaba preocupante, e incluso "alarmante", la situación de las Demarcaciones del Tajo y del Ebro; el Consejo advertía del riesgo de incumplimiento de la DMA que suponía este retraso[23].

El informe de seguimiento de los planes hidrológicos de cuenca y de los recursos hídricos en España de 2021 (Avance de octubre de 2022) destacó que el número de masas de agua en las que se habían establecido caudales máximos, generadores y tasas de cambio alcanzaba el 10%, con valores algo superiores para las tasas de cambio, y ligeramente inferiores para el resto de componentes. En cuanto a la aplicación de los caudales ecológicos, puso de manifiesto que el control y grado de cumplimiento había sido heterogéneo[24].

En la planificación del tercer ciclo se ha avanzado notablemente en estos objetivos, aunque los planes no regulan de manera pormenorizada el segui-

20. STS 5461/2014, de 12 de diciembre (rec. 541/2012), f.j. 2.º, relativa al plan hidrológico de las demarcaciones internas de Cataluña.
21. STS 5554/2014, de 12 de diciembre (rec. 584/2012), f.j. 3.º, relativa al plan hidrológico de Galicia-Costa.
22. STS 856/2019, de 11 de marzo (rec. 4351/2016); STS 339/2019 de 14 de marzo (rec. 4430/2016); STS 309/2019 de 21 de marzo (rec. 4351/2016); STS 387/2019 de 21 de marzo (rec. 4398/2016); STS 444/2019, de 2 de abril (rec. 4400/2016). Un análisis completo en: FANLO LORAS, Antonio. "Tribunal Supremo y régimen de caudales ecológicos…", cit., págs. 21 y ss.
23. Dictamen del Consejo de Estado n.º 1151/2015, de 26 de noviembre de 2015, relativo al Proyecto de Real Decreto de aprobación de los Planes Hidrológicos 2015-2021.
24. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/agua/temas/planificacion-hidrologica/memoria_infoseg_2021_tcm30-546211.pdf

miento y supervisión del régimen de caudales ecológicos. Para que estas actuaciones resulten homogéneas en todas las demarcaciones, el artículo 49 quinquies del RDPH, incorporado por la reforma de 2023, encomienda a los organismos de cuenca la caracterización y las medidas de seguimiento. Para ello, pueden aprobar programas específicos[25].

Una nueva serie de impugnaciones está teniendo lugar tras la aprobación de estos planes. Buena parte de los recursos se centran, de nuevo y principalmente, en la planificación del Tajo, debido a la repercusión que pueden tener los caudales ecológicos en el Trasvase Tajo-Segura. Los recursos cuestionan la falta o insuficiencia de estudios justificativos, el carácter arbitrario y desproporcionado de los volúmenes, la falta de concertación con los usuarios del Trasvase, la contradicción o descoordinación entre los planes del Tajo y del Segura, y la infracción del principio de legalidad. Los recursos ya resueltos apuntan a la desestimación, por diversas razones, de los fundamentos indicados[26].

4. CONDICIONES Y LÍMITES RELACIONADOS CON EL ESTABLECIMIENTO DE CAUDALES ECOLÓGICOS

La impugnación de los caudales ecológicos establecidos en la planificación hidrológica ha sido un tema recurrente desde los primeros planes. Con el paso del tiempo, se ha consolidado una jurisprudencia bastante robusta, que permite identificar una serie de condiciones formales y materiales necesarias para el correcto establecimiento de los caudales ecológicos:

a. El principio de legalidad

Este motivo opera como límite, tanto en su dimensión formal como material. En el primero de los casos, es evidente que la aprobación del caudal ecológico debe seguir el procedimiento de elaboración de los planes hidrológicos definido en la Ley. En el plano material, la cifra concreta de

25. Una importante medida es la obligación de instalar sistemas electrónicos de medición. Los informes anuales de seguimiento de los planes deben identificar las estaciones de aforo y otros puntos de medida seleccionados para el seguimiento de los caudales ecológicos. Las estaciones de aforo son en la actualidad insuficientes, lo que hace imposible controlar, a lo largo de todo el eje de los ríos, el efectivo cumplimiento del régimen.

26. La última y más reciente de las Sentencias dictadas, que además recoge la doctrina de las anteriores, es la STS 1321/2025, de 21 de octubre (rec. 424/2023), que resuelve el recurso interpuesto por la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia contra el Real Decreto 35/2023, de 24 de enero.

caudal ecológico no podrá infringir los contenidos de base legal que pudieran existir, cuya eficacia resultaría imposible si se aplicaran en términos y niveles incompatibles.

Un supuesto interesante es el estudiado por la STS 10/2025 de 14 de enero, en la que el Tribunal aborda un supuesto de infracción de legalidad material. En este caso, la Junta de Andalucía interpuso un recurso contra el caudal ecológico establecido en la planificación del Tajo de tercer ciclo. La Junta argumentaba que, tras un examen conjunto y sistemático de las Leyes 21/2013 y 21/2015, así como de la Regla de Explotación del Trasvase Tajo-Segura, debía concluirse que la condición hidrológica que exige mantener un caudal mínimo de 6 m^3/s en Aranjuez, establecida por la disposición adicional 1.ª de la Ley 52/1980 de 16 de octubre, limitaría la posibilidad de establecer caudales ecológicos superiores[27].

La respuesta del Tribunal, sin embargo, desestima esta argumentación declarando que la disposición adicional de la Ley 52/1980 debe entenderse sustituida por una norma posterior de igual rango, la Ley 21/2015, de 20 de julio, que regula la regla de explotación del Trasvase, en la que el estándar de 6 m^3/s no aparece. También entiende que aquella disposición debe ser reinterpretada atendiendo a los principios fijados por el PHN, que determina que los caudales ecológicos no son usos, sino restricciones que afectan a todos los sistemas de explotación[28].

b. El control de la discrecionalidad técnica

La primera fase del proceso de establecimiento de los caudales ambientales, en el contexto del procedimiento de aprobación de los planes de cuenca, consiste en la elaboración de estudios técnicos. El artículo 59.7 del TRLA exige la realización de estudios específicos para cada tramo de río, mientras que el artículo 26.1 del PHN añade que dichos estudios: "tendrán en cuenta la dinámica de los ecosistemas y las condiciones mínimas de su biocenosis".

El principal problema en este punto es la ausencia de una metodología específica para la cuantificar de los caudales ecológicos. No existe ningún método estándar para evaluar de manera precisa cómo los caudales ecológicos contribuyen a que las masas de agua alcancen el buen estado ecológico o, si ya lo alcanzan, que lo mantengan. Para el cálculo se emplean métodos

27. Tesis expuesta, además, por FANLO LORAS, Antonio. "Tribunal Supremo y régimen de caudales ecológicos…", cit., pág. 41-48.
28. Esta interpretación, ciertamente discutible, ha sido confirmada por la STS 1321/2025, de 21 de octubre (rec. 424/2023), f.j. 8.º.

hidrológicos y de modelización de hábitats. La IPH ordena la utilización combinada de ambos. Sin embargo, su aplicación puede conducir a rangos de caudal ecológico extraordinariamente amplios y variables[29], lo que complica el control de la discrecionalidad. La jurisprudencia muestra la dificultad de constituir una prueba pericial suficientemente sólida para demostrar la insuficiencia o inadecuación de los métodos de cálculo empleados por los Organismos de Cuenca[30].

Por otra parte, la eficacia de la IPH como instrumento definitorio de las metodologías de cálculo ha sido cuestionada por la Jurisprudencia, que ha permitido que los planes se aparten de sus determinaciones con el argumento de que estos son jerárquicamente superiores a una mera instrucción. Se concede a la IPH un valor exclusivamente en el terreno de la motivación técnica[31], sin que suponga un mandato para el planificador, que cuenta con un amplio "margen de apreciación" en cuanto a la aplicación de sus reglas[32].

c) El control de otros ámbitos de discrecionalidad (menor detrimento de los usos existentes y valoraciones socioeconómicas)[33]

Diversas sentencias declaran que la fijación de los caudales ecológicos debe configurarse "con el menor detrimento posible de los existentes derechos de uso del agua"[34]. Se debe buscar un equilibrio entre la satisfacción

29. La IPH fue redactada en 2008 y muchas de sus determinaciones han sido ampliamente superadas por la evolución científica y técnica, por lo que requiere una inmediata actualización. Así lo ordena en la disposición final 3.ª del Real Decreto 35/2023, de 24 de enero, por el que se aprueba la revisión de los planes hidrológicos. Además, es necesaria su adaptación al Real Decreto 1159/2021, de 28 de diciembre, que modifica el reglamento de planificación hidrológica.
30. A modo de ejemplo, STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013), f.j. 30, o, más recientemente, STS 2968/2024 de 5 de junio (rec. 338/2023), fj. 9.º, STS 71/2025, de 14 de enero (rec. 510/2023), f.j. 12.º y STS 1321/2025, de 21 de octubre (rec. 424/2023), f.j. 9.º.
31. La STS 136/2015, de 20 de enero (rec. 360/2013), fj. 4.º, indica que la "Instrucción de Planificación Hidrológica tiene, así, una naturaleza eminentemente técnica y, por ello, no es un instrumento idóneo para regular los aspectos propiamente jurídicos de los planes hidrológicos. De aquí que no pueda considerarse vinculante para el Consejo de Ministros".
32. STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013), f.j. 35.º.
33. Según CARO PATÓN, Isabel, "Caudal ecológico", cit., pág. 316, aparte de la discrecionalidad técnica para seleccionar la metodología, la concreción de los caudales obliga a optar entre "visiones más o menos conservacionistas", con pocos criterios que orienten la decisión.
34. STS 2991/2014 de 2 de julio (rec. 328/2013) f.j. 4.º; STS 3230/2014 de 11 de julio (rec. n.º 329/2013), fj. 3.º; STS 4997/2014 de 5 de diciembre (Rec. 330/2013), f.j. 2.º.

de las demandas y el mantenimiento del caudal ecológico, por lo que no serían adecuados los caudales ecológicos excesivos o desproporcionados. Ahora bien, para cuestionar los valores fijados por la planificación resulta fundamental contar con evidencias sólidas; no basta con oponerse al caudal ecológico con una apelación general al principio de proporcionalidad, siendo necesario un respaldo probatorio suficiente[35].

FANLO considera que la interpretación sistemática e integrada de los principios recogidos en la DMA determina que no se pueda afirmar una jerarquía entre el cumplimiento de los objetivos ambientales y los socioeconómicos en la planificación hidrológica[36]. Ciertamente, tal jerarquía no está expresamente declarada, y parece además incoherente con una visión integral de los recursos hídricos, que debe atender de manera equilibrada a todas las variables.

En línea con lo anterior, resultaría razonable que durante el proceso de planificación se llevaran a cabo estudios de carácter socioeconómico para evaluar los impactos del caudal ecológico en los usos. Sin embargo, la Jurisprudencia ha declarado que tales estudios no son imprescindibles, dado que la IPH "no introduce requisito formal alguno" en este sentido. Bastaría con que el plan contuviera un "análisis de la repercusión del régimen de caudales ecológicos en los usos del agua (…) esto es, que tales extremos hayan sido materialmente abordados en el plan"[37].

d. El control de las formas: en particular, el proceso de concertación

La regulación de la concertación en el TRLA, en los reglamentos de desarrollo, y sobre todo en la IPH, es confusa. El establecimiento del caudal ecológico y su implantación efectiva son cuestiones distintas, pero la IPH parece confundir ambos procesos. En principio, tras los estudios previos, debe realizarse una concertación que se llevará a cabo durante el procedimiento de elaboración de la planificación hidrológica, o cuando proceda realizar una revisión sustancial de ésta. Tras ello, podrá haber una segunda fase de concertación con los titulares de concesiones y usos potencialmente afectados para facilitar su concreta implantación en ejecución del plan[38].

35. STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013), fj. 24.º.
36. FANLO LORAS, Antonio. "Los caudales ecológicos como herramienta…", cit., pág. 11 y ss.
37. STS 1978/2024 de 17 de diciembre, (rec.: 450/2023) y la STS 2/2025, de 14 de enero (rec. 427/2023), relacionadas con la impugnación de varios preceptos del Plan del Tajo por parte del Canal de Isabel II.
38. STS 5035/2015 de 20 noviembre (rec. 455/2014) fj. 8.º; STS 435/2019 de 1 abril (Rec. 4447/2016) fj. 2.º.

La jurisprudencia ha dejado claro, en numerosas ocasiones, que la concertación es un método, no un resultado. Los caudales ecológicos no son fruto de un pacto; son fijados unilateralmente por la Administración que, eso sí, debe intentar alcanzar un consenso con los interesados. La concertación es útil para conciliar la pluralidad de intereses cuya compatibilización debe buscarse, sin mermar con ello la capacidad decisoria final de la Administración[39].

La concertación en los procesos de revisión concesional permite, además, diseñar soluciones concretas para que el usuario pueda adaptarse a la nueva situación. Este proceso puede desarrollarse, si se considera necesario, mediante un plan de implantación y gestión adaptativa (apdo. 3.4.4.2.º c) de la IPH).

5. INCIDENCIA DEL CAUDAL ECOLÓGICO EN LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS: LA POSIBLE REVISIÓN DE LAS CONCESIONES

La generación eléctrica a partir de caudales destinados a cumplir las exigencias de caudal ecológico es posible siempre que sea técnicamente viable y no se altere la calidad del agua o se pongan en riesgo los fines del régimen de caudales ecológicos. Por ello, es legítimo, como avala la jurisprudencia, autorizar un aprovechamiento simultáneo, ya que el uso hidroeléctrico no tiene carácter consuntivo[40]. En particular, los desembalses a pie de presa liberados para cumplir el caudal ecológico pueden ser concedidos para su aprovechamiento hidroeléctrico, si no distorsionan el cumplimiento del régimen aguas abajo de la presa (art. 49 quater, apdo. 6, RDPH).

Sin embargo, las fuertes oscilaciones en el caudal que puede generar una central hidroeléctrica pueden afectar tanto a las especies como a sus hábitats. Las hidropuntas estresan a los organismos del cauce, especialmente a los que son incapaces de gestionar cambios repentinos en los niveles del agua. Otro impacto negativo es la importante diferencia de temperatura que suele tener el agua descargada de los embalses durante el período de más demanda. Las especies adaptadas a unas temperaturas regulares del agua no pueden sobrevivir a estos cambios repentinos, que duran varias horas al día.[41] El establecimiento de caudales ecológicos se encuentra entre las medidas más idóneas para mitigar estos efectos.

39. STS 2991/2014 de 2 de julio (rec. 328/2013), fj. 4.º; STS 341/2019 de 14 de marzo (rec. 4413/2016), fj. 1.º; STS 135/2015 de 20 de enero (rec. 360/2013), fj. 3.º; STS de 21 enero 2015 (rec. 278/2013), f.j. 12.º, entre otras.
40. STS de 3 de octubre de 2018 (rec. 145/2017) fj. 4.º.
41. Comunicación de la Comisión de 18 de junio de 2018: "Documento de orientación sobre los requisitos aplicables a la energía hidroeléctrica con arreglo a la legislación de la UE en materia de protección de la naturaleza" (2018/C 213/01)..

La implantación de algunos de los componentes del régimen de caudales ecológicos puede tener efectos negativos sobre la producción y operación de las centrales. Estos efectos se deben no tanto al hecho de que estos caudales se puedan o no turbinar, sino, sobre todo, a que impongan pautas de explotación que no se acomoden a las dinámicas del mercado energético.

La planificación de los desembalses en función del caudal ecológico puede no acompasarse con los periodos de mayor rentabilidad del mercado energético. El caudal mínimo puede generar desajustes en la producción si obliga a desembalsar un caudal elevado en épocas de sequía, reduciendo con ello los volúmenes embalsados. Otros componentes inciden en estos aprovechamientos con mayor intensidad incluso. Las tasas de cambio son un factor crítico para la operación eficiente de una central hidroeléctrica, ya que los cambios en el caudal pueden provocar fluctuaciones en la disponibilidad de agua para la generación y dificultar la planificación y operación de la planta. Estas tasas pueden generar una producción inestable, que además no se acomode a los periodos de mayor o menor demanda eléctrica.

A pesar de estos inconvenientes, el caudal ecológico sigue siendo una prioridad, ya que constituye una restricción general que afecta a todos los sistemas de explotación. Esto implica que tanto los proyectos actuales como los futuros deben cumplir con esta condición (art. 26.1 PHN), independientemente de si en los títulos de aprovechamiento se menciona expresamente su sujeción a este régimen[42]. No obstante, las consecuencias legales pueden variar según cada situación. A continuación, analizamos los diferentes casos.

a. Concesiones hidroeléctricas que ya contemplaban los caudales ecológicos o preveían su posterior establecimiento

En esta hipótesis, la concesión incluye una cláusula de sometimiento al régimen de caudales ecológicos, bien genérica, con referencia al caudal ecológico que se apruebe en el planeamiento hidrológico, o bien específica, concretando y especificando sus valores concretos. En ambos casos, no procede incoar la revisión del título[43]. El Organismo de cuenca podrá exi-

42. Esta afirmación, sin embargo, resultaba cuestionable de acuerdo con el artículo 115 del RDPH, que regula el contenido de las concesiones, de cuyo tenor podría inferirse que el caudal ecológico solo sería exigible a las otorgadas tras la Ley de Aguas en 1985. EMBID IRUJO, Antonio. "Usos del agua e impacto ambiental: evaluación de impacto ambiental y caudal ecológico", en: EMBID IRUJO, Antonio. (Dir.) La calidad de las aguas., Civitas, Madrid, 1994, pág. 153.

43. En el caso resuelto por la STS 3735/2015 de 27 de julio (rec. 3499/2013), fj. 5.º, la obligación de respetar los caudales ecológicos había accedido a la concesión hidroeléctrica tras un cambio de titularidad.

gir la implantación efectiva del régimen en cualquier momento, incluso si son necesarias obras o adaptaciones en las infraestructuras que comporten costes para el concesionario. Para ello, deberá notificar al titular del aprovechamiento la obligación de cumplir el caudal ecológico en los términos definidos en el Plan[44].

b. Concesiones sin previsión alguna sobre caudales ecológicos: revisión concesional

Las concesiones que no contienen ninguna previsión sobre el régimen de caudales ecológicos no quedan exentas de su aplicación. El artículo 26.3 del PHN no las libera de esta obligación, aunque advierte que podrían generarse derechos compensatorios en virtud de lo establecido en el artículo 65.3 del TRLA. De manera similar, el artículo 49 quáter del RDPH, en su segundo apartado, recoge esta obligación[45].

Para estas concesiones, el régimen de caudales ecológicos será exigible desde el momento en que los valores queden establecidos en el plan, al margen de que su implantación efectiva requiera revisar los títulos existentes. Como recuerda la Jurisprudencia, no se puede poner el clausulado de las concesiones administrativas "por encima o al margen de lo que disponen las normas del TRLA, los reglamentos expresados y el Plan impugnado"[46].

Es de suponer que un elevado número de concesiones hidroeléctricas no dispondrán de una referencia explícita al sometimiento al régimen actual o futuro de caudales ecológicos. La exigencia de incorporar esta restricción en las concesiones fue introducida por primera vez en nuestro ordenamiento en el Reglamento del Dominio Público Hidráulico de 1986. Siendo muchas de las concesiones anteriores a esta fecha, es poco probable que contaran con tal previsión.

Una vez constatada la sujeción de las concesiones al régimen de caudales ecológicos, lo siguiente que debe aclararse es si esta obligación implicará, en todos los casos, la necesidad de revisar los títulos.

---

44. La STS 3230/2014 de 11 de julio (rec. 329/2013), seguida por otras, como la STS 4997/2014 de 5 de diciembre (rec. 330/2013), declara la aplicabilidad del régimen, bastando la mera notificación al titular. En el mismo sentido, STS 2991/2014 de 2 de julio (rec. 328/2013), f.j 2.º.
45. CARO PATÓN, Isabel. y MENÉNDEZ, Carlos. "Concepto, determinación e implantación…", cit., pág. 593, destacan que este precepto constituye un supuesto de retroactividad mínima que permite un efecto directo de la norma sin merma de la seguridad jurídica y sin infracción del principio de interdicción de la retroactividad in peius.
46. STS 234/2015 de 23 de enero (rec. 277/2013), f.j. 9.º.

El artículo 65.1.c) del TRLA establece que las concesiones deben ser revisadas "cuando lo exija su adecuación a los Planes Hidrológicos", situación que puede producirse precisamente con el establecimiento de los caudales ecológicos. Sin embargo, como se deduce de la misma norma, la concesión debe modificarse solo cuando sea necesario para que sus condiciones sean compatibles con el Plan. Por lo tanto, solo en aquellos casos en que los aprovechamientos hidroeléctricos se vean significativamente afectados, los títulos deberán someterse a revisión.

La revisión concesional se ha enfrentado frecuentemente a la resistencia de la Administración a iniciar estos procesos. En este sentido, CARO PATÓN señala que la Administración ha intentado evitar estos procedimientos especialmente en situaciones de transmisión de concesiones, o en casos relacionados con la aplicación del régimen transitorio de la Ley de Aguas[47].

La Jurisprudencia más reciente ha confirmado que el establecimiento del régimen de caudales ecológicos no conlleva en todo caso la revisión automática de las concesiones. Tampoco supone, necesariamente, el reconocimiento de compensaciones, puesto que para que ello sea posible deben darse las condiciones propias de la responsabilidad patrimonial. Los planes hidrológicos, además, no tienen por qué pronunciarse sobre estas cuestiones, que deberán dilucidarse en ejecución del plan, previa concertación con los interesados, y mediante las actuaciones administrativas dirigidas a facilitar la implantación efectiva del caudal ecológico en los diferentes aprovechamientos[48].

Algunas concesiones podrían resultar materialmente compatibles con el régimen de caudales ecológicos, al haber incorporado en el título limitaciones equivalentes derivadas de otros regímenes. Esto sucedería, por ejemplo, con las condiciones relativas a la protección de la pesca fluvial. Este tipo de limitaciones, consten o no en los títulos, obligaban al concesionario a realizar desagües en cumplimiento de la Ley de 20 de febrero de 1942, por la que se regula el fomento y la conservación de la pesca fluvial, y su precedente de 1907. La Ley de 1942, todavía vigente, obliga a mantener un caudal mínimo para estos fines (art. 5)[49].

47. CARO-PATÓN, Isabel. "Caudal ecológico", cit., pág. 318.
48. STS 3196/2022, de 21 de julio (rec. 2611/2021), f.j. 7.º
49. HERRÁEZ VILAS, P. "Régimen jurídico de los caudales ecológicos en España", Revista de Derecho Administrativo Económico (REDAE), vol. III, n.º 1, 2001, pág. 104, recuerda que la Ley de pesca fluvial de 1942 no fue derogada expresamente por la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de conservación de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestre, por lo que, aunque muchas de sus referencias resultan desfasadas, se encuentra vigente.

En este sentido, la STSJ de Castilla y León, sobre el aprovechamiento de Villarino-Presa de La Almendra, declaró que la existencia de una condición relativa al desembalse de caudales haría innecesaria la revisión del título concesional y el reconocimiento de compensaciones. Esta misma Sentencia afirma que la revisión del título solo será necesaria cuando la aprobación de los caudales ecológicos suponga que las asignaciones previstas en el título concesional resulten inviables, o se produzca una alteración sustancial de la concesión[50].

Esta Sentencia fue impugnada ante el Tribunal Supremo, que desestimó tanto la pretensión de anulación sobre el acto impugnado (autorización de obras de desagüe), como la pretensión indemnizatoria por la pérdida de contenido económico de la concesión. En el primer caso, aplicando la doctrina del "efecto útil" de la casación, que impide estimar motivos que, aun aparentemente fundados, no cambiarían el resultado de la controversia: las obras de desagüe eran ya necesarias para proteger los recursos pesqueros, con independencia de los caudales ecológicos. En cuanto a la indemnización, se desestimó porque la actora no pudo demostrar la existencia de un daño antijurídico y evaluable[51].

La equiparación entre el régimen de caudales ecológicos y las obligaciones de desembalse basadas en elementos ajenos y previos a dicho régimen resulta a nuestro juicio un tanto forzada. El objeto, alcance y fundamento del régimen de caudales ecológicos poco o nada tiene que ver con la protección de los recursos pesqueros, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, que estos tienen un objeto propio, distinto y más amplio como es preservar la flora, fauna y la biodiversidad del cauce y su ámbito inmediato.

La revisión de las concesiones está regulada en los artículos 156 y siguientes del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, y en su desarrollo puede contemplarse una fase de concertación. Los aprovechamientos hidroeléctricos, al no tener carácter consuntivo, son idóneos para desarrollar procesos

50. La STJ de Castilla y León, 488/2016 de 31 marzo (rec. 965/2014), f.j. 3.º, indica en este sentido que: "a pesar de la escasa sensibilidad medioambiental de la época de la que data la concesión, en este caso la remisión a la normativa de pesca fluvial sí supone la limitación a los efectos de protección de la fauna piscícola fijando precisamente la necesidad de un régimen de desagüe que favorezca el mantenimiento de lo que en dicha normativa se denomina un caudal mínimo. Puede entenderse por tanto que, aún con diferente nomenclatura, el título concesional de esta manera estaba haciendo ya referencia a los posteriormente denominados caudales ecológicos o ambientales".

51. STS 272/2019 de 4 de marzo (rec. 1893/2016), f.j. 8.º.

de concertación individualizada que faciliten la adaptación de sus instalaciones y operativas[52].

El concesionario afectado se verá inmerso en una negociación con la Administración que permitirá valorar si el cumplimiento de los caudales ecológicos permite mantener el equilibrio entre los objetivos ambientales y los intereses productivos. Si durante el proceso se acreditara la ruptura de este equilibrio, procedería revisar la concesión intentando minimizar los perjuicios con medidas vinculadas a la propia concesión (i.e. aumento del volumen concedido, incremento del plazo concesional, flexibilización del régimen de explotación, etc.).

Solo si tales medidas no fueran posibles, resultaran contrarias al interés general o al de terceros, o a la planificación hidrológica, y siempre que el concesionario pueda acreditar que la nueva situación supone una disminución constatable del rendimiento económico, podrá solicitar una compensación. El proceso de concertación, en definitiva, es un instrumento útil para lograr que la incorporación de las condiciones derivadas del caudal ecológico resulte compatible con un aprovechamiento hidroeléctrico económicamente viable[53].

c. Nuevas concesiones hidroeléctricas

Los artículos 98 del TRLA y 115 del RDPH imponen la inserción del caudal ecológico en el condicionado de concesiones y autorizaciones. Para las concesiones hidroeléctricas, en particular, el apartado tercero del precepto reglamentario expresa la necesidad de hacer constar en estos títulos condiciones específicas para el funcionamiento de las centrales.

Algunos planes contemplan excepciones para algunos componentes y tipos de centrales. Así, por ejemplo, el artículo 10.2 de las disposiciones normativas del Plan Hidrológico de tercer ciclo de la Demarcación Hidrográfica del Miño-Sil (2023), dispone que: "Las tasas de cambio, caudales generadores y caudales máximos señalados anteriormente, podrán no fijarse en solicitudes de centrales reversibles entre embalses existentes, siempre y cuando no impidan los usos preexistentes". A veces, los planes prevén que los solicitantes acrediten que el aprovechamiento será compatible con los

52. El informe de síntesis de los planes de tercer ciclo, elaborado por la Dirección General del Agua el 21 de junio de 2021, indica que: "Los procesos de concertación constituyen una herramienta fundamental para llevar a cabo esta implantación efectiva de los caudales técnicamente determinados, especialmente en los casos donde afecten a los usos preexistentes".

53. STS 3196/2022 de 21 de julio (rec. 2611/2021), f.j. 6.º.

caudales ecológicos mediante un estudio justificativo, o imponen condiciones específicas para las concesiones que se van a adjudicar en procedimientos competitivos.

Puede concluirse, en suma, que en toda nueva concesión hidroeléctrica, así como en sus modificaciones o revisiones, y desde luego en las derivadas de proyectos de repotenciación, mejora o conversión en centrales reversibles, se deberá incluir en el clausulado las condiciones expresas para la implantación de los caudales ecológicos, sin derecho a compensación alguna.

6. RESPONSABILIDAD PATRIMONIAL DERIVADA DE LA IMPLANTACIÓN DE LOS CAUDALES ECOLÓGICOS

La aplicación sobrevenida de limitaciones derivadas del establecimiento de caudales ecológicos puede dar lugar a responsabilidad patrimonial de la Administración, obligando a compensar a los perjudicados[54]. El fundamento legal de esta afirmación radica en el artículo 65 del TRLA, que prevé la revisión de concesiones cuando sea precisa su adecuación a los planes hidrológicos, y establece, en su apartado tercero, que dicha medida puede dar lugar a una indemnización conforme a lo dispuesto en la legislación general de expropiación forzosa. A este precepto remite, además, el artículo 26.3 del PHN, que obliga al concesionario a mantener los caudales ambientales aun cuando su título no los recoja, "sin perjuicio del posible derecho de indemnización".

Es importante destacar que en ambos preceptos se sitúa como beneficiario de la posible indemnización al titular de un derecho concesional, que además, y en principio, debe someterse a su revisión. Sin embargo, como veremos, la jurisprudencia ha reinterpretado esta condición, desvinculando las compensaciones de la previa revisión concesional.

La doctrina no ha sido unánime en reconocer el derecho del concesionario a ser indemnizado, aunque la mayoría de los autores así lo sostienen[55]. Entre los argumentos utilizados para excluir las compensaciones, uno de los principales se basa en la regla que establece que las concesiones se otorgan

54. MOLINA GIMÉNEZ, Andrés. "Los caudales ecológicos en la planificación hidrológica. Reflexiones a la luz de la Sentencia del Tribunal Supremo 309/2019 de 11 de marzo, relativa al plan hidrológico del Tajo, y sus posibles impactos en el Trasvase Tajo-Segura". Sostenibilidad Económica, Social y Ambiental, n.º 1, 2019, págs. 24-27. https://doi.org/10.14198/Sostenibilidad2019.1.02

55. Por todos, CARO-PATÓN, Isabel. y MENÉNDEZ, Carlos. "Concepto, determinación e implantación…", cit., págs. 198 y ss.

considerando la explotación racional conjunta de los recursos, sin garantizar la disponibilidad de los caudales adjudicados (artículo 59.2 del TRLA)[56]. Además, se insiste en que los caudales ecológicos son restricciones generales que afectan a todos los sistemas de explotación, siendo obligatorios para todos, incluidos los usos existentes (art. 26.1 PHN).

La jurisprudencia, sin embargo, ha señalado que no se puede justificar la inaplicación total de los derechos compensatorios. El caudal ecológico, en efecto, es vinculante y prevalece frente a todos los usos, excepto el abastecimiento. Sin embargo, su establecimiento no tiene un carácter meramente declarativo, en el sentido de que las restricciones ya pesaran sobre los aprovechamientos antes de su fijación; en ese caso, el cumplimiento del caudal ecológico estaría implícito en las concesiones existentes, sin necesidad de revisarlas. No es así; la definición del caudal ecológico implica la creación de una situación jurídica nueva que puede condicionar y limitar los usos existentes, obligando a adaptar las concesiones y, eventualmente, a indemnizar. Tiene, por tanto, un carácter constitutivo[57].

Confluyen aquí varios bienes jurídicos protegidos. Por un lado, la seguridad jurídica, la confianza legítima y la prohibición de aplicar disposiciones retroactivas de carácter restrictivo, que garantizan la protección de los derechos adquiridos por el concesionario[58]. Por otro lado, la necesidad de proteger el medio ambiente y mantener el buen estado ecológico de las masas de agua, especialmente en su vertiente cuantitativa, conforme a lo establecido en la DMA, el TRLA y el PHN. La colisión entre ambas dimensiones solo puede resolverse, caso por caso, mediante la observación del grado de afectación causado al aprovechamiento y las posibilidades de adaptación. En función de ello, se podrá determinar si es necesario revisar la concesión y, en su caso, aplicar las compensaciones correspondientes.

Asentada la posibilidad de que las limitaciones derivadas del régimen de caudal ecológico sean indemnizables, procede considerar en qué momento y bajo qué condiciones podrá plantearse una pretensión de este tipo:

56. LOPERENA ROTA, Demetrio. "Los caudales ecológicos y la planificación hidrológica", en: EMBID IRUJO, Antonio. (dir.) Planificación hidrológica y política hidráulica, Civitas, Madrid, 1999, págs. 203 y ss.
57. STS 3720/2014, de 23 de septiembre (rec. 582/2012), fj. 4.º, y STS 5461/2014 de 12 de diciembre (rec. 541/2012), fj. 3.º.
58. En este sentido, la STS 2991/2014 de 2 de julio (rec. 328/2013), fj. 4.º, dice: "en su caso y cuando sea procedente como consecuencia de una afección singular, el principio indemnizatorio proclamado por el art. 63 de la TRLA cubre las referencias a la seguridad jurídica y la confianza legítima que se invocan".

a) Inidoneidad del plan hidrológico para definir y establecer compensaciones, o para prohibirlas

No son pocas las sentencias que, con motivo de la impugnación de los planes hidrológicos, rechazan las pretensiones de reconocimiento de compensaciones debido a su carácter prematuro. Éstas, si procedieran, deberán determinarse en ejecución del plan, es decir, en el momento en que las concesiones se vean concretamente afectadas durante el proceso de implantación, normalmente en el contexto de la revisión del título[59]. Esta postura se alinea con la posición del Consejo de Estado, expresada en el Dictamen 1151/2015, de 26 de noviembre, sobre el Proyecto de Real Decreto de aprobación de los Planes hidrológicos 2015-2021.

Por otro lado, la Jurisprudencia también ha rechazado las previsiones contenidas en algunos planes que prohibían o condicionaban, de manera previa, la posibilidad de que los concesionarios de explotaciones hidroeléctricas pudieran obtener compensaciones. Algunos incluían cláusulas que limitaban las indemnizaciones a aquellos casos en los que la imposición del caudal ecológico implicara, en la práctica, la "desaparición del aprovechamiento" o su completa "inviabilidad"[60].

El Tribunal Supremo consideró que estas previsiones constituían una extralimitación reglamentaria, ya que venían a delimitar un precepto legal —como es el artículo 65.3 del TRLA— que contiene elementos suficientes para su aplicación[61]. En consecuencia, un plan hidrológico no puede excluir de forma absoluta la posibilidad de indemnizar ni limitar los supuestos en los que se puede revisar el título concesional, realizando una acotación del supuesto de hecho previsto en dicho precepto. Esta postura fue respaldada por el Consejo de Estado en el Dictamen 1151/2015, arriba citado.

b) *Implantación del caudal ecológico a las concesiones existentes mediante su revisión: posible derivación de indemnizaciones previa concertación*

59. La STS 3230/2014 de 11 de julio (rec. 329/2013), f.j. 4.º, considera prematuro que un plan determine, con carácter general y abstracto, desvinculado de la revisión concesional, los casos en que debe indemnizarse al concesionario. Esta cuestión "debe suscitarse y resolverse cuando se impugne la revisión de cada concesión administrativa". También, STS 2643/2014 de 17 de junio (rec. 343/2013), f.j. 2.º; STS 231/2015 de 21 de enero (rec. 278/2013), f.j. 13.º; STS de 11 de julio de 2014 (rec. 345/2013) fj. 13.º; y STS 2832/2015 de 11 de junio (rec. 583/2012), f.j. 5.º, entre otras.

60. Véase el art. 36 de la normativa del Plan Galicia Costa (RD. 1332/2012, de 14 de septiembre).

61. STS 3720/2014 de 23 de septiembre de 2014 (rec. 582/2012), f.j. 4.º.

El Tribunal Supremo indica que en el proceso de implantación de los caudales ecológicos las concesiones susceptibles de indemnización son aquellas en cuyo clausulado no se hubiera incluido ninguna previsión relativa a la sujeción del derecho de aprovechamiento al caudal ecológico. Esto no significa, sin embargo, que la revisión concesional de lugar necesariamente al reconocimiento de una indemnización, ya que deberá acreditarse que esa adecuación genera efectos antijurídicos insalvables sobre la concesión existente[62].

Como señala el Consejo de Estado en el Dictamen 1151/2015, las concesiones, salvo en los casos en que sea imposible desarrollar el aprovechamiento para el fin para el que fueron otorgadas, podrán ajustarse mediante un proceso de concertación, caso por caso. Es decir, durante el procedimiento de revisión se podrán introducir en la concesión los ajustes necesarios para minimizar los perjuicios, evitando la responsabilidad patrimonial. Tampoco se generará responsabilidad cuando las concesiones hayan sido otorgadas antes de la aprobación del plan hidrológico, pero en un momento en que ya era evidente que el tramo de río sería sometido a la imposición de caudales ecológicos, aunque no se reflejara en el título concesional.

c) Implantación del caudal ecológico sin revisión concesional: aplicación directa del régimen de responsabilidad patrimonial

Los artículos 65.3 del TRLA y 26.3 del PHN parecen anudar la generación de compensaciones a la previa revisión del título concesional. Sin embargo, esta interpretación ha variado en la Jurisprudencia reciente, que permite que las compensaciones puedan fundarse directamente en la aplicación del régimen general de la responsabilidad patrimonial, aunque no se haya llevado a cabo previamente un procedimiento de revisión concesional. Bastaría con acreditar que las restricciones derivadas de los caudales ecológicos han causado un perjuicio antijurídico en los aprovechamientos existentes[63].

En los supuestos analizados en los apartados b) y c), es decir, cuando el caudal ecológico pueda causar perjuicios en derechos preexistentes,, haya o no revisión concesional, resultará imprescindible acreditar, en un análisis singular, caso por caso, la concurrencia del conjunto de elementos que caracterizan el régimen de la responsabilidad patrimonial de la Administración, recogidos en el artículo 32.1 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen

62. STS 3003/2014 de 11 de julio (rec. 345/2013), f.j. 12.º.
63. STS 992/2020, de 14 de mayo (rec. 4805/2018), fj. 5.º y STS 3196/2022, de 21 de julio (rec. 2611/2021), fj. 7.º.

Jurídico del Sector Público. (LRJSP)[64]. Veamos a continuación cómo operarían estos criterios en la hipótesis que se ha planteado

— Actuación administrativa (funcionamiento normal o anormal de un servicio público).

La implantación efectiva de los caudales ecológicos fijados en la planificación hidrológica es una actividad administrativa susceptible de generar responsabilidad patrimonial si comporta una afectación sustancial en las concesiones hidroeléctricas existentes. A estos efectos, resultaría indiferente si los caudales ecológicos son válidos o resultan anulados: la indemnización puede producirse tanto si son legítimos y en su aplicación suponen una restricción de derechos adquiridos, como si, tras un recurso, son anulados habiendo generado perjuicios durante su aplicación.

— Lesión antijurídica, es decir, que el interesado no tenga el deber jurídico de soportar.

La lesión, que debe quedar probada, es un requisito esencial para que cualquier perjuicio resulte indemnizable. Debe reputarse, además, antijurídica, es decir, tratarse de un daño que el concesionario no tenía el deber jurídico de soportar. Existen perjuicios legítimos que no tienen por qué ser indemnizados, ya que la Administración tiene la capacidad de reconfigurar los derechos subjetivos en el marco de la ley. El problema es determinar cómo se mide ese nivel de tolerancia.

La antijuridicidad del daño precisará evaluar si el caudal ecológico establecido fue el resultado del ejercicio racional, razonable, proporcional y justo de la potestad discrecional y reglada del planificador, y si dicha actuación supuso un quebrantamiento del principio de seguridad jurídica, en su vertiente relacionada con la protección de la confianza legítima.

Los cambios normativos que vulneran la confianza legítima son aquellos que afectan a derechos consolidados, no a simples expectativas, y transgreden las esperanzas cimentadas en signos innegables y externos, en contraste con una conducta administrativa contradictoria con sus propios actos[65]. Esa confianza puede restaurarse si la medida viene acompañada por mecanis-

64. Dictamen 315/2016, de 21 de julio, relativo al Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el reglamento del dominio público hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, en materia de gestión de riesgos de inundación, caudales ecológicos, reservas hidrológicas y vertidos de aguas residuales, elaborado de conformidad con el Dictamen 1.151/2015, de 26 de noviembre.

65. STS 2544/2016 de 1 de junio (rec. 654/2014), f.j. 5.º.

mos que garanticen una adaptación progresiva y no sorpresiva de las centrales hidroeléctricas al nuevo entorno normativo, incluyendo en la concesión cláusulas temporales, medidas compensatorias indirectas, etc.

Por otra parte, el daño sólo puede calificarse como antijurídico "si esa modificación ha determinado que las instalaciones no sean razonablemente rentables". No se trata de proteger rentabilidades garantizadas, puesto que las "coordenadas concurrentes en el momento de la inversión" no son el único parámetro a considerar, sino garantizar que, tras el cambio normativo, la actividad empresarial de producción hidroeléctrica siga siendo razonablemente rentable[66].

— *Daño actual, efectivo, individualizable y evaluable económicamente.*

Algunos de los planes de tercer ciclo han recogido la posibilidad de revisar el condicionado de las minicentrales hidroeléctricas para incorporar dispositivos que permitan ajustar el caudal de agua retornada al caudal fluyente del río, lo que podría ocasionar gastos para los concesionarios. La capacidad de los órganos de desagüe de algunas instalaciones podría a su vez resultar insuficiente para cumplir los criterios de calidad y cantidad de agua a desaguar para cumplir el caudal ecológico[67]. La obligación de turbinar en horas valle, para garantizar la continuidad del caudal ecológico mínimo, podría generar pérdidas a las compañías eléctricas.

Para que pueda surgir la responsabilidad patrimonial, este tipo de daños deben resultar individualizables y efectivos. Las limitaciones producidas en los aprovechamientos hidroeléctricos como consecuencia de la implantación de los caudales ecológicos hacen recaer en determinados sujetos un beneficio social y ambiental de carácter general, por lo que el primer requisito queda acreditado. Sin embargo, si los desagües ya se habían previsto en la concesión en aplicación de otras normativas, como la que regula la protección de los recursos pesqueros, o se dan circunstancias como la proximidad de la extinción del título, la amortización completa de las instalaciones, u otros, la implantación de los caudales ecológicos puede no haber supuesto una alteración sustancial en la concesión ni en su equilibrio económico. En tales casos, el daño no sería efectivo.

Además de efectivo, el daño debe ser cierto y determinado, excluyendo los daños hipotéticos, potenciales, contingentes, dudosos o presuntos. No

66. STS 3290/2019 de 16 de octubre (rec. 248/2018), fj. 8.º

67. Si es necesario realizar inversiones para adecuar infraestructuras que permitan la eficacia de los caudales ecológicos es una cuestión que tendrá que verse durante el proceso de implantación de los caudales. No es algo que deba prever el plan. STS 3003/2014 de 11 de julio (rec. 345/2013), fj. 13.º.

basta con la simple frustración de expectativas de una mayor producción energética, ya que los perjuicios deben quedar perfectamente acreditados. La indemnización no puede basarse en parámetros eventuales o posibles, sino en daños concretos comprobados Solo si el daño fuera inexorable, inminente, aunque todavía no se hubiera producido, la lesión sería indemnizable[68].

Otro de los requisitos pasa porque el daño sea evaluable económicamente. En este sentido, será preciso probar que el establecimiento del caudal ecológico ha supuesto la pérdida del contenido económico de la concesión con datos cuantificables[69]. La concesión debe haber dejado de ser razonablemente rentable.

La reparación, en su caso, deberá ser íntegra. Se indemniza el valor real y total del perjuicio, causado, y ese valor no es otro que el valor de sustitución; es decir, el valor de reposición, que incluye tanto el daño emergente como el lucro cesante.

En el caso que nos ocupa, el daño emergente se producirá cuando las infraestructuras de generación de electricidad dejen de ser operativas, o deban sustituirse o complementarse por otras. Deberán acreditarse, no obstante, circunstancias graves, como una pérdida sustancial de la capacidad de turbinar, sin que sea suficiente una pérdida parcial de efectividad.

El lucro cesante, aunque es reclamable, requiere siempre de un especial esfuerzo probatorio. En este sentido, se exige una demostración rigurosa de las ganancias dejadas de percibir, con el límite del potencial enriquecimiento injusto. Podrá reclamarse cuando se demuestren pérdidas relacionadas con cambios en las condiciones operativas; por ejemplo, cuando la central se vea obligada a turbinar menos agua, o a hacerlo en horas en las que los precios sean más baratos. En este sentido, es fundamental tener en cuenta que el agua que abastece los embalses es variable, por lo que resultará imprescindible definir criterios que demuestren un descenso previsible del caudal turbinable o una reducción de las horas de turbinación, teniendo en cuenta dicha variación natural, lo que puede resultar complejo.

Una opción que, según HERRÁEZ VILAS, eliminaría la obligación de indemnizar en el caso de los aprovechamientos hidroeléctricos derivaría

68. STS 1211/2014 de 24 de marzo (rec. 3021/2011), fj. 1.º; STS 1416/2009 de 23 de marzo (rec. 412/2006), f.j. 2.º; STS 3636/2012 de 10 de mayo (rec. 5342/2009), fj. 11.

69. En sentido desestimatorio, véase la STJ de Castilla y León, 488/2016 de 31 marzo (rec. 965/2014) f.j. 3.º, confirmada por la STS de 272/2019 de 4 de marzo de 2019 (f.j. 8.º); no se acreditó la pérdida de contenido económico de la concesión y el Tribunal Supremo aplica la tesis del efecto útil de la casación para confirmar la Sentencia. También, en el mismo sentido, la STS 3196/2022 de 21 de julio (rec. 2611/2021) f.j. 6.º.

de una forma de implantación del caudal ecológico adaptativa en función de los periodos de estiaje y abundancia de recursos. Los aprovechamientos hidroeléctricos son idóneos para ello, ya que no están sujetos a una demanda estacional[70]. El problema es, por un lado, que esta solución no siempre será aplicable en función de las características de la cuenca, y por otro, que la operación de las centrales está más condicionada por los diferentes precios de la energía a lo largo del día que en función de las estaciones de año.

La cuantificación del daño puede presentar otras dificultades. En este sentido, será importante revisar el histórico de la producción eléctrica declarada por el operador al organismo de cuenca, para evaluar la posible pérdida de rendimientos desde la implantación del caudal ecológico. No bastaría con analizar la producción anual de la central hidroeléctrica, ya que en la cifra total de producción influyen muchos factores al margen del caudal circulante y del resto de componentes de caudales ecológicos. En definitiva, de acreditarse una reducción en la producción, deberá demostrarse que no se debe a hechos ajenos al caudal ecológico.

La determinación de la indemnización se basará en la libertad de apreciación o estimación (art. 43.1 de la Ley de 16 de diciembre de 1954 de expropiación forzosa), ya que el TRLA no establece reglas para la valoración del justiprecio. Un debate interesante se plantea en torno a si debe tenerse en cuenta la potencia concedida o la que realmente se utiliza. También deberán tenerse en cuenta aspectos como el caudal máximo asignado, factores de rendimiento y conversión, producción anual, precio de la energía, debiendo descontar aspectos como los gastos de instalación, sustitución, conservación, mantenimiento, gastos financieros y de amortización. Todo ello permitirá calcular las pérdidas reales, en un proceso no exento de complejidad[71].

— *Relación de causalidad sin ruptura del nexo.*

La responsabilidad patrimonial solo puede ser declarada cuando concurra una relación de causalidad entre la acción u omisión imputable a la Administración Pública y el hecho lesivo. La Jurisprudencia ha establecido la "teoría de la causalidad adecuada", es decir, "la causa necesariamente idónea para determinar el evento o resultado"[72]. Se requiere una conexión

70. HERRÁEZ VILAS, Pablo. "Régimen jurídico de los caudales ecológicos en España", cit., pág. 115.
71. Véase el completo análisis jurisprudencial realizado por CARO PATÓN, Isabel. y MENÉNDEZ, Carlos. "Concepto, determinación e implantación…", cit., págs. 601-609.
72. STS 2549/2006 de 8 de mayo (rec. 305/2005), fj. 1.º, que recoge la STS 6155/1995 de 5 de diciembre (rec. 100/1993), fj. 2.º.

directa, inmediata y exclusiva entre la acción y el daño, sin intervención extraña que pudiera influir o alterar el nexo causal.

La ruptura del nexo causal se produce cuando los hechos causantes del daño son de fuerza mayor o suponen un comportamiento doloso o de grave negligencia por parte de la víctima del daño; también por la participación determinante de terceros en su producción.

7. CONCLUSIONES

El proceso de implantación de los caudales ecológicos en España ha sido gradual e incompleto. Aunque la DMA no los menciona explícitamente, su concepto ha ganado reconocimiento en documentos de la Comisión Europea y, últimamente, ha sido mencionado en la nueva directiva de depuración. El concepto está ampliamente recogido en nuestro ordenamiento, tanto a nivel legislativo como reglamentario.

Los caudales ecológicos son vinculantes y prioritarios, funcionando como restricciones que se imponen a los sistemas de explotación, con la única excepción de los abastecimientos. Su aprobación se realiza en el marco de la planificación hidrológica, mediante la elaboración de estudios técnicos, participación pública y concertación, aunque su imposición es unilateral. Su principal propósito es instrumental: contribuir al buen estado ecológico de las masas de agua o a su mantenimiento. Por ello, sus valores deben ser los estrictamente necesarios para proteger la biodiversidad de los cauces, sin responder a otros fines como la protección del paisaje o la mejora de la calidad del agua (dilución de vertidos), para los que existen herramientas específicas. Asimismo, los caudales ecológicos deben determinarse de forma proporcionada, considerando equilibradamente los fines ambientales y los socioeconómicos en su definición y aplicación.

La implantación del caudal ecológico puede tener un impacto significativo en los aprovechamientos hidroeléctricos. Puede condicionar la operación de las centrales, reduciendo su capacidad de turbinar y obligando a adoptar pautas de gestión que no se ajustan a los periodos de producción que demanda el mercado. Pueden obligar a modificar instalaciones e infraestructuras, con los consiguientes gastos. En el plano jurídico formal, su aplicación podría obligar a revisar las concesiones cuando resulten incompatibles con el nuevo régimen, afectando a los derechos adquiridos. Sin embargo, esta revisión no siempre es necesaria, especialmente si ya existían limitaciones previas derivadas de otras normativas (ej. legislación de pesca fluvial), si la

afectación no es sustancial, o si la concesión ya contemplaba, aunque sea de manera genérica, la sujeción a este régimen una vez sea implantado.

Es importante significar que la aplicación del caudal ecológico puede generar responsabilidad patrimonial de la Administración. Las compensaciones pueden resultar de la previa revisión concesional, o deducirse al margen de procesos de revisión. En otras palabras, podrían fundarse tanto en el artículo 65.3 del TRLA (revisión concesional por adaptación a la planificación hidrológica), como en el régimen general de responsabilidad patrimonial de la Administración (arts. 32 y ss. de la Ley 40/2015).

Su reconocimiento deberá conjugar numerosos elementos y condiciones que pueden matizar su alcance y exigibilidad. Para ello, será necesario analizar el clausulado de las concesiones y su grado de ejecución, la duración de la concesión y su proximidad al vencimiento, si ya se ha producido o no la amortización total o parcial de las inversiones, el valor de las dichas inversiones y de las que deban realizarse para adecuar el título a los caudales ecológicos, el beneficio industrial ya percibido, la existencia de cláusulas que garanticen un rendimiento mínimo, los rendimientos acreditados y estimados de la explotación, y otros factores de relevancia económica. También se tendrá en cuenta la existencia de obligaciones previas derivadas de otras normativas, o la aplicación de mecanismos de mitigación del daño y adaptación de las condiciones operativas al nuevo contexto generado por la planificación. En suma, la evaluación caso por caso resultará fundamental para determinar la satisfacción de los daños producidos por la aprobación y aplicación de los caudales ecológicos.

8. BIBLIOGRAFÍA

CARO PATÓN, Isabel. y MENÉNDEZ, Carlos. "Concepto, determinación e implantación de los caudales ecológicos. El problema de su afección a los derechos concesionales existentes", REDA n.º 124.

CARO PATÓN, Isabel. y MACERA, Bernard Frank. El reparto de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de protección ambiental y de aguas. Universidad de Valladolid, 2002.

CARO PATÓN, Isabel. "Caudal ecológico", en EMBID IRUJO, A. (dir.). Diccionario de Derecho de Aguas., IUSTEL, 2007.

DELGADO PIQUERAS, Francisco. Derecho de aguas y medio ambiente. Tecnos, Madrid, 1992.

EMBID IRUJO, Antonio. "Usos del agua e impacto ambiental: evaluación de impacto ambiental y caudal ecológico", en: EMBID, A. (Dir.) La calidad de las aguas., Civitas, Madrid, 1994.

FANLO LORAS, Antonio. "Los caudales ecológicos como herramienta para armonizar los objetivos ambientales y socio-económicos de la planificación hidrológica", Revista Aranzadi de Derecho Ambiental, n.º 49, 2021.

FANLO LORAS, Antonio. "Tribunal Supremo y régimen de caudales ecológicos del Tajo", Revista Aranzadi de Derecho Ambiental, n.º 54, 2023.

HERRÁEZ VILAS, Pablo. "Régimen jurídico de los caudales ecológicos en España", Revista de Derecho Administrativo Económico (REDAE), vol. III, n.º 1, 2001.

LOPERENA ROTA, Demetrio. "Los caudales ecológicos y la planificación hidrológica", en: EMBID IRUJO, A. (dir.) Planificación hidrológica y política hidráulica, Civitas, Madrid, 1999.

MOLINA GIMÉNEZ, Andrés. "Los caudales ecológicos en la planificación hidrológica. Reflexiones a la luz de la STS 309/2019 de 11 de marzo, relativa al plan hidrológico del Tajo, y sus posibles impactos en el Trasvase Tajo-Segura", Revista Sostenibilidad Económica, Social y Ambiental, n.º 1, 2019.

Capítulo 12

Restricciones ambientales y régimen jurídico de las concesiones hidroeléctricas ante episodios de sequía y escasez hídrica

Asensio Navarro Ortega
Profesor contratado doctor de Derecho administrativo
Universidad de Granada

1. LA NUEVA ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA: AVANZAR EN LA UNIDAD, DESDE LA DIVERSIDAD, EN TIEMPOS DE CRISIS

La política energética de la Unión Europea (en adelante, UE) se asienta en un conjunto de instrumentos y estrategias orientados a garantizar el suministro energético seguro, sostenible, competitivo y asequible para todos los Estados miembros. La necesidad de avanzar en la descarbonización de la economía y asegurar una transición energética justa tiene entre sus objetivos los de promover un cambio equitativo, inclusivo y socialmente sostenible, sin dejar atrás a los colectivos más vulnerables. Para ello, en el transcurso de los últimos años se ha implementado un amplio paquete de estrategias legales dirigidas a dotar a los Estados miembros de un marco común en materia de energía. Entre estos, destacan el Fondo de Transición Justa, el Fondo Social para el Clima, el Pacto Verde Europeo (*Green Deal*) y la Plataforma para una Transición Justa.

La autonomía energética supone una forma de soberanía estratégica, reduciendo la vulnerabilidad en sectores clave de la economía, pero, también, garantizando que Europa pueda actuar de forma autónoma cuando sus intereses están en juego. No obstante, la "nueva" política energética enfrenta dificultades políticas, financieras y ambientales. En muchos casos, derivadas de la inestabilidad política provocada por agentes externos a la

propia Unión Europea, pero que impactan de lleno en la economía y en las relaciones gubernamentales de los Estados miembros. Los intereses nacionales prevalentes, así como la exigencia de alcanzar la unidad e inmediatez de respuestas por parte de las instituciones comunitarias, complican este escenario de disrupción caracterizado por un clima de adversidad y amenazas políticas.

En los últimos años, las decisiones de los estamentos europeos han ido dirigidas a reforzar la garantía de suministro de energía y a estabilizar los precios. Sin embargo, estas decisiones a menudo chocan con otras decisiones e intereses estratégicos de la UE, como pueden ser la promoción de valores democráticos y de los derechos fundamentales en terceros Estados suministradores. El último ejemplo de una larga lista de variaciones políticas lo encontramos en la necesidad de aumentar los presupuestos de gasto en defensa. En este sentido, se quieren impulsar iniciativas para fomentar la interoperabilidad y la producción conjunta de armamento, reforzando así su autonomía estratégica, haciendo frente a los desafíos globales en materia de seguridad y defensa frente a amenazas externas.

El desarrollo del Estado del bienestar en el seno de la UE como prioridad estratégica guarda relación directa con la seguridad energética. El actual rediseño de las políticas públicas se enmarca en un contexto de crisis global caracterizado por una ralentización de la economía que actúa como freno al desarrollo de las políticas climáticas. La nueva política aduanera impuesta por los Estados Unidos de América obliga a reaccionar en todo lo relacionado con las políticas de inversión y controles fronterizos sobre las importaciones críticas (materias primas o productos tecnológicos). Esta nueva seguridad económica, al igual que sucede con la seguridad energética, aspira a proteger a la UE y a evitar la dependencia externa en sectores estratégicos.

La guerra en Ucrania, los conflictos en Oriente Medio, las rivalidades económicas (con el resurgir de los nacionalismos proteccionistas-arancelistas como instrumento de control político), las tensiones entre las grandes potencias para apropiarse de los recursos naturales y energéticos estratégicos, así como por liderar el desarrollo de nuevas tecnologías limpias, abren un escenario de competitividad que determinará el peso económico y la influencia política de estas potencias durante el próximo tercio de siglo. En el tablero geopolítico se juega no solo la supervivencia de la UE como potencia mundial, sino la preservación de intereses y valores para conseguir establecer, a través del mercado, la competitividad y

la autosuficiencia, un orden constitucional democrático que garantice la agenda social y medioambiental, así como la promoción de los derechos fundamentales.

Si algo hemos aprendido de las crisis de estos últimos años es que, para afrontar los nuevos desafíos energéticos, no podemos hacer depender el auge de las renovables exclusivamente de subvenciones y ayudas públicas, sino que estas energías verdes, deben reforzar su carácter competitivo[1]. Lo contrario, como se ha demostrado, es causa de vulnerabilidad e impide reaccionar frente a las sucesivas crisis que se sucederán, introduciendo efectos cíclicos en la economía.

La transición energética justa debe, más que nunca, alcanzarse; sustituyendo los combustibles fósiles importados por otras fuentes autóctonas o renovables que reduzcan la dependencia energética, generen empleo cualificado e inversiones estratégicas (ya sea a través del hidrógeno verde o la energía nuclear). La consecución de estos objetivos debe ser progresiva. En primer lugar, procurando una mayor y más profunda integración energética europea, impulsando la cooperación entre países (compras conjuntas de suministros y desarrollo de interconexiones energéticas) y reforzando el principio de solidaridad energética como instrumento de apoyo en las regiones vulnerables (ejemplo de la excepción ibérica). En segundo lugar, la urgencia climática debe convivir con una necesaria previsibilidad y cohesión social, así como con un más que necesario reequilibrio territorial y demográfico. Una política energética segura, verde y competitiva. Sin los "nuevos dogmas de siempre", ni los falsos pragmatismos de los viejos profetas.

2. EL FUTURO DE LA COMPETITIVIDAD EUROPEA: EL ENFOQUE TECNOLÓGICO NEUTRO Y LA CAPACIDAD DE RESPALDO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La consecución de los objetivos ambientales y energéticos de la UE depende, en gran medida, del grado de relevancia que tenga como actor político en el mapa internacional. En un contexto marcado por la inestabilidad, la Unión Europea debe buscar soluciones competitivas que refuercen su condición política.

1. Sobre esta cuestión, mi reciente trabajo "La reforma del mercado eléctrico de la Unión Europea y el nuevo régimen de la energía hidroeléctrica en España", *Revista de Derecho Administrativo (ReDAd),* n.º 40 (julio-diciembre), 2024, págs. 321-328, https://doi.org/10.7764/redad.40.32.

El informe Draghi (publicado a finales de 2024), titulado *The future of European Competitiveness* ("El futuro de la competitividad europea") pretende servir de base a la Comisión Europea para elaborar un plan estratégico en materia de sostenibilidad y de competitividad, que se traduzca en un nuevo Acuerdo Industrial Limpio que permita reducir la vulnerabilidad y aumentar la competitividad. El informe Draghi estima una inversión adicional de entre 750.000 y 800.000 millones de euros anuales, con una participación decisiva del sector privado. Asimismo, sugiere la creación de un Fondo de respaldo para atajar la deuda común y financiar proyectos de digitalización, sostenibilidad ambiental y defensa. En términos generales, este Informe define tres pilares transformadores o áreas de acción prioritarias para garantizar el crecimiento económico:

1) Reducir la brecha de innovación y competitividad con Estados Unidos y China, orientando los esfuerzos a sectores de tecnologías avanzadas y revisando las regulaciones restrictivas[2].

2) El fortalecimiento de la seguridad económica y de la dependencia estratégica de terceros Estados[3] reduciendo la vulnerabilidad con la aprobación, por ejemplo, de una Ley de Materias Primas Fundamentales, como con una mayor seguridad en el suministro de recursos clave, potenciando el reciclaje, la economía circular y la innovación en materiales y sectores alternativos, como el militar, a través de una estrategia industrial de defensa europea[4].

3) La articulación de un plan conjunto en materia de descarbonización y competitividad, reduciendo los costes de la energía y asegurando la competencia global.

---

2. El Informe plantea la necesidad de reorientar los esfuerzos colectivos en el sector de las tecnologías avanzadas. Las regulaciones restrictivas de la Unión Europea resultan un factor limitante que, obligan, a menudo, a las empresas europeas a buscar nuevos mercados donde captar financiación y comercializar sus productos. Como dato, entre 2008 y 2021, cerca del 30% de los "unicornios" europeos (*startups* cuyas valoraciones de mercado han superado los 1.000 millones de dólares) trasladaron sus sedes al extranjero, la mayoría de ellas a los Estados Unidos de América.
3. El deterioro de las relaciones internacionales y geopolíticas afecta a las relaciones comerciales, limitando las inversiones y aumentando la incertidumbre de los mercados.
4. Otros sectores como la defensa (la Unión Europea es el segundo mayor inversor militar a nivel mundial, pero la fragmentación de su industria y la falta de interoperabilidad limitan su capacidad de acción conjunta) y el sector espacial (donde la inversión pública europea en 2023 fue de 15.000 millones de dólares), es muy inferior a los 73.000 millones de EE.UU.).

Este tercer pilar energético es definido como clave para conseguir la competitividad y autonomía de la Unión Europea; propone, en síntesis, un Plan energético integral basado en el abaratamiento y la estabilización de los costes de la energía, una descarbonización con enfoque tecnológico neutral y el refuerzo de la autonomía estratégica con mercados comunes coordinados. Entre otras medidas, propone la simplificación de los trámites administrativos, una armonización fiscal energética, una limitación de las ayudas estatales descoordinadas, así como fomentar la inversión destinada a la modernización de redes con el fin de evitar los cuellos de botella y los cortes de suministro. El Informe señala cómo los objetivos energéticos pueden ser una oportunidad, pero no una merma de competitividad de los mercados europeos.

Aunque el Informe no se centra exclusivamente en la energía hidroeléctrica, a la que ahora dirigimos nuestra atención, sí la incluye dentro del enfoque tecnológico neutro junto al resto de las renovables, como una opción válida para descarbonizar el sistema energético de forma eficiente y competitiva (estrategia de transición energética tecnológica neutra) por su capacidad de garantizar la flexibilidad, resiliencia y competitividad del sistema energético europeo (cartera energética limpia).

Finalmente, el Informe subraya cómo, sin una capacidad adecuada de almacenamiento y de redes robustas, se podrían perder en Europa hasta 10 veces más de generación de renovables por cuellos de botella en la red de aquí al año 2040. En este sentido, la hidroeléctrica de bombeo (*pumped-storage*) introduce un factor de integración del mix energético que permite generar energía limpia y estable cuando se necesita. Como fuente de respaldo, las centrales hidroeléctricas, y, en especial las hidroeléctricas reversibles, son capaces de "almacenar energía" y flexibilizar el sistema frente a otras renovables que actúan con intermitencia, como la solar o la eólica.

3. LA PERSPECTIVA AMBIENTAL COMO CLAVE DE BÓVEDA PARA UN SISTEMA DE RENOVABLES EN ESPAÑA: EL CASO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

3.1. EL BALANCE AMBIENTAL POSITIVO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN TÉRMINOS GENERALES

La Ley 7/2021, de Cambio Climático y Transición Energética (en adelante, la LCCTE) impulsa la utilización de centrales hidroeléctricas reversibles como fórmula para lograr la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y facilitar la transición energética hacia la descarbonización.

El sistema de aguas reguladas[5], o etapa de aprovechamiento integral del agua en España, como lo define el Libro Blanco del Agua (1998) parte de una orografía que es, también, especialmente indicada a estos efectos. La amplia red obras de regulación hídrica ha permitido garantizar la satisfacción de las necesidades de su población, agricultura e industria y ha favorecido, sin duda, el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos. Aunque, también, ha impuesto ciertas limitaciones, como el hecho de que los saltos de agua que resultan más rentables en nuestro país estén construidos desde hace tiempo, habiéndose desarrollado la inversión de nuevas instalaciones, especialmente, a través de minicentrales hidroeléctricas que son, *a priori*, menos rentables[6].

Según datos recientes, la capacidad instalada para la producción de energía hidroeléctrica en España es de 20.300 MW, el 18% del mix energético nacional. Por este orden, Castilla y León, Galicia, Aragón, Cataluña y Extremadura, son las regiones con mayor potencia instalada. En total, existen en España 1.350 centrales hidroeléctricas: 1.200 son minicentrales (potencia inferior a 10 MW). La energía hidroeléctrica en España contribuye eficazmente a la descarbonización y neutralidad climática. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) pretende que, para 2030, el 74% de la generación de energía provenga de fuentes renovables (lo que supone instalar 27.000 MW hidráulicos de potencia), con el fin de lograr esta transición hacia fuentes de energía más sostenibles y así reducir un 23% las emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, la energía hidroeléctrica (especialmente las centrales reversibles) permiten la integración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico, regulando la oferta y la demanda en momentos pico.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé un incremento de 3.500 MW de bombeo y 500 MW de energía hidroeléctrica de respaldo que dé apoyo a la generación con tecnologías no gestionables. Este impulso se ha llevado a la LCCTE, que apuesta por la implantación de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles (art. 7), supeditando estas actuaciones al cumplimiento de los objetivos ambientales de las masas de agua y

5. Vid. Fanlo Loras, Antonio, "La singularidad hidrológica de España: un sistema de aguas artificializado", en Crepaldi, Gabriella (Coord.): *Perfiles de la ordenación jurídica del agua en Italia, España y América Latina*, Tirant Lo Blanch, 2017, págs. 21-44.

6. Esta es, como se ha explicado, una diferencia de España con otros países de su entorno, donde todavía existe capacidad potencial para desarrollar una red de infraestructuras y, consecuentemente, aumentar el peso la energía hidroeléctrica en el mix energético. Vid. Carpi Abad, María Victoria, *Aprovechamientos hidroeléctricos: su régimen jurídico-administrativo, Lex Nova*, Valladolid, 2002.

los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca, así como la compatibilidad con los derechos otorgados a terceros.

La energía hidroeléctrica es, por tanto, una fuente renovable y baja en emisiones, de importancia estratégica que hay que potenciar. Pero no está exenta de producir impactos ambientales. Como toda intervención humana, es susceptible de causar un impacto ecológico. Sus instalaciones son susceptibles de alterar el comportamiento hidromorfológico y el caudal de los ríos, introduciendo obstáculos que dificultan o impiden la migración de peces, o modificando la temperatura del agua que almacenan. Estos impactos son cuidadosamente analizados a través de estudios técnicos de evaluación de impacto ambiental y estratégica, así como en planes hidrológicos y de espacios naturales protegidos. La principal crítica que se les atribuye es la interrupción de la conectividad ecológica de las masas de agua[7]. El desplazamiento de poblaciones, la afectación (cuando se produce) de procesos de sedimentación y erosión aguas abajo o la mala gestión técnica y humana ante el riesgo de fallos estructurales en sus infraestructuras, son otros problemas relevantes.

Independientemente de esto que acabamos de señalar, el balance ambiental de la energía hidroeléctrica, incluyendo la utilización de sus infraestructuras, es muy positivo, salvo situaciones concretas que deben ser analizadas cuidadosamente teniendo en cuenta la escala del proyecto y su adaptación al medio. Con carácter general, la energía hidroeléctrica aporta seguridad a los sistemas hídrico y energético con base a las siguientes razones:

1) Actúa con capacidad de respaldo, para generar y "almacenar" energía, conforme a lo que ya hemos comentado y el carácter no consuntivo de los recursos hídricos que utiliza[8].

7. Las CC.AA., a través de sus competencias en materia de medio ambiente y de pesca fluvial aprobaron medidas transversales a través de las cuáles se exigía a las hidroeléctricas respetar un caudal, la instalación de dispositivos como rejillas, escalas, pasos, etc. para proporcionar la protección de los recursos piscícolas. El TC se pronunció en diferentes ocasiones sobre esta problemática: SSTC 243/1993, 15/1998, 110/1998, 166/2000, 123/2003.

8. A pesar de la falta de unanimidad técnica en la consideración de la naturaleza del uso (se entiende no consuntivo cuando únicamente se ha de producir el llenado puntual de un depósito, pero ciertos técnicos consideran consuntivo en los supuestos de centrales hidroeléctricas reversibles con dos depósitos fuera del dominio público hidráulico). Cfr. Conde Antequera, Jesús, "Políticas públicas para la mitigación del impacto del cambio climático sobre los aprovechamientos energéticos", en Melgarejo Molina, Joaquín et. al (Coords.), *Seguridad hídrica*, Universidad de Alicante, 2023, pág. 536. Disponible en: http://hdl.handle.net/10045/137099.

2) Es respetuosa con el medio ambiente, evitando la emisión de gases de efecto invernadero y colabora con un sistema de economía circular[9].

3) Constituye un elemento dinamizador, atrayendo también a la iniciativa privada a participar en la construcción (acogidos a la normativa de fomento de la Ley de 7 de julio de 1911) y mantenimiento de presas y embalses como obras de interés general.

Capítulo aparte merecen las infraestructuras hidráulicas. El almacenamiento artificial del agua en España es crucial para prevenir y gestionar eficientemente los efectos catastróficos que causan los episodios de sequías e inundaciones, tan frecuentes en el territorio nacional. En el caso de las de sequías, el almacenamiento de agua en épocas de abundancia permite disponer de recursos para su posterior utilización en años secos (no solo mediante la distribución temporal del abastecimiento urbano, de riego agrícola o industrial; sino, también, mediante la estabilización y el respaldo a usos ambientales como son los caudales ecológicos).

En cuanto a la prevención de las inundaciones[10], los embalses, con sus presas, ayudan a laminar las avenidas, permitiendo una liberación intervenida de aguas y un control inteligente (manejo de compuertas y gestión meteorológica de las precipitaciones), introduciendo diseños resistentes (aliviaderos de emergencia, drenajes suplementarios o estudios de sobrecarga hídrica), e, incluso, proporcionando soluciones útiles basadas en la naturaleza (uso combinado de embalses, diques canales y creación artificial de humedales) que ayudan a proteger a las poblaciones reduciendo los picos de caudal durante grandes tormentas y permitiendo ganar tiempo ante eventos extremos. Como tristemente hemos podido comprobar con ocasión de las recientes y devastadoras inundaciones de 2024 sufridas en Valencia provocadas por una DANA extraordinaria, pero cuyas dimensiones de la tragedia eran parcialmente evitables de haber contado con una infraestructura hidráulica preventiva[11].

9. El complejo hidroeléctrico Cortes-La Muela, en Cortes de Pallás (Valencia), está considerado la mayor central de bombeo de Europa, con una potencia superior a 1.800 MW en turbinación y 1.293 MW en bombeo, capaz de generar 5.000 GWh al año. Asimismo (según datos de la operadora, Iberdrola S.A.) permite evitar más de 2,2 millones de toneladas de CO_2 gracias a la energía limpia generada y el almacenamiento eficiente que ayuda a evitar el déficit energético.

10. E*valuación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España*, Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, 2017. (extraído de www.miteco.es).

11. Las inundaciones del barranco del Poyo, en la provincia de Valencia, el 29 de octubre de 2024, fueron provocadas por una lluvia torrencial que acumuló hasta 771 l/m^2

3.2. USOS LIMITANTES Y RESTRICCIONES DE AGUA DERIVADAS DE LA SEQUÍA Y ESCASEZ

Uno de los factores ambientales que influyen más negativamente en la producción hidroeléctrica es la sequía que, de modo periódico, afecta a las regiones que conforman nuestro país. Otros fenómenos asociados como son la desertificación, el aumento de las temperaturas y la disminución de las lluvias reducen la disponibilidad de agua, el caudal de los ríos e impactan gravemente en la producción hidroeléctrica, al reducir el volumen de agua disponible. Según el Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), para el año 2040 se reducirán en un 12% las aportaciones de aguas en España. Para el período 2070-2100, los recursos hídricos pueden experimentar una reducción de hasta el 24%[12]. El previsible incremento del riesgo de sequías, que serán más frecuentes, largas e intensas, también vendrá acompañado de mayores inundaciones, con crecidas más frecuentes y caudales máximos más peligrosos.

Estos fenómenos recurrentes y concurrentes (sequías y escasez) agravarán los problemas de disponibilidad de agua y generarán limitaciones en las concesiones de aguas ya existentes; imponiendo nuevas obligaciones ambientales: significativamente, un régimen de caudales ecológicos más exigente.

La decisión no afecta solamente el mantenimiento de los volúmenes mínimos de agua calculados, sino, también, al establecimiento de un régimen mínimo y máximo de caudales, a la fijación de volúmenes mínimos de reservas embalsadas, a las tasas de cambio, etc. Estas modificaciones se producirán en las sucesivas revisiones de los planes hidrológicos, que limitarán la asignación de recursos y, consecuentemente, el régimen de aprovechamientos hidroeléctricos.

Los planes especiales de actuación ante situaciones de alerta y eventual sequía, que más adelante analizamos, diferencian los episodios de sequía prolongada (entendidos como un fenómeno natural), de los de escasez coyuntural (relacionadas con problemas transitorios que determinan la

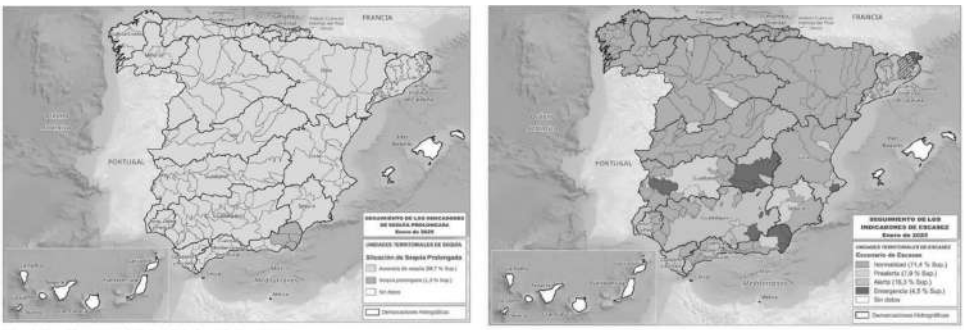
---

en un solo día, generando una crecida de caudal en dicho barranco que alcanzó los 1.686 m^3/s, más de once veces el umbral de alerta de 150 m^3/s. La no ejecución de la presa de laminación proyectada desde hace décadas, pese a las advertencias de riesgo extremo incluidas en los mapas de riesgos de la zona, aumentó exponencialmente las consecuencias trágicas del desastre.

12. Vid. Evaluación del impacto del Cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España, *op. cit*.

atención de las demandas)[13]. Ambos fenómenos pueden suceder paralelamente y, en función de su duración e intensidad, afectan a la disponibilidad de recursos hídricos. Mientras la sequía es un fenómeno coyuntural, que significa una menor precipitación con respecto a intervalos de tiempo anteriores, la escasez es un fenómeno estructural que hace referencia a la una insuficiencia de recursos hídricos para atender las demandas existentes.

Ilustración 1. Mapas de situación.

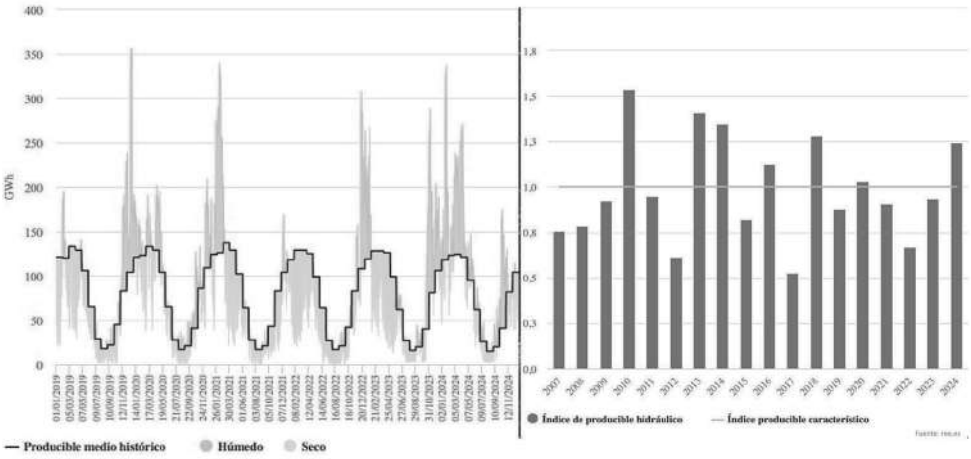


Fuente: Subdirección General de Planificación Hidrológica.
Dirección General del Agua.

Como se ha señalado, frente a las consecuencias o efectos del cambio climático, la normativa actual pretende el mantenimiento de la capacidad productiva actual procedente de fuentes renovables de energía para lograr esos objetivos de descarbonización y neutralidad climática[14]. El PNIEC prevé que la potencia instalada de energía hidroeléctrica de cara al horizonte 2030 se mantenga (en incluso aumente un poco), mientras que la de bombeo doble sus cifras actuales. No obstante, las reducciones en la disponibilidad de agua, como se observa en la gráfica (*ut infra*) provocan decrementos superiores al 50% interanual de la energía hidroeléctrica producida en épocas en las que se reduce la oferta de agua.

13. Como ha destacado Martín-Retortillo Baquer, "desde la perspectiva de la realidad española la carestía del recurso no se debe tanto a la escasez sino a la irregularidad de sus disponibilidad natural, la irregularidad geográfica, y también cronológica, de su posible utilización". Para un estudio analítico de esta cuestión, véase: Martín-Retortillo Baquer, Sebastián, *Derecho de aguas*, Civitas, Madrid, 1997, *in totum*.
14. Cfr. Conde Antequera, Jesús, "Políticas públicas para la mitigación...", *op. cit*.

Ilustración 2. Índices producibles total e hidroeléctrico.



Fuente: Red Eléctrica Española (REE).

Al margen de ello, existen otros fenómenos que alertan, no ya solo sobre una menor disponibilidad de volúmenes de agua en los embalses, sino, también, de dificultades técnicas que afectan al mantenimiento de los embalses y de las centrales hidroeléctricas[15]:

1. La variabilidad climática introducirá una alteración de los patrones temporales y espaciales de las precipitaciones, aumentando el riesgo de sequías. Ello generará desequilibrios sedimentarios y geomorfológicos en las regiones hidrográficas debido a las lluvias torrenciales que darán lugar a una colmatación más acentuada de los embalses, que verán reducida su capacidad.
2. El incremento de las temperaturas generará mayores pérdidas por evapotranspiración en embalses, que, incluso, está previsto, puedan duplicarse en las próximas décadas.
3. El incremento de temperaturas y la reducción de caudales favorecerán los procesos de eutrofización y el aumento de la concentración de los contaminantes, que obligarán a realizar mayores actuaciones y aumentarán los costes de mantenimiento de los embalses.

Como consecuencia de estos fenómenos limitantes se prevé un impacto agregado negativo en la gestión de las centrales hidroeléctricas y el uso que hacen de los recursos hídricos.

15. Vid. *Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico*, MITECO, 2020, pág. 103.

4. LA REVISIÓN DE LA CONCESIÓN DE AGUAS POR RAZONES AMBIENTALES URGENTES O SOBREVENIDAS

4.1. LA REVISIÓN AD EXTRA Y AD INTRA DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS

La LCCTE condiciona la promoción del bombeo hidráulico en el art. 7.1, a "[…] que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental". Los Organismos de cuenca son los encargados de garantizar la compatibilidad entre derechos concesionales, delimitando el alcance de sus posibles incompatibilidades, así como de aplicar las herramientas que ofrece el ordenamiento jurídico vigente para reducirlas o evitarlas.

Como ha estudiado CONDE ANTEQUERA, la implantación de centrales hidroeléctricas reversibles que promueve la LCCTE puede generar incompatibilidades entre los nuevos derechos derivados de las concesiones demaniales o títulos habilitantes necesarios para la puesta en funcionamiento de estas centrales, con derechos preexistentes consolidados derivados de otras concesiones[16]. Esa condición de compatibilidad entre derechos nuevos y preexistentes se enmarca en el art. 61.1 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA), en la que se expresa que *toda concesión se entenderá hecha sin perjuicio de tercero*.

Como explica, no cabe entender esta cláusula en un sentido radical que deje sin efecto la previsión del art. 7.1 de la LCCTE. Más bien, impone a la

16. Como explica este autor, la LCCTE condiciona la promoción de estas centrales hidroeléctricas reversibles a su compatibilidad con esos derechos otorgados a terceros. No obstante, nos dice, es preciso determinar el alcance esta condición de compatibilidad en relación con la cláusula general "salvo derechos de terceros", vigente en nuestro ordenamiento jurídico, con las concesiones demaniales, para determinar si esta previsión de la LCCTE implica o no un deber de actuación para la Administración hidráulica respecto a esas posibles incompatibilidades que pudieran originarse entre ambos derechos; o, si, simplemente, alude a una condición para la mera promoción de dichas centrales, desde un punto de vista político o de oportunidad, pero no implica una limitación para la Administración en cuanto al otorgamiento y contenido de las nuevas concesiones demaniales, que resultarían así neutrales respecto a tales derechos sin perjuicio de las relaciones jurídicas *inter privatos*. Vid. Conde Antequera, Jesús, "La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros", Revista de Administración Pública, 222, 2023, págs. 212 y ss., https://doi.org/10.18042/cepc/rap.222.07.

Administración hidráulica una labor de revisión del alcance de los derechos preexistentes afectados (lo que hemos denominado *revisión ad extra,* por afectar a terceros). Este autor realiza una interpretación favorable a la necesaria compatibilidad, proponiendo la modificación normativa aclaratoria de conceptos como el de "tramo de río afectado", que podría ofrecer una mayor seguridad jurídica al respecto. De esta forma, la Administración debe garantizar la compatibilidad de derechos de aprovechamiento privativo de las aguas (y más específicamente en el supuesto de las concesiones para aprovechamientos hidroeléctricos reversibles) de la forma más racional en el sentido de que no será posible otorgar una nueva concesión para la implantación de estos aprovechamientos si resulta incompatible, por las afecciones que provoca, con derechos otorgados previamente. La Administración debe actuar para solventar estos problemas de incompatibilidad en el otorgamiento de nuevas concesiones articulando garantías respecto a dichos derechos preexistentes, adoptando medidas de intervención que permitan compatibilizar tales derechos, conforme a lo establecido en el art. 96 del Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico (en adelante RDPH)[17], o ajustando las nuevas concesiones a la legalidad incluso mediante la expropiación forzosa de las concesiones cuando el interés general lo aconseje.

Partiendo de esta interpretación, que compartimos, el supuesto que ahora nos planteamos es más específico. Analiza aquellos supuestos en que el régimen de concesiones hidroeléctricas se ve limitado ("reinterpretado") por restricciones ambientales que reducen la disponibilidad del agua concedida cuando no existen recursos hídricos suficientes (lo que aquí denominamos *revisiones ad intra*). Estas limitaciones actúan bajo el paraguas de una discrecionalidad administrativa extensiva basada en el principio de integridad demanial y las cláusulas de protección de la calidad ambiental de los ecosistemas que albergan los ríos. En estos casos, la concesión, se revisa *de facto*, sin revisar su título habilitante, para mitigar las afecciones ambientales derivadas de episodios de sequía o escasez hídrica agravada. De hecho, se ha llegado a afirmar (STSJ de Castilla y León de 31 de marzo de 2016) que la revisión del título solo será imprescindible cuando la aprobación de los caudales ecológicos suponga que las asignaciones incluidas en el título concesional son inviables o suponen una alteración sustancial de la concesión.

17. Por ejemplo, a través de la imposición directa, como condición resolutoria de la concesión, de un deber de indemnización al afectado por parte del nuevo concesionario a los titulares de derechos preexistentes que resulten perjudicados por la nueva concesión, conforme a lo establecido en el art. 90.2 del RDPH.

La disminución de caudales impacta sobre los derechos del concesionario, independientemente del tipo de central hidroeléctrica. A pesar del demostrable interés general del nuevo destino de las aguas "revertidas" (usos ambientales), no se realiza la expropiación siquiera temporal. Esta actuación produce dos efectos: uno, la lesión del derecho concesional preexistente sin indemnización o reparación patrimonial; y, dos, una merma del principio de seguridad jurídica que actúa en sentido contrario a los objetivos que persigue la LCCTE.

4.2. REVISIÓN Y REVOCACIÓN DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS POR RAZONES AMBIENTALES ORDINARIAS Y URGENTES

El art. 40.1 del TRLA dispone que la planificación hidrológica tiene por objetivos generales conseguir el buen estado y la adecuada protección del dominio público hidráulico y de las aguas, la satisfacción de las demandas, el equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial, incrementando las disponibilidades del recurso, protegiendo su calidad, economizando su empleo y racionalizando sus usos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales.

Entre los objetivos de los planes hidrológicos se encuentra, por consiguiente, el de alcanzar el buen estado de los distintos tipos y masas aguas (superficiales, subterráneas, de transición, costeras, protegidas, artificiales, muy modificadas), mejorando, iterativamente, en cada revisión o ciclo hidrológicos, tanto las metodologías empleadas, como los contenidos. En lo que se refiere a los resultados medioambientales, los planes incorporan la integración de obligaciones ambientales que conviven, o deberían convivir, con los diferentes usos y aprovechamientos del agua.

La concesión administrativa es la forma de adquisición del agua para usos privativos ya sea con carácter consuntivo (regadío) o no consuntivo (central hidroeléctrica). Su otorgamiento es discrecional, teniendo en cuenta la explotación racional de los recursos hídricos (arts. 59.1 y 4 del TRLA). Ordinariamente, se tramitan mediante publicidad y competencia de proyectos, salvo en el caso del abastecimiento a poblaciones (art. 79.2 TRLA). En todo caso, su otorgamiento debe respetar el orden de prelación de usos establecidos en el plan hidrológico (arts. 60 TRLA), sin perjuicio de los derechos preexistentes adquiridos por terceros (art. 61.1 TRLA), ya mencionados.

Independientemente del plazo (máximo de 75 años), las concesiones son modulables en función del tiempo necesario para amortizar las inversiones,

siendo susceptibles de prórrogas (art. 59.4 y 6 TRLA). Salvo disposición en contrario, se otorgan para un uso determinado y específico, sin que el título concesional garantice la disponibilidad efectiva de los caudales (art. 59.2 TRLA). Tampoco cabe indemnización en caso de insuficiencia o restricciones de caudales, salvo que la limitación de unos beneficie a otros aprovechamientos (55.2 TRLA), siendo estas concesiones revisables sin indemnización, salvo cuando lo exija su adecuación a los planes hidrológicos (65 TRLA). Finalmente, las concesiones deben respetar los caudales ambientales que fijen los planes hidrológicos (art. 59.7) e introducir medidas correctoras ambientales cuando se requiera (art. 98 TRLA)[18].

La planificación hidrológica no puede, sin embargo, obviar las necesidades del sistema eléctrico. El aprovechamiento del agua en España responde a un sistema centralizado de asignación de recursos, sin intervención del mercado. El aprovechamiento hidroeléctrico (a diferencia de lo que sucede en Francia[19]) se configura como un uso privativo del dominio público hidráulico sujeto a un régimen aplicable (arts. 52 y 60 TRLA). Las concesiones de aguas para usos hidroeléctricos dotan de seguridad jurídica a su titular, permitiéndole hallar la viabilidad económica para llevar a cabo esta actividad en los términos de rentabilidad que persigue la inversión privada[20].

No obstante, las afecciones ambientales pueden modificar el clausulado de la concesión. Estas restricciones ambientales que se imponen a los aprovechamientos hidroeléctricos deben ser dimensionadas en los diferentes escenarios tendenciales.

El art. 65.2 TRLA establece que la revocación por causa no imputable al concesionario dará derecho a indemnización, en los términos que se establezcan reglamentariamente. Por su parte, los supuestos de revisión de la concesión se estipula en el art. 65.1 TRLA (a) cuando de forma comprobada se hayan modificado los supuestos determinantes de su otorgamiento; b) en casos de fuerza mayor, a petición del concesionario; y, c) cuando lo exija su adecuación a los Planes hidrológicos). Únicamente en este último caso, es decir, la revisión para su adaptación al plan hidrológico, como ya

18. Los derechos de concesión son inscribibles en el Registro de Aguas (art. 80); transmisibles (63); modificable (64); y se extinguen por término del plazo, caducidad (en los términos del art. 66), expropiación o renuncia del interesado (art. 53.1).
19. Vid. Carpi Abad, María Victoria, "Aprovechamientos hidroeléctricos", en Embid Irujo, A. (Dir.): *Diccionario de Derecho de aguas*, Iustel, 2007, pág. 234.
20. Sobre este particular, vid. Landín Zorrilla, Rafael, Relaño Cobián, Gregorio y Heras Moreno, Guillermo: "Teoría práctica de las concesiones hidroeléctricas", en AA.VV.: *Derecho de aguas*, Fundación Instituto Euromediterráneo del Agua, Murcia, págs. 429 y ss.

hemos indicado, generará derecho a indemnización, de conformidad con la legislación en materia de expropiación forzosa (apto. 3 del art. 65 TRLA)[21].

Es importante separar, en primer lugar, los supuestos de revocación (1) y revisión de las concesiones (2). En segundo lugar, diferenciar si la revisión se produce como consecuencia de la determinación de un nuevo régimen de caudales ecológicos fijados por el Plan (3), de otros supuestos de revisión de la concesión por razones ambientales urgentes (4), como sucede en el caso de las sequías.

El carácter no consuntivo de las concesiones de agua destinadas al aprovechamiento hidroeléctrico devuelve el agua en condiciones adecuadas al medio receptor después de su utilización, a diferencia de lo que podría suceder con otros usos del agua declarados no consuntivos a efectos cuantitativos, pero sí ambientales[22].

4.3. CONCESIONES DE AGUAS DEBIDO A SERVICIO PÚBLICO PARA GARANTIZAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La concesión, como eje del aprovechamiento privativo relacionado con el dominio público, se sujeta a peculiaridades en el procedimiento de otorgación (arts. 128 y ss. del RDPH): abastecimiento a poblaciones, aguas subterráneas, concesiones para riego o vinculadas a instalaciones hidroeléctricas.

El artículo 128.2 del RDPH permite la tramitación conjunta (procedimiento simplificado) de las concesiones y autorizaciones relativas a los aprovechamientos hidroeléctricos de potencia inferior a 5.000 KVA[23], teniendo en cuenta los artículos 108 (compatibilidad con el Plan hidrológico) y 110 del propio RDPH (petición de informe).

El art. 108 del RDPH obliga al Organismo de cuenca a examinar el documento técnico y la petición de concesión para apreciar su previa compatibili-

21. STS de 30 de enero de 2004 (rec. 7484/1998). El Tribunal no reconoce la indemnización a favor de la hidroeléctrica Saltos del Guadiana S.A., por pérdidas sufridas como consecuencia de la disminución de caudal de agua y, por tanto, una disminución de la producción eléctrica por motivo de la entrada en funcionamiento del Canal de las Dehesas.
22. Un ejemplo lo encontramos con la refrigeración abierta de centrales térmicas, donde el agua puede ser devuelta al medio sin pérdida significativa, pero con variaciones térmicas sustanciales.
23. De conformidad con Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, por el que se establece un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal superior a 5.000 KVA.

dad o incompatibilidad con el Plan Hidrológico (aptdo. 1). Una vez analizado, debe ponerse en conocimiento del peticionario el grado de compatibilidad de dicha petición con el Plan Hidrológico, analizando, si fuese preciso, las condiciones que en alguna forma limiten la petición, o si del examen indicado se dedujera que únicamente era posible otorgar una concesión a precario (art. 55.3 del TRLA). El concesionario (en el plazo de 15 días) podrá proseguir la tramitación de la concesión, con limitaciones, o desistir de la misma[24].

Precisamente, en relación con la utilización con fines hidroeléctricos de infraestructuras del Estado, encontramos una figura singular en nuestro Derecho de aguas: las concesiones de servicio público. Conforme a la misma (art. 132 RDPH), se instruye un procedimiento especial que permite sacar a concurso público la explotación de aprovechamientos con fines hidroeléctricos cuando, de acuerdo con el Plan, exista la posibilidad de utilizar presas de embalse o los canales construidos total o parcialmente con fondos del Estado o propios del Organismo de cuenca. La novedad devino del Real Decreto 1290/2012, de 7 de septiembre, por el que se modifica el RDPH, que introdujo el apartado segundo (art. 132.2 RDPH) para eliminar la exigencia de previsión de la reserva por el plan, estipulando: "La disposición (..) será de aplicación, sin necesidad de su inclusión en el Plan Hidrológico de demarcación, a las infraestructuras que hayan revertido al Estado en los casos de extinción de concesiones".

El artículo introduce un instrumento útil a efectos de concertación, para solucionar los problemas relacionados con los procedimientos de reversión de las concesiones hidroeléctricas cuando las instalaciones construidas por el concesionario reviertan a la Administración[25]. Igualmente, puede ser de

24. Sobreentendiéndose su conformidad si no hiciera manifestación en contrario durante el plazo de 15 días. La STSJ del Principado de Asturias 540/2003 (rec. 1716/1998), confirma la denegación de solicitud de concesión de un aprovechamiento de 10.500 1/seg de agua a derivar del río Burbía, en el término municipal de Villafranca del Bierzo (Orense), para la producción de energía eléctrica, salto de Vilachas. La recurrente interpuso el recurso con base a las discrepancias del informe de la Unidad de Planificación Hidrológica del Organismo de cuenca. La Sentencia dictamina que "la denegación de su solicitud está suficientemente motivada en tanto se apoya en el análisis de las circunstancias hidrológicas concurrentes, las características de la obra proyectada y la confrontación con los objetivos generales y criterios particulares de la cuenca, sin que constituya óbice la falta de aprobación en esos momentos del Plan de Hidrológico para determinar la incompatibilidad de la solicitud con su propuesta al fijarse otras fuentes de referencia (...)".

25. Sobre este particular, Bermejo Latre, José, "La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: 'el día después'", *Monografías de la Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. XXIV, Zaragoza, 2022, pp. 335-357.

utilidad para priorizar concesiones proyectadas sobre centrales hidroeléctricas reversibles (CHR).

4.4. LOS "USOS CONDICIONADOS" DE LOS CAUDALES DE AGUA CONCEDIDOS PARA EL APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO EN LOS PLANES ESPECIALES DE ACTUACIÓN ANTE SITUACIONES DE ALERTA Y EVENTUAL SEQUÍA (PES)

Los planes especiales de actuación ante situaciones de alerta y eventual sequía (en adelante, PES) son herramientas diseñadas para gestionar los recursos hídricos durante períodos de sequía, con el objetivo de minimizar los impactos ambientales, económicos y sociales. Su contenido apenas recoge información sobre el impacto que puedan tener las restricciones ambientales en los sistemas de producción hidroeléctrica. Sin embargo, sucesivas modificaciones normativas han ido ajustando esta realidad.

Las concesiones hidroeléctricas son tratadas en los PES como usos no prioritarios del agua en situaciones de escasez, y, por tanto, pueden ser limitadas temporalmente. Especialmente cuando entran en competencia con otros usos que se consideran prioritarios: abastecimiento humano, usos agrícolas de riego esenciales o mantenimiento de caudales ecológicos mínimos y destino a reservas ambientales. Desde el punto de vista jurídico-administrativo, los PES no modifican la concesión, pero sí introducen un marco de actuación urgente y coordinado.

En los distintos niveles de alerta del PES (prealerta, alerta, emergencia), se pueden adoptar medidas como la reducción del caudal turbinado, la limitación o suspensión temporal del aprovechamiento hidroeléctrico, si así lo exige la situación; o la coordinación con el concesionario para ajustar la producción a las necesidades del sistema. También se limitan las posibilidades de construir nuevas presas. El PES del Júcar, por ejemplo, no autoriza la movilización de "volúmenes muertos" de embalses ni desembalses especiales para hidroeléctricas en períodos de sequía[26], estando condicionado el uso hidroeléctrico a los desembalses que se realicen para cubrir el resto de las demandas.

El margen de intervención del PES queda delimitado por el artículo 55 del TRLA, que establece las facultades de los organismos de cuenca en relación con el aprovechamiento y control de los caudales concedidos: 1)

26. Cfr. Plan Especial de Sequía de la Demarcación Hidrográfica del Júcar — Estudio Ambiental Estratégico. Borrador para consulta pública, Septiembre de 2024, pág. 128.

fijar, en función de la disponibilidad del recurso, el régimen de explotación de los embalses establecidos en los ríos y de los acuíferos subterráneos, adaptándolo a la utilización coordinada de los aprovechamientos existentes; 2) Con carácter temporal, condicionar o limitar el uso del dominio público hidráulico para garantizar su explotación racional[27].

Los desembalses destinados a aprovechamientos hidroeléctricos encuentran un marco regulatorio adaptado en el propio artículo 55 del TRLA al conferir al organismo de cuenca determinadas facultades en relación con el aprovechamiento y control de los caudales concedidos en los PES. El Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre[28], vincula los volúmenes mínimos que deben quedar almacenados en los embalses hidroeléctricos con los diagnósticos de normalidad o sequía prolongada que surgen del PES, realizando (art. 10) el siguiente añadido al art. 55 TRLA:

> "2. (…) para los embalses mayores de 50 hm3 de capacidad total, cuyos usos principales no sean el abastecimiento, el regadío y otros usos agropecuarios, en los casos en que así proceda en atención a la reserva de agua embalsada y a la predicción estacional, el organismo de cuenca fijará al inicio de cada año hidrológico:
>
> a) Un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar para situaciones de normalidad hidrológica y de sequía prolongada.
>
> b) Un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas para cada mes.
>
> c) La reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada en el embalse para evitar indeseados efectos ambientales sobre la fauna y la flora del embalse y de las masas de agua con él asociadas".

La magnitud de la reserva mínima se establece, para evitar efectos ambientales indeseados en lo que supone un "uso condicionado" de las concesiones hidroeléctricas. De hecho, el Real Decreto-ley 17/2021 surge como reacción de la Administración a una agria polémica relacionada con los desembalses de aguas para la generación de energía hidroeléctrica en épocas de sequía[29].

---

27. Cuando por ello se ocasione una modificación de caudales que genere perjuicios a unos aprovechamientos en favor de otros, los titulares beneficiados deberán satisfacer la oportuna indemnización, correspondiendo al organismo de cuenca, en defecto de acuerdo entre las partes, la determinación de su cuantía.
28. Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.
29. La polémica encontró su punto álgido en el desembalse de Ricobayo, en la provincia de Zamora. La por entonces vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Eco-

Esta innovación, a mi juicio, no era necesaria. Con carácter previo, ya existía un trámite específico para adecuar el programa de desembalses a la situación de sequía en el seno de las Comisiones de Desembalse de los Organismos de Cuenca, como órgano de representación plural en el que participan, aunque infrarrepresentados, los usuarios[30]. Este órgano, no lo olvidemos, tiene entre sus funciones (art. 89 del RDPH) coordinar las medidas en situaciones de sequía o avenidas y promover el diálogo entre los distintos usuarios del sistema[31]. El propio artículo 45 del Real Decreto 927/1988, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Administración Pública del Agua (en adelante, RAPA) establece el procedimiento para gestionar estas decisiones, indicando que compete a la Comisión de Desembalse formular propuestas al Presidente del Organismo sobre el régimen adecuado de llenado y vaciado de los embalses[32].

Otro ejemplo de intervención ambiental sobre la concesión hidroeléctrica lo encontramos en el art. 115, b) del RDPH, que obliga a que las nuevas concesiones de aprovechamiento hidroeléctrico hagan constar la distribución temporal en litros por segundo del régimen de caudales de mantenimiento concesional y, cuando resulte posible, registrar en litros por segundo, el caudal establecido en sequía y el máximo admisible (...). Entendido este "caudal de mantenimiento concesional" como aquel para garantizar en el tiempo y en el espacio el régimen de caudales ecológicos establecidos en el tramo de río donde radica un aprovechamiento de agua (art. 1 bis f) RDPH).

---

lógica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, lo calificó de "escandaloso" y dijo que "no es responsable que se vacíe un embalse en seis semanas para facilitar el turbinaje". La investigación penal anunciada fue archivada. En Galicia, se sancionó a empresas hidroeléctricas con 50.000 euros por no avisar previamente del vaciado, en el verano de 2021, de los embalses de Cenza, As Portas, Salas y Belesar.

30. Las decisiones adoptadas en los planes de sequía se sustancian en el seno de las Comisiones de Desembalse y a través de órganos *ad hoc* como las Comisiones Permanentes de Sequía (CH Segura) en las que los usuarios energéticos apenas cuentan con un representante en la Comisión de Desembalse de Red Eléctrica Española, S.A.

31. Además de otras, como proponer el régimen de explotación anual, establecer las dotaciones hídricas, valorar las previsiones de agua y disponibilidad o asegurar el cumplimiento de los caudales ecológicos mínimos.

32. La Comisión de desembalse propone al presidente del Organismo un plan de desembalses: si hay acuerdo, es vinculante; si no, resuelve el Presidente. Asimismo, se permite a determinidas cuencas adoptar medidas urgentes para paliar los efectos de la sequía extrema, entre ellas controlar las reservas de agua embalsada, a través de la representación permanente de la Comisión de Desembalse o de seguimiento de la Sequía. En este sentido, la Ley 1/2018, de 6 de marzo, por la que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

A este respecto, la cláusula que contiene el artículo "cuando resulte posible" se debería concretar, como ha señalado ARANA GARCÍA[33].

5. NUEVAS REGLAS AMBIENTALES QUE SE IMPONEN A LAS CONCESIONES DE AGUAS. LA ADAPTACIÓN DEL RÉGIMEN DE CAUDALES ECOLÓGICOS EN SITUACIONES DE SEQUÍA PROLONGADA

5.1. LAS AFECCIÓN A LAS CONCESIONES DE LOS PARTICULARES POR RAZONES AMBIENTALES: PLANTEAMIENTO DE BASE

Los caudales ecológicos o demandas ambientales constituyen una restricción que se impone con carácter general a los sistemas de explotación, salvo la prioridad absoluta de los usos para abastecimiento de poblaciones (art. 59.6 TRLA)[34]. Su determinación sigue metodologías de cálculo complejas que derivan en un cumplimiento exigente, sobre todo por la dificultad de conciliar sus resultados con el sistema de aguas reguladas. Ambos regímenes de aguas (natural y embalsada), así como los fines que persiguen (cualitativos y cuantitativos), son fundamentales para alcanzar los objetivos de la planificación hidrológica y, por ello, pese a las obstinadas dificultades, están destinados a entenderse.

El régimen de caudales ambientales en años secos debido a la disminución de volúmenes totales de agua disponibles resulta más complejo de cumplir. La tensión entre aprovechamientos competitivos y la ocurrencia de limitaciones obliga, en paralelo, a un régimen de caudales menos exigente y a una modificación de la concesión por causas sobrevenidas o urgentes, sin seguir el procedimiento reglado de revisión de concesiones previsto en el art. 65 TRLA.

La intervención se produce por razón de interés general (conseguir el buen estado ambiental), pero las afecciones en los derechos del particular se realizan

33. Vid. Arana García, Estanislao, "El necesario impulso a las centrales hidroeléctricas reversibles como contribución a la seguridad energética nacional: algunas cuestiones jurídicas", en Melgarejo Molina, Joaquín et. al (Coords.), *Seguridad hídrica*, Universidad de Alicante, 2023, pág. 519. Disponible en: http://hdl.handle.net/10045/137099.

34. El artículo 26.1 Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan hidrológico nacional dispone, desde antes de la trasposición de la Directiva marco del agua 2000/60 (DMA), que, a los efectos de la evaluación de disponibilidades hídricas, los caudales ambientales que se fijen en los Planes Hidrológicos de cuenca tendrán la consideración de una limitación previa a los flujos del sistema de explotación (con la referida excepción de los abastecimientos a poblaciones). Recordemos que la norma europea no se refiere expresamente al establecimiento de un régimen de caudales ecológicos, sino que es entendida como una *conditio iuris*.

al margen del Plan hidrológico, sin derecho a recibir indemnización (art. 65.3 TRLA). La decisión plantea dudas legítimas de si vulnera el principio de intangibilidad de la concesión[35], por cuanto la modificación del aprovechamiento concesional se ampara en determinaciones que vienen recogidas en los PES.

A pesar de que los PES no tienen el carácter estructural o estratégico del Plan de la demarcación, se construyen sobre la base de este. Los PES están subordinados técnica y funcionalmente a los planes hidrológicos de demarcación, aunque con un enfoque material distinto: mientras los primeros realizan una planificación integral en el ámbito de la cuenca, los PES responden a crisis hídricas[36].

Dejando al margen el carácter normativo o no de los PES, la aplicación de sus contenidos, como parte del sistema de planificación hidrológico (art. 27 de la Ley 10/2001, de 5 de julio, del Plan hidrológico nacional (PHN, modificado por Ley 11/2005) con efectos complementarios y operativos al Plan hidrológico, sería título suficiente para obligar a la Administración a indemnizar estas intervenciones.

5.2. EL REAL DECRETO-LEY 8/2023, DE 27 DE DICIEMBRE: CAMBIOS EN LOS USOS DE PRELACIÓN DEL AGUA Y NO INDEMNIZACIÓN POR LOS PERJUICIOS SOPORTADOS

El Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre[37], introduce medidas de urgencia en materia hídrica, energética y de planificación hidrológica.

35. Como ha explicado CARO-PATÓN CARMONA, este principio de intangibilidad de la concesión, que exige a ambas partes su cumplimiento, se encuentra en crisis debido a la insuficiencia de recursos hídricos disponibles y a las tesis del TS que vendrían a considerar el contenido obligacional de la concesión como una "*cláusula iuris*" en la medida en que normas que se aplican con posterioridad pueden modificar automáticamente su clausulado incluso cuando las normas no dispongan una aplicación retroactiva: por ejemplo, a la hora de imponer al usuario hidroeléctrico una improvisada responsabilidad ambiental, al margen de la planificación y sin concertación. Vid. Caro-Patón Carmona, Isabel, "Usos habilitantes del dominio público hidráulico", *Ponencia del XIX Congreso de la AEPDA "El Derecho de aguas en España: Cuarenta años después"*, 2025, disponible en: https://www.aepda.es.

36. La Comisión Europea, en relación con los Planes hidrológicos de demarcación del tercer ciclo de planificación y su implementación en España, destaca la insuficiente coordinación con los PES, especialmente frente al cambio climático y eventos extremos como sequías e inundaciones. Vid. *SWD 2025 24 final, Third River Basin Management Plans-Sp*ain, 2025, pág. 38.

37. Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

En cuanto a las concesiones hidroeléctricas, recoge medidas excepcionales de gestión en contextos de sequía o escasez. Estas medidas permiten a los Organismos de cuenca alterar temporalmente las condiciones de explotación (caudales mínimos circulantes y volumen derivado), priorizando otros usos conforme al marco legal del TRLA y los PES.

La norma, con ómnibus, tramitada con urgencia, resulta criticable desde el punto de vista de la técnica jurídica por el amplio conjunto de disposiciones y medidas de diferente índole que agrupa, sin relación alguna entre sí. En lo que se refiere al régimen de concesiones hidroeléctricas, no modifica el régimen vigente, pero sí puede alterar las condiciones de referencia y el clausulado de la concesión. Su aplicación ha generado reparos por el impacto que tiene desde el punto de vista de la seguridad jurídica.

Como aspecto positivo, el art. 61 del Real Decreto-ley 8/2023 modifica el artículo 60 del TRLA, en relación con el orden de preferencia de usos del agua, que será el que rija con carácter supletorio a falta de definición por el Plan hidrológico de la demarcación. De este lado, el orden de prioridades de los planes hidrológicos de demarcación[38] deberá respetar en todo caso la supremacía del uso consignado en el apartado 1.º, abastecimiento de poblaciones, y la prioridad del uso de almacenamiento hidráulico de energía frente al resto de usos industriales, en el apartado 3.º.

La prelación del uso de almacenamiento hidráulico, en consonancia con el carácter estratégico de las centrales hidroeléctricas reversibles, adquiere no solo efectos simbólicos, sino, también, de relevancia práctica. De conformidad con lo dispuesto en el TRLA, toda concesión está sujeta a expropiación forzosa a favor de otro aprovechamiento que le preceda según el orden de preferencia establecido en el Plan Hidrológico de la demarcación hidrográfica. Y, por ende, existe la posibilidad de contratar la cesión parcial de caudales para usos de igual o superior rango que ahora podrán ser destinados al almacenamiento hidráulico (61.2 y 67 del TRLA).

El art. 61 del RD 8/2023 ofrece una nueva interpretación al art. 60 TRLA y, en concreto, al apartado 4, señalando: "Dentro de cada clase, en caso de

38. En este sentido, se establece el siguiente orden de prelación: 1.º Abastecimiento de población, incluyendo en su dotación la necesaria para industrias de poco consumo de agua situadas en los núcleos de población y conectadas a la red municipal; 2.º Regadíos y usos agrarios; 3.º Almacenamiento hidráulico de energía; 4.º Usos industriales para producción de energía eléctrica; 5.º Otros usos industriales no incluidos en los apartados anteriores; 6.º Acuicultura; 7.º Usos recreativos; 8.º Navegación y transporte acuático; 9.º Otros aprovechamientos.

incompatibilidad de usos, serán preferidos aquellas que satisfagan de mejor manera el interés general, aquellos que hayan sido considerados de utilidad pública o de interés social, aquellos que permitan alcanzar en mayor medida los objetivos de la planificación hidrológica y los objetivos de la planificación en materia de transición energética y cambio climático, aquellos que introduzcan mejoras técnicas que redunden en un menor consumo de agua, o en el mantenimiento o mejora del estado de las masas de agua". La inclusión de este dictado manifiesta un criterio formal de preferencia entre usos de las aguas que cumplan con los objetivos ambientales de la planificación[39].

Esta prevalencia de usos es similar a los criterios técnicos establecidos en los arts. 115.1 y 115.2 g) del RDPH cuando se señala que en los expedientes de concesión los Organismos de cuenca tendrán en cuenta los informes emitidos y decidirán sobre la competencia de peticiones según la prevalencia de usos, fijando las condiciones que regirán la concesión (...). Aplicando los caudales mínimos que respetar para usos comunes o por motivos sanitarios o ecológicos, si fueran precisos [art. 115.2 g].

Como aspecto negativo, el art. 62 del RD 8/2023 establece que las medidas adoptadas en los planes especiales de sequía, incluyendo las limitaciones en el uso del dominio público hidráulico, no generan derecho a indemnización. Ello incluye reducciones de caudal, interrupciones de uso o modificación de las condiciones establecidas en las concesiones como el volumen disponible. El precepto se apoya en un más que discutible principio de la sequía como causa de fuerza mayor para evitar este régimen de indemnización, condicionando la disponibilidad del agua concedida al interés general y a la disposición real de los volúmenes concedidos.

Insistiendo en mi parecer, los PES forman parte del sistema de planificación hidrológico con efectos complementarios y operativos al Plan hidrológico, por lo que la modificación de la concesión a través de los mismos tendría los mismos efectos que los planteados a través de la revisión del plan hidrológico, si quiera fuera con efectos temporales y, por tanto, sería título suficiente para indemnizar al concesionario.

39. El art. 53 del Real Decreto-Ley 8/2023, por su parte, estipula que en las demarcaciones hidrográficas del Guadiana, del Guadalquivir, del Segura y del Ebro se modifican temporalmente las condiciones de utilización del dominio público hidráulico, cualquiera que sea el título habilitante que haya dado derecho a esa utilización, y en particular las relativas [letra e)] a adaptar el régimen de explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos a las necesidades con el fin de compatibilizarlos con otros usos. Este precepto remite a mandatos ínsitos en el ordenamiento de aguas. Lo que hace es subrayar su cumplimiento en las cuatro demarcaciones a las que expresamente se refiere.

5.3. EL REAL DECRETO 665/2023, DE 18 DE JULIO, Y EL CRITERIO DE LA PROGRESIVIDAD EN LA APLICACIÓN DE REGÍMENES AMBIENTALES MENOS EXIGENTES DURANTE AÑOS SECOS

La renovación de este profuso cuadro normativo se completa con el art. 17 del R.D. 665/2023, de 18 de julio, que modifica el RDPH, al introducir un apartado 5 al art. 49 *quater* del RDPH, según el cual las subzonas o sistemas de explotación que, conforme al sistema de indicadores de los PES se encuentren en situación de sequía prolongada, podrán aplicar un régimen de caudales ecológicos menos exigente de acuerdo con lo previsto en su Plan hidrológico[40].

Este artículo hay que aplicarlo en conexión con la Orden ARM/2656/2008, de 10 de septiembre, por la que se aprueba la instrucción de planificación hidrológica (en adelante IPH), que, a su vez, introduce un criterio de racionalidad para la aplicación de objetivos ambientales en épocas de sequías. En los casos en los que deba aplicar un régimen de caudales ambientales menos exigente, este debe ser proporcionado y progresivo, alcanzando, al menos, con la simulación, el 25% del hábitat potencial útil máximo (IPH, aptdo. 3.4.3).

Paradójicamente, en las centrales hidroeléctricas a pie de presa —a diferencia de las centrales de tramo— pueden generarse beneficios derivados de la suelta de agua en embalses con fines ambientales. De hecho, cada central hidroeléctrica constituye una unidad de demanda diferenciada (IPH, aptdo. 3.1.2.4.2.). En estos casos, la IPH ampara que los caudales de desembalse a pie de presa, que sea preciso liberar para mantener el régimen de caudales ecológicos, puedan ser objeto de concesión o autorización para aprovechamiento hidroeléctrico, en la medida en que no distorsione el régimen de caudales ecológicos aguas abajo de la presa (art. 49 *quater* RDPH, 6).

Como resultado de estas y otras modificaciones[41] podemos advertir la aparición de criterios basados en la progresividad *ad hoc* de decisiones administrativas en épocas de sequía, ya sea a través de la adaptación de instrumentos de planificación y normas específicas, que establecen medidas de mitigación, como a través de órganos especializados (Comisiones de Desembalse, Comités Permanentes de Sequía). Sin embargo, es preciso que

40. Salvo en zonas protegidas, como establece el art. 18.4 del Real Decreto 907/2007, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Planificación Hidrológica (RPH).

41. El art. 26.2 del Real Decreto-ley 4/2023 que habilita a determinados "titulares de derechos al uso del agua adscritos a las zonas regables de iniciativa pública cuyas dotaciones brutas máximas figuren en los planes hidrológicos de cuenca" a celebrar los contratos de cesión a los que se refiere el artículo 67.1 TRLA. Estos contratos podrían dirigirse a la producción de centrales hidroeléctricas reversibles.

estas decisiones se coordinen, tratando de no poner "palos en las ruedas" a la seguridad jurídica, las garantías del concesionario como sujeto titular de derechos o a la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles que, bajo la condición *ex novo* de instalaciones de almacenamiento hidráulico, tienen un interés estratégico para avanzar en la tan ansiada transición energética.

5.4. LA DETERMINACIÓN DE CAUDALES ECOLÓGICOS DURANTE EL TERCER CICLO DE PLANIFICACIÓN HIDROLÓGICA. EL IMPACTO SOBRE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS

Como punto y final a este trabajo vamos a realizar una serie de consideraciones generales a la experiencia de estos años de sequía en lo que se refiere a la adaptación, más exigente, del régimen de caudales ecológicos durante el tercer ciclo de planificación hidrológica, teniendo en cuenta el impacto de las decisiones. Esta problemática ha sido tratada con solvencia en los recientes trabajos de CARO-PATÓN CARMONA[42] y MOLINA GIMÉNEZ[43]. A lo largo de diferentes trabajos estos autores han sido capaces de interpretar y desenmarañar los herméticos criterios que emanan de la extensa jurisprudencia relacionada con la implantación de caudales ecológicos en España.

El régimen de los caudales ecológicos para el conjunto de la demarcación debe establecerse como contenido mínimo obligatorio del Plan hidrológico [art. 42.1.b) del TRLA]. El art. 26.3 LPHN estipula que "La inexistencia de obligación expresa en relación con el mantenimiento de caudales ambientales en las autorizaciones y concesiones otorgadas por la Administración hidráulica, no exonerará al concesionario del cumplimiento de las obligaciones generales que, respecto a tales caudales, serán recogidas por la planificación hidrológica, sin perjuicio del posible derecho de indemnización".

La determinación del régimen de caudales ecológicos emplea complejas metodologías de cálculo que, dados sus resultados de alto perfil técnico[44],

42. Vid. Caro-Patón Carmona, Isabel, "Usos habilitantes del dominio público hidráulico", *op. cit.*; y, de la misma autora, "Sobre el justo equilibrio entre los beneficios ambientales derivados de los caudales ecológicos y los usos del agua", *Revista Aranzadi de Derecho ambiental*, núm. 55, 2023, págs. 11-25.
43. Vid. Molina Giménez, Andrés, *Trasvases, medio ambiente y planificación hidrológica. Reflexiones a la luz del tercer ciclo de planificación (2022-2027)*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2022.
44. A este respecto, se puede consultar la guía "Ecological flows in the implementation of the Water Framework Directive Guidance Document No. 31", Comisión Europea, 2015.

hace que la decisión sea difícil de rebatir en términos jurídicos[45]. La discrecionalidad de las metodologías de cálculo (indicada hasta por el Consejo de Estado[46]) se extiende a masas de agua que presentan características distintas. El RD 35/2023, de 24 de enero[47], DF 3.ª, prevé la actualización de la IPH para fijar para todas las demarcaciones hidrográficas, criterios técnicos y metodologías más detallados y precisos que los actuales para la determinación de los caudales ecológicos, respetando las especificidades de cada una de ellas.

El procedimiento se ha ido depurando técnicamente con cada ciclo de planificación completado[48]. Sin embargo, la determinación del régimen de caudales ecológicos sigue planteando conflictos y desafíos desde una vertiente socioeconómica[49]. Los promotores hidroeléctricos, por ceñirnos al sector que nos ocupa[50], al margen de las afecciones provocadas en los volúmenes de aguas disponibles, destacan el elevado coste económico que conlleva adaptar el diseño de grandes presas que no contemplaban el desembalse de caudales, a una determinación *ex novo* de regímenes de caudales. En otros casos se advierte de la "falta de unidad de criterios" entre demarcaciones o el repentino aumento de tramos en los que se establecen nuevos caudales mínimos con respecto al anterior ciclo de planificación[51].

45. Esta discrecionalidad es particular con respecto a la que presentan otros instrumentos técnicos de planificación como pueden ser los urbanísticos, ambientales, económicos, etc.
46. Dictamen núm. 506/2023, de 22 de junio de 2023, del Consejo de Estado.
47. Real Decreto 35/2023, de 24 de enero, por el que se aprueba la revisión de los planes hidrológicos de las demarcaciones hidrográficas del Cantábrico Occidental, Guadalquivir, Ceuta, Melilla, Segura y Júcar, y de la parte española de las demarcaciones hidrográficas del Cantábrico Oriental, Miño-Sil, Duero, Tajo, Guadiana y Ebro.
48. Este procedimiento, se nutre, *grosso modo*, de dos etapas: una primera, de determinación del régimen de caudales ecológicos, que se construye, a partir de dos subfases: a) La elaboración de estudios técnicos dirigidos a determinar el régimen de caudales ecológicos en todas las masas de agua (apartado 3.4 IPH); y, b) Un proceso de concertación que traslade los resultados de los estudios técnicos a la realidad hidrográfica de los ríos. Y, otra segunda etapa, de implantación del régimen de caudales ecológicos, que consiste en trasladar la realidad ambiental a la realidad jurídica de los ríos, procediendo, en su caso, a una revisión de las concesiones.
49. Vid. Fanlo Loras, Antonio, "Los caudales ecológicos como herramienta para armonizar los objetivos ambientales y socio-económicos de la planificación hidrológica", *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental,* núm. 49, 2021.
50. La STS de 23 de septiembre de 2014 (rec. 9720/2014) niega que los planes hidrológicos puedan determinar los supuestos en los que, al fijar el caudal ecológico, quepa o no indemnización. A juicio del magistrado, el art. 65.3 TRLA contiene los elementos suficientes para su aplicación y desarrollo jurisprudencial. De este modo, se excluye la posibilidad de que los planes hidrológicos puedan excluir con carácter general (como hacía el Plan hidrológico de la Demarcación Hidrográfica Galicia Costa) la posibilidad de indemnización de los concesionarios.
51. La Asociación Española de Empresas de Energías Renovables (Appa) ha advertido ante la Confederación del Duero, donde hay 162 aprovechamientos hidroeléctricos con más

La incertidumbre que provoca esta situación se traslada a la obligación de incluir para cada masa de agua una especificidad técnica que deja escaso margen para las soluciones adaptativas. La jurisprudencia (SSTS 854 y 855/2019, de 14 de marzo; 937/2019, de 21 de marzo; y 1159/2019, de 2 de abril) ha declarado la necesidad de que el régimen de caudales ecológicos incluya, para todas las masas de agua, sus tres componentes (caudales mínimos circulantes, tasas de cambio y caudales de crecida). Técnicamente, esta obligación, rigurosa, de cumplir con las tasas de cambio de los caudales ecológicos limita la capacidad de respuesta de las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo. Los caudales mínimos, máximos y generadores pueden reducir la potencia y el producible hidroeléctrico.

La concertación es uno los elementos que claramente deben ser mejorados en el procedimiento, como ha señalado CARO-PATÓN CARMONA al analizar la jurisprudencia del Tribunal Supremo: " (…) equivale a la celebración de reuniones en las que la Administración informa genéricamente a los usuarios acerca del régimen de caudales que se prevé implantar". A pesar de que la IPH define este trámite como una fase de negociación o resolución de alternativas, a través del cuál están representados adecuadamente todos los actores afectados: organismos oficiales, usuarios, organizaciones económicas sociales y ambientales, expertos y en el caso concreto de los usos energéticos, organismos oficiales responsables del suministro eléctrico.

Dado que la concertación se realiza con carácter previo a la inclusión de caudales en el plan hidrológico, sería muy oportuno de cara al cuarto ciclo de planificación reforzar su utilidad. En situaciones de sequía, este trámite debe ser aún más quirúrgico. La viabilidad de este proceso es, obviamente, más reducida, pero un reconocimiento más sólido de la concertación ayudaría a legitimar también las decisiones sobrevenidas que se deban adoptar en períodos de sequía por razones ambientales urgentes.

La propia IPH (aptdo. 3.4.6) ha definido con claridad la funcionalidad de este trámite al señalar que "(...) El objetivo de la concertación es compatibilizar los derechos al uso del agua con el régimen de caudales ecológicos para hacer posible su implantación. El proceso de concertación del régimen de caudales ecológicos tendrá los siguientes objetivos: a) Valorar su integridad hidrológica y ambiental; b) Analizar la viabilidad técnica, económica y

de 4.000 MW instalados, el 19% del total nacional, de la "falta de unidad de criterio" en el establecimiento de estos caudales. Esto supone "un agravio comparativo entre concesiones en distintas demarcaciones de cuenca" y genera "tratos diferenciales y discriminatorios" La Confederación del Ebro (con más de 350 centrales hidroeléctricas) eleva de 69 a 686 los puntos con caudales mínimos.

social de su implantación efectiva; y, c) Proponer un plan de implantación y gestión adaptativa".

Si admitimos que la metodología de cálculo no es exacta y, que, además acontecen cambios sobrevenidos en la concesión que no generan derecho de indemnización, entonces, la necesidad de introducir mecanismos de flexibilización y concertación para mitigar el impacto en los detrimentos patrimoniales resulta elocuente.

Como afirma CARO-PATÓN CARMONA, la implantación de un régimen de caudales ecológicos a través del Plan hidrológico de demarcación tiene efectos normativos (invocables) y descriptivos (requieren de una aplicación específica a través de un acto administrativo que puede ser recurrido). Es importante entender esta diferencia, de cara a una virtual defensa del particular, porque, hasta la fecha, la jurisprudencia del Tribunal Supremo se ha demostrado en exceso oscilante. Como explica con acierto esta autora, los Planes hidrológicos de primer y segundo ciclo la revisión de caudales se hizo sin seguir los preceptivos análisis sociales (repercusiones económicas de su implantación sobre derechos preexistentes). El TS rechazó que la falta de análisis socioeconómico (sobre usos hidroeléctricos y regadíos, principalmente) implicara la nulidad del plan. Esta impugnación, además, no se admitió en el momento de aprobar el plan, sino cuando se revisaron estas concesiones (STS 11 de junio de 2014, rec. 3230/2014, FJ 3 y, SSTS de 14 de marzo de2019 (rec.: 4413/2016) y de 01 de abril de 2019 (rec.: 4447/2016).

En otro orden, la STS de 14 de mayo de 2020 (rec. cas. 4805/2018) procede a indemnizar en los casos (no queridos) en los que, sin revisar previamente la concesión demanial, se hubiera obligado a su titular a respetar un régimen de caudales ecológicos causando un daño o perjuicio a un concesionario. A diferencia de la STS de 21 de julio de 2022 (rec. cas. 2611/2021), que considera que la imposición de caudales ecológicos se rige por el art. 26.3 Ley 10/2001 del PHN y los art. 49 ter y quáter RDPH. Considera la indemnización no como causa de expropiación, sino de responsabilidad extracontractual, por lo que la Administración puede eludir la aplicación del art. 65 TRLA incluso en los casos en los que proceda la revisión de la concesión. A juicio de esta autora, la sentencia: 1) Desplazaría la carga de la prueba a los perjudicados para demostrar la producción de un daño antijurídico; 2) Elude la concertación; y, 3) Diluye el *quantum* de la posible indemnización porque no existe una metodología de cálculo de la responsabilidad, a diferencia de lo que sí sucede con la expropiación.

Finalmente, la STS de 22 de noviembre de 2023 (rec. núm. 151/2022): tanto las asignaciones como los caudales ecológicos tienen contenido normativo "con efectos vinculantes para administraciones y particulares"[52].

En general, como explica MOLINA GIMÉNEZ[53], la secuencia que se sigue es la siguiente:

— La determinación del caudal ecológico se aplica directamente a las concesiones existentes que ya preveían su establecimiento, mediante su notificación, y a las nuevas concesiones, incluyéndose *ab origine* en el título.

— Las concesiones previas que no contemplaban esta limitación deberán ser revisadas mediante procesos de concertación individualizados.

— La imposición singular del caudal ecológico puede generar compensaciones a las empresas hidroeléctricas concesionarias, con independencia de si supone la revisión del título de aprovechamiento.

En todo caso, la determinación de estos caudales ecológicos plantea potenciales impactos en los aprovechamientos hidroeléctricos, como son la reducción de caudales disponibles para turbinar durante las horas de mayor rentabilidad, la necesidad de adaptar los equipamientos de desagüe, o los citados problemas relacionados con las tasas de cambio, dado que las variaciones en el caudal pueden generar fluctuaciones que dificulten tanto la planificación como la operación en planta.

La falta de coordinación entre planes hidrológicos, por ejemplo, en cuanto a aspectos que inciden en los pasos escalonados, o respecto al grado de progresividad, son fundamentales para aclarar esta cuestión, requiriéndose, en todo caso, evitar el uso indebido de trámites de urgencia en normas que resultan complejas de interpretar pero que tienen un alto impacto social, como expuso el Consejo de Estado[54].

52. Véase el pertinente análisis sobre esta cuestión que realiza Caro-Patón Carmona, Isabel, "Usos habilitantes del dominio público hidráulico", *op. cit.*

53. Vid. Molina Giménez, Andrés, *Trasvases, medio ambiente y planificación hidrológica, op. cit., in totum.*

54. Así, el Consejo de Estado, en el citado Dictamen de 2023, observa una "falta de coherencia" entre los planes del Tajo y del Segura al partir de escenarios diversos, advirtiendo que la D.A. novena en la que se determinan los caudales ecológicos del Tajo no cumple "adecuadamente" la función coordinadora para la que fue concebida en origen. A estos efectos, hay que recordar que el Plan hidrológico del Tajo fijó nuevos

La reciente STS 515/2025, de 6 de mayo, en relación con este mismo asunto sobre el que se pronuncia el máximo órgano consultivo, resuelve la impugnación parcial del Plan Hidrológico del Tajo sobre el escalonamiento temporal de los caudales ecológicos mínimos en el tramo central del río (entre Bolarque y Valdecañas), señalando la obligación de llevar a cabo una aplicación inmediata de los caudales ambientales en 13 masas de agua entre Bolarque y Valdecañas, integradas dentro de la Red Natura. A juicio del Tribunal, estas restricciones escalonadas no puedan servir para demorar los objetivos ambientales y declara la nulidad del escalonamiento y de las cláusulas habilitantes del Plan hidrológico del Tajo por no definir adecuadamente los objetivos específicos ni condiciones de exención conforme al art. 4 de la DMA (excepciones ambientales). En sentido contrario, ordena su aplicación inmediata conforme a los valores previstos para 2027 (8,65 m^3/s).

Esta interpretación plantea serios interrogantes en cuanto a su idoneidad y los efectos que produce. La sentencia persevera en los errores previamente señalados. La decisión adolece de una falta total de ponderación en el equilibrio territorial y de medidas compensatorias o transitorias. El fallo, además, genera inseguridad jurídica (la anulación parcial del plan producirá irreparables perjuicios) y desequilibrio ambiental,que actúa en contra de una visión integral y progresiva del uso racional del agua.

Finalmente, invocar la exigencia máxima de aplicación sobre la base de una supuesta fundamentación científica, transparente y coordinada que, como hemos explicado, no puede ser sustentada, va en contra del criterio de progresividad que se venía aplicando. Lo anterior, induce a considerar el interés general como un concepto unívoco, sin tener en cuenta el impacto de la decisión ni cómo afecta a los destinatarios del trasvase. En conclusión, la decisión adoptada es contraria a las razones de seguridad, equilibrio y concertación que venimos defendiendo en este trabajo y que también hemos expuesto en otras contribuciones[55].

---

caudales ecológicos, elevándolos de 6 m^3/s a 7 m^3/s a partir del 1 de enero de 2023, con previsiones de subir a 8 m^3/s en 2026 y 8,65 m^3/s en 2027. El Consejo de Estado consideró que esa progresión debía ser compatible con el trasvase Tajo-Segura y gestionarse mediante normas claras y coordinadas.

55. Vid. Navarro Ortega, Asensio, "Los sistemas de explotación como arquetipo para la superación de conflictos vinculados a la gestión cuantitativa de los recursos hídricos: Aspectos técnicos y jurídicos", en Arana García, Estanislao (Dir.): El control de la colaboración privada en la gestión de los servicios urbanos del agua: hacia un nuevo pacto social por la gestión del agua, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2020, págs. 487-522.

6. CONCLUSIONES

Los altos precios de la energía y la vulnerabilidad en el suministro han mermado la competitividad de la UE. Europa ha quedado económicamente expuesta a fluctuaciones políticas internacionales que han generado importantes daños (hiperinflación, déficit en la balanza de pagos, dependencia exterior, etc.).

Los problemas del mercado energético europeo impiden aprovechar el alto potencial que tienen las energías limpias. El informe Draghi lidera un proceso político de regeneración que, entras otras medidas, propone un Plan Integral de Energías basado en el enfoque tecnológico neutro de las renovables.

Dentro de las energías renovables, merece una mención especial la energía hidroeléctrica reversible, por su capacidad de integración y de respaldo en el sistema energético. El silogismo "nexo agua y energía" da paso a una nueva expresión para convertirse en el "binomio seguridad hídrica-seguridad energética" que pasa por reforzar el sistema de generación de las renovables y, dentro de ellas, el papel estratégico que tienen las centrales hidroeléctricas reversibles.

Como resultado de modificaciones puntuales a través de normas que regulan situaciones excepcionales (sequías, crisis energética, reacción frente a conflictos bélicos) se reinterpretran las cláusulas concesionales y se crea un derecho *ex novo* donde se produce una revisión *de facto* de la concesión sin derecho a indemnización. La aplicación de estas normas carece de la debida previsibilidad normativa, generando incertidumbre, falta de transparencia e inseguridad jurídica.

Las normas analizadas introducen una casuística en relación a las restricciones ambientales urgentes que genera un detrimento patrimonial en el concesionario. En la medida en que el supuesto no se ajusta a los postulados del art. 65.1 c) del TRLA (revisión por el plan hidrológico), el concesionario (art. 65.3 TRLA y 90.3 RD 907/2007 RPH) no será indemnizado. Sin embargo, los PES forman parte del sistema de planificación hidrológico y, por tanto, sería título suficiente para indemnizar al concesionario.

Si admitimos que la metodología de cálculo empleada para determinar caudales ecológicos no es exacta y, que, además acontecen cambios sobrevenidos en la concesión que no generan derecho de indemnización, entonces, la necesidad de introducir mecanismos de flexibilización y concertación para mitigar el impacto en los detrimentos patrimoniales resulta más necesaria.

Es preciso asegurar el futuro de la hidroeléctrica reversible como un recurso energético no consuntivo del agua, capaz de ofrecer servicios de respaldo e hibridación a otras fuentes de generación energética (eólica o fotovoltaica). Ello supone reforzar la coordinación de los PES y otros instrumentos y medidas singulares aprobadas *ad causam*, en todo caso con pleno respeto al marco general de la planificación hidrológica. Asimismo, resulta necesario mejorar los sistemas de concertación, respetando el principio de intangibilidad de las concesiones y promoviendo soluciones duraderas y conciliadoras que contribuyan a reforzar la seguridad jurídica.

La proliferación de normas inconexas y carentes de las más elementales reglas de técnica legislativa no ayudan en este escenario. Al igual que la jurisprudencia oscilante del Tribunal Supremo. En un Estado con propensión máxima a las sequías y a la escasez de agua parece lógico que estas decisiones tuviesen una lógica previsible y ordenada y estuvieran recogidos de manera conexa dentro del marco general de la planificación hidrológica. Siendo más vehemente: se requiere un nuevo plan hidrológico nacional en desarrollo de un Pacto Nacional del Agua.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arana García, Estanislao, "El necesario impulso a las centrales hidroeléctricas reversibles como contribución a la seguridad energética nacional: algunas cuestiones jurídicas", en Melgarejo Molina, Joaquín et. al. (Coords.), *Seguridad hídrica*, Universidad de Alicante, 2023.

Bermejo Latre, José, "La extinción y reversión de aprovechamientos hidroeléctricos: 'el día después'", *Monografías de la Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. XXIV, Zaragoza, 2022, pp. 335-357.

Caro-Patón Carmona, Isabel, "Usos habilitantes del dominio público hidráulico", *Ponencia del XIX Congreso de la AEPDA "El Derecho de aguas en España: Cuarenta años después"*, 2025, disponible en: https://www.aepda.es

— "Sobre el justo equilibrio entre los beneficios ambientales derivados de los caudales ecológicos y los usos del agua", *Revista Aranzadi de Derecho ambiental*, núm. 55, 2023, págs. 11-25.

Carpi Abad, María Victoria, *Aprovechamientos hidroeléctricos: su régimen jurídico-administrativo, Lex Nova*, Valladolid, 2002.

— "Aprovechamientos hidroeléctricos", en Embid Irujo, A. (Dir.): *Diccionario de Derecho de aguas*, Iustel, 2007.

Conde Antequera, Jesús, "La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros", Revista de Administración Pública, 222, 2023, págs. 212 y ss., https://doi.org/10.18042/cepc/rap.222.07.

— "Políticas públicas para la mitigación del impacto del cambio climático sobre los aprovechamientos energéticos", en Melgarejo Molina, Joaquín et. al. (Coords.), *Seguridad hídrica*, Universidad de Alicante, 2023.

Fanlo Loras, Antonio, "Los caudales ecológicos como herramienta para armonizar los objetivos ambientales y socio-económicos de la planificación hidrológica", *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental,* núm. 49, 2021.

— "La singularidad hidrológica de España: un sistema de aguas artificializado", en Crepaldi, Gabriella (Coord.): *Perfiles de la ordenación jurídica del agua en Italia, España y América Latina*, Tirant Lo Blanch, 2017, págs. 21-44.

Landín Zorrilla, Rafael, Relaño Cobián, Gregorio y Heras Moreno, Guillermo: "Teoría práctica de las concesiones hidroeléctricas", en AA.VV.: *Derecho de aguas,* Fundación Instituto Euromediterráneo del Agua, Murcia.

Martín-Retortillo Baquer, Sebastián, *Derecho de aguas*, Civitas, Madrid, 1997, *in totum*.

Molina Giménez, Andrés, *Trasvases, medio ambiente y planificación hidrológica. Reflexiones a la luz del tercer ciclo de planificación (2022-2027)*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2022.

Navarro Ortega, Asensio, "La reforma del mercado eléctrico de la Unión Europea y el nuevo régimen de la energía hidroeléctrica en España", *Revista de Derecho Administrativo (ReDAd),* n.º 40 (julio-diciembre), 2024, págs. 321-328, https://doi.org/10.7764/redad.40.32.

— "Los sistemas de explotación como arquetipo para la superación de conflictos vinculados a la gestión cuantitativa de los recursos hídricos: Aspectos técnicos y jurídicos", en Arana García, Estanislao (Dir.): *El control de la colaboración privada en la gestión de los servicios urbanos del agua: hacia un nuevo pacto social por la gestión del agua*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2020, págs. 487-522.

Capítulo 13

Afección de los usos hidroeléctricos (CHR) a los derechos de regadío en la agricultura

María Purificación Rubio Bravo
Investigadora predoctoral de derecho administrativo
Universidad de Granada

1. INTRODUCCIÓN

El objeto de la investigación consiste en analizar la solución dada por el ordenamiento jurídico y la jurisprudencia a las posibles afecciones causadas por los usos hidroeléctricos del agua, en concreto en centrales hidroeléctricas reversibles, a los derechos de aguas otorgados o potenciales para el regadío.

En términos generales, los conflictos entre las centrales hidroeléctricas y los regantes no son habituales. En condiciones normales, el organismo de cuenca reúne a los usuarios del agua a través de las juntas de explotación y la comisión de desembalse. En situaciones de sequía, se incorpora también la comisión permanente de sequía. En estos órganos se alcanzan los acuerdos para una gestión consensuada del recurso. Cuando una central hidroeléctrica debe desembalsar agua para atender las necesidades de riego, dicha agua se turbina, generando un beneficio económico para el titular de la central. Por esta razón, normalmente no existe conflicto entre ambos usos, ya que el desembalse resulta ventajoso para ambas partes.

Sin embargo, ello no significa que la relación entre ambos por el uso del agua haya sido siempre pacífica ni que siempre lo será. Se ha señalado que la principal dificultad que enfrenta la Administración en la concesión de aguas para centrales hidroeléctricas reversibles radica en la incompatibilidad de estas con derechos previamente otorgados[1]. Los objetivos energéticos a

1. Castro-Valdivia, David, "El binomio agua-energía. Aspectos técnicos", Conferencia impartida en el Máster de Derecho de Aguas, tercera edición 2024-2025, Granada,

corto y medio plazo obligan a incrementar la producción de energía renovable para alcanzar la descarbonización de la economía y la neutralidad climática en 2050[2]. Por tanto, en un sistema eléctrico basado completamente en las energías renovables, será necesario el aumento de potencia de almacenamiento energético[3], para dar seguridad en el abastecimiento, función que cumplen de forma principal las centrales hidroeléctricas reversibles[4].

Consideramos "afección" la disminución de caudal o el deterioro de la calidad del agua que impide su uso para el regadío, excluyendo las variaciones menores en el nivel o caudal que no afecten el aprovechamiento previo, tal y como se define en el art. 184.6 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico (en adelante, RDPH)[5]. Por tanto, dos derechos que no se causan afecciones serán compatibles, es decir, cuando pueden ser satisfechos compartiendo el mismo recurso, no alteren la distribución en el tiempo de los volúmenes requeridos por el otro y no alteran la calidad del agua requerida por el otro[6].

---

13 de diciembre de 2024. Existen dos dificultades principales en la implantación de las centrales hidroeléctricas reversibles, la conflictividad con los derechos otorgados previamente y la conversión de centrales de pie de embalse en hidroeléctricas reversibles.

2. El art. 3 de la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética establece los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero y generación y consumo de energías renovables en el año 2030 y la neutralidad climática en 2050. Para ello, se crean dos figuras que determinan el marco de acción sobre el clima: el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización 2050. En el ámbito europeo, de entre la amplia normativa climática, cabe destacar el Reglamento (UE) 2021/1119 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática.
3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030, págs. 154-155. En el mismo sentido, la Estrategia de Almacenamiento Energético y la Ley de Cambio Climático y Transición Energética.
4. Las principales fuentes de energía renovable (solar y eólica) no son gestionables, por lo que los distintos planes y estrategias fomentan las centrales hidroeléctricas reversibles por su capacidad de almacenamiento de energía y por tanto de "regulación" del sistema. Además, González Collado, Borja, "Almacenamiento de energía: bombeo hidroeléctrico la muela (Valencia)", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada; Fernández Aracil, Patricia (Coords.), Agua, Agricultura y Alimentación, 2024, pág. 749, destacan la rápida respuesta de la turbina de la central, lo que le permite ajustar de forma precisa la potencia instantánea a la potencia demandada y hacer un arranque autónomo en caso de "apagón" del sistema eléctrico.
5. "una disminución del caudal realmente aprovechado o un deterioro de su calidad que lo haga inutilizable para el fin al que se dedicaba […], pero no la simple variación del nivel del agua en un pozo, o la merma del caudal en una galería o manantial, si el remanente disponible es igual o superior al anteriormente aprovechado".
6. De forma similar al art. 9.3 del Plan Hidrológico del Tajo: "Se considerará que dos aprovechamientos son compatibles entre sí cuando: a) Es factible su satisfacción com-

Esta investigación busca contribuir al análisis del régimen normativo que servirá de solución a las mencionadas afecciones e incompatibilidades. Asimismo, pretende identificar los criterios jurisprudenciales que han delimitado estos conflictos como indicador de los próximos pronunciamientos sobre afecciones del uso del agua en centrales hidroeléctricas reversibles al regadío.

Para ello, analizamos las afecciones que pueden causar las centrales hidroeléctricas reversibles a los derechos de riego. Una vez identificados los conflictos que pueden producirse, analizamos el orden de prelación como principal regla conflictual en nuestro derecho de aguas, sus implicaciones en las relaciones entre distintos usuarios y las excepciones previstas al mismo. Además, se examina como se solucionan las afecciones en el procedimiento para la otorgación de una nueva concesión para centrales a los derechos previos de riego o a las solicitudes concurrentes para el riego. Una vez otorgada la concesión, examinamos la posibilidad de indemnización por las afecciones sufridas por los regantes, tanto a través del mecanismo de la responsabilidad administrativa como a través de la reclamación privada a la central.

2. CARACTERIZACIÓN GENERAL DE LAS AFECCIONES

El agua es un recurso natural escaso e indispensable para el ejercicio de la mayoría de las actividades económicas. Por ello, ha sido fuente de conflictos, lo que la ha caracterizado desde su nacimiento como un conjunto de normas que tratan de dar respuestas a los mismos[7]. Es más, la capacidad de respuesta de la norma a los conflictos que se plantean sobre el recurso es la que determina su propia vigencia[8].

---

partiendo el mismo recurso; b) No alteran la distribución en el tiempo de los volúmenes requeridos por el otro; c) Ninguno altera la calidad del agua requerida por el otro".

7. Fanlo Loras, Antonio, "La singularidad hidrológica de España: un sistema de aguas artificializado", en Crepaldi, Gabriella (Coord.), Perfiles de la ordenación jurídica del agua en Italia, España y América Latina, G. Giappichelli, Tirant Lo Blanch, 2017, habla de la singularidad hidrológica de España por sus condicionantes físicos, citando a Jordana De Pozas y como ya señalaba que el derecho de aguas de un país está condicionado por sus circunstancias físicas.

8. Vid. Martín-Retortillo, Sebastián, Derecho de aguas, Civitas, 1997, pág. 63. Pone de manifiesto como la insuficiencia del sistema normativo de las leyes de 1866 y 1879, a pesar de su perfección técnica, fue lo determinante para su sustitución por la Ley de Aguas de 1985. Las leyes de 1866 y 1879 regulaban el uso del agua en una sociedad agraria y rural y se consideraba necesaria una adaptación de las normas a la nueva realidad de una sociedad industrial, entre las que el autor señala las centrales hidroeléctricas reversibles.

Actualmente la aplicación de la normativa de aguas en España se articula a través de la planificación hidrológica. A través de los planes hidrológicos se trata de sistematizar las previsiones de oferta y demanda del recurso, previsiones para el futuro, normas de calidad de las aguas, caudales ecológicos, régimen económico financiero del agua y obras hidráulicas a desarrollar[9]. Por tanto, los planes hidrológicos serán un factor clave en la resolución de cada solicitud de derechos para la utilización del dominio público hidráulico.

El uso del agua para la central hidroeléctrica reversible es un uso privativo por lo que requiere concesión administrativa (art. 59.1 Texto Refundido de la Ley de Aguas, en adelante, TRLA). El aumento de almacenamiento hidráulico de energía se llevará a cabo a través de dos instrumentos: nuevas concesiones de almacenamiento hidráulico de energía y la modificación de concesiones previas para la producción de energía eléctrica.

Por lo general, también será el titulo necesario para los regantes en cuanto uso privativo del agua, salvo que se trate de alguna de las excepciones del art. 54 TRLA: aguas de manantiales o pozos sitos en el interior del predio cuando el volumen total anual no sobrepase los 7.000 m^3.

Al ser dos usos privativos es inevitable que se produzcan conflictos entre usuarios derivados de la competencia el recurso. Sin embargo, la frecuencia y tipo de afectaciones que pueden producir las centrales a los regantes dependerá del tipo de central: de agua fluyente[10], de embalse o pie de presa[11], o de bombeo o reversibles[12]. La conflictividad derivada de las centrales fluyentes será casi inexistente, mientras que las centrales a pie de presa sí

9. Embid Irujo, Antonio, "Planificación hidrológica", en Embid Irujo, Antonio, Diccionario de Derecho de Aguas, Iustel, 2007, pág. 768.
10. En las centrales fluyentes no se almacena el agua, sino que se aprovecha directamente el caudal del río mediante la construcción de canales o pequeñas presas para dirigir el agua hacia las turbinas. La generación de electricidad depende en estas centrales del flujo natural del agua.
11. Han sido hasta hace poco las más comunes en España. En las centrales de embalse se construye una presa para almacenar el agua y cuando se necesita electricidad se libera controladamente el agua a través de unos conductos. El agua, al caer con gran presión sobre las turbinas hidráulicas las hace girar y genera electricidad a través de los generadores eléctricos conectados a las mismas.
12. Por último, las centrales de bombeo o CHR se caracterizan por tener dos embalses, uno superior y otro inferior. En horas de baja demanda eléctrica se usa la electricidad sobrante para bombear el agua del embalse inferior al superior y a la inversa en horas de alta demanda, en las que el agua se libera desde el embalse superior, moviendo las turbinas y generando electricidad.

han dado lugar a diversos pronunciamientos sobre su compatibilización con otros derechos aguas abajo o incluso aguas arriba. En un contexto, como señalamos *supra,* de general armonía entre ambos usuarios en la gestión del recurso.

En relación con las centrales de bombeo o reversibles debemos diferenciar entre las de esquema puro (*closed-loop pumped storage)* y esquema mixto *(open-loop pumped storage)*, pues las afecciones a los derechos de los regantes serán diferentes. En el esquema puro la conflictividad con el resto de los usos será menor, al estar la infraestructura separada del cauce del río. Estas centrales suelen tener una regulación diaria. El reservorio superior se alimenta solo por el caudal bombeado del inferior, por lo que la central solo requiere una aportación de agua que turbina y bombea hacia arriba y hacia abajo repetidamente.

Sin embargo, las concesiones de aguas para centrales de esquema mixto resultarán más conflictivas con los derechos previos de los regantes. En este caso el reservorio superior se alimenta del caudal bombeado desde el reservorio inferior, que a su vez se alimenta del río o efluente al que está conectado. La mayoría de las centrales hidroeléctricas reversibles en España siguen este modelo y en el futuro aumentarán, ya que se fomenta la conversión de embalses de pie de presa a reversibles por el aumento de dependencia de las energías renovables.

Por último, desde un punto de vista generalista, los conflictos que deriven de las afección de los usos hidroeléctricos al regadío se enmarcan en el complejo nexo agua-energía-alimentación. Según las proyecciones científicas más recientes[13], el cambio climático aumentará la evaporación y disminuirá la disponibilidad hídrica en muchas cuencas españolas. Ello unido al aumento de la demanda de agua para la transición energética, derivará en una intensificación de la competencia por el recurso y tensionará aún más la interdependencia entre agua, energía y alimentación. La priorización de la transición energética podría elevar los costes alimentarios, aumentar la dependencia de países extranjeros y afectar negativamente a la balanza económica. Por el contrario, la priorización del regadío podría resultar en dificultades en la garantía del suministro eléctrico en un sistema basado completamente en las energías renovables.

13. IPCC, (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]; CEDEX (2017). Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España.

3. EL ORDEN DE PRELACIÓN COMO PRINCIPAL REGLA CONFLICTUAL

La prelación de usos es la principal regla de resolución de conflictos entre aprovechamientos hídricos, pues prioriza aquellos destinos que se consideran más importantes para el interés general por el legislador y la Administración[14].

No todos los ordenamientos jurídicos optan por este modo de resolver los diversos intereses concurrentes sobre el recurso hídrico. Por ejemplo, en Italia no existe un orden de prelación entre todos los usos, simplemente se declara la prioridad del uso para consumo humano, mientras que otros usos son admitidos si el recurso es suficiente[15]. En Italia los usos agrarios gozan de una gran protección, pues el art. 167.1 del Decreto legislativo de 3 de abril de 2006, sobre normas en materia ambiental, establece que en los momentos de sequía y escasez del recurso debe ser asegurada, después del abastecimiento urbano, la prioridad de los usos agrícolas.

El orden de prelación no es estático, sino que evoluciona en respuesta a los valores sociales y económicos predominantes en cada momento, por lo que se convierte en reflejo de la dinámica y las necesidades de la sociedad[16].

3.1. IMPLICACIONES DEL ORDEN DE PRELACIÓN

La prioridad de un uso sobre otro determinará la resolución de afecciones o incompatibilidades entre derechos ya otorgados o potenciales. En primer lugar, condiciona la expropiación forzosa de los derechos sobre las aguas ya que el art. 60.2 TRLA, 98.2 y 166.1 RDPH establecen que solo podrá

14. Agudo González, Jorge, "La regulación de los usos del agua en el Derecho español", Revista Española de Derecho Administrativo, 151, 2011, pág. 581-582. Advierte del problema fundamental que plantea el modelo español es su vocación de generalidad y permanencia contra los intereses y necesidades cambiantes a lo largo del tiempo y su escasa capacidad de adaptación.
15. Decreto legislativo de 3 de abril de 2006, normas en materia ambiental, art. 144.4. En el mismo sentido, el art. 2.1 Legge 36/1994, conocida como Legge Galli, hoy derogada pero que continúa siendo una referencia en el sector. Lugaresi, Nicola, "Rethinking water law. The Italian case for a Water Code", Università degli Studi di Trento, 2000, pág. 113 añade que la elección de otorgamiento de una concesion sobre las aguas se realiza caso por caso utilizando los siguientes criterios: reducción del desperdicio, mejor uso del recurso, características cualitativas o cuantitativas de la masa de agua, entre otros señalados en el art. 9.1 del Real Decreto 1775/1933.
16. Martín Retortillo, Sebastián, "Derecho de Aguas", Civitas, 1997, pág. 295. En el mismo sentido, STS 302/2019, de 8 de marzo, fundamento jurídico 3.º.

producirse en favor de un uso precedente. En este sentido, según el orden subsidiario establecido en el TRLA, un derecho de riego nunca podría ser expropiado a favor de una concesión para el almacenamiento hidráulico de energía. No obstante, esta afirmación debe ser matizada por la influencia del art. 54 de la Ley del Sector Eléctrico, que realiza una declaración de utilidad pública para las instalaciones de generación de energía eléctrica a los efectos de la expropiación forzosa de bienes y derechos necesarios para su establecimiento, entre las que podemos considerar incluidas las concesiones de aguas para riego.

En segundo lugar, su relevancia se manifiesta en el procedimiento para otorgar nuevas concesiones. El RDPH impone la observancia del orden de preferencia tanto si hay varias solicitudes concurrentes en el tiempo como si la solicitud en tramitación es incompatible con una concesión ya vigente.

En tercer lugar, el orden de prelación condiciona el funcionamiento de los sistemas de explotación. En los sistemas de explotación se establecen unos criterios de garantía y en función de la prelación de usos permiten déficits controlados[17].

Por último, el orden de preferencia condiciona también la posibilidad de transmisión temporal de derechos de uso. El art. 67 TRLA y 343 RDPH establece que los titulares de concesiones solo pueden ceder sus derechos a otros concesionarios con un rango de prelación igual o superior, según lo definido en el Plan Hidrológico de cuenca o, en su defecto, en el artículo 60 de la misma ley.

3.2. EL ORDEN DE PRELACIÓN ACTUAL

La prelación de usos como mecanismo de resolución de conflictos se remontan a la Ley de Aguas de 1866. Su artículo 207 establecía un orden de preferencia que priorizaba el abastecimiento de poblaciones, su destino para ferrocarriles, seguido de riegos, navegación, usos industriales y la acuicultura. Además, sentando una de las bases de nuestro derecho de aguas, el artículo 208 condicionaba la expropiación de derechos de agua a la primacía en el orden de prelación, salvo excepciones hechas por ley especial.

17. Navarro Ortega, Asensio, "Los sistemas de explotación como clave de bóveda del moderno derecho de aguas en España: un análisis a la luz de las restricciones generales que se imponen a los mismos", Melgarejo Monero, Joaquín (Ed.), Fernández Arancil, Patricia (Coord.), Congreso Nacional del Agua 2019: innovación y sostenibilidad, gobernanza, derecho y políticas públicas, Ed. Universidad de Alicante, 2019, pág. 781.

Estas normas se mantienen en la Ley de Aguas de 1879, que reitera tanto el orden de preferencia (art. 160) como la condicionalidad que ejerce sobre la expropiación forzosa (art. 161).

La Ley de Aguas de 1985 establece en este sentido un cambio significativo al delegar la fijación del orden de prelación en la planificación hidrológica de cada demarcación[18]. En ausencia del orden en el plan, se aplica de forma subsidiaria el establecido en la Ley de Aguas, que otorga mayor relevancia a los usos agrarios en comparación con las leyes anteriores. La sujeción a este orden a efectos de la expropiación forzosa se mantuvo (art. 58.2 LA).

En la actualidad, el TRLA consolidó las disposiciones de la Ley de Aguas de 1985 en su artículo 60. Cabe destacar que el término "regadío" se sustituye por "usos agrarios", ampliando el alcance de este destino. Este mismo artículo delega en los planes hidrológicos la fijación del orden de preferencia de los distintos usos. Adicionalmente, los artículos 17.1 RDPH y 3.3 del Reglamento de Planificación Hidrológica (en adelante, RPH) permiten la definición de criterios de prioridad específicos para cada sistema de explotación, otorgando mayor flexibilidad a la gestión hídrica.

La planificación hidrológica vigente revela una diversidad en el orden de prelación de los usos del agua, desviándose en algunos casos del orden legal. En las demarcaciones del Cantábrico Oriental (art. 10.2) y Occidental (art. 11.1), por ejemplo, los planes hidrológicos priorizan el abastecimiento de población, seguido de usos industriales (excluyendo ocio y turismo), ganadería y acuicultura en circuito cerrado, relegando el regadío al cuarto lugar. Situación similar se observa en el plan del Duero (art. 11), donde los usos industriales pueden verse desplazados al quinto lugar si superan un umbral de consumo. En las demarcaciones de Ceuta (art. 9) y Melilla (art. 9), el regadío se sitúa incluso en una posición inferior.

En contraste, el plan del Miño-Sil (art. 12.1) otorga primacía a los usos agropecuarios, situándolos en tercer lugar tras el abastecimiento y los que llama usos ambientales. Asimismo, el Plan del Guadiana (art. 11.1) establece prelaciones diferenciadas por sistemas de explotación, variando la posición de los usos agropecuarios, industriales y de producción de energía eléctrica.

18. En este sentido, Agudo González, Jorge, "La regulación de los usos del agua en el Derecho español", Revista española de derecho administrativo, 151, 2011, pág. 586 y Martín Retortillo, Sebastián, "Derecho de Aguas", Civitas 1997, pág. 295 confirman de superación de la rigidez del orden de prelación bajo las anteriores leyes citando a Gallego Anabitarte, Alfredo; Menéndez Rexach, Ángel y Díaz Lema, José Manuel (1986).

En el Guadalquivir (art. 12), el plan se remite al orden legal, con excepciones específicas por sistemas, mientras que en las demarcaciones del Júcar (art. 15), Segura (art. 12.2) y Ebro (art. 9), los usos agropecuarios preceden a los industriales para producción de energía eléctrica.

Otras demarcaciones, como la del Tajo (art. 9.1), optan por una articulación diferente, incorporando categorías como "usos asociados a actividades de interés público" y diferenciando entre industrias generales y las del ocio y turismo.

El Tribunal Supremo, al abordar la alteración del orden de prelación en los Planes hidrológicos sostiene que la Administración goza de discrecionalidad para elegir, entre las alternativas que ofrece la ley, la que aprecie como más adecuada, idónea o conveniente, siempre que no incurra en arbitrariedad o irracionalidad[19]. Además, la prelación establecida en planes anteriores no constituye un precedente vinculante para futuras planificaciones, dada la naturaleza dinámica de la planificación hidrológica en la Directiva Marco del Agua y su orientación a la satisfacción de objetivos ambientales y de desarrollo sostenible, que varían en el tiempo y que el plan no podría satisfacer si se mantuviera inmutable[20].

En consecuencia, la prelación de usos se configura como una potestad discrecional que condiciona significativamente las concesiones de agua, tanto existentes como futuras, para orientarlas a la satisfacción del interés general. El Tribunal Supremo ha reafirmado este criterio al desestimar el argumento de que la preferencia otorgada a la ganadería sobre usos industriales solo debería aplicarse a las concesiones posteriores a la aprobación del plan. El Tribunal considera que, siendo una opción legítima del legislador, esa argumentación es "inconsistente y huérfana de lógica" y no existen razones para distinguir entre concesiones preexistentes y nuevas[21].

19. STS 1988/2024, de 18 de diciembre, fundamento jurídico 7.º. En este asunto no se considera arbitrario o falto de racionalidad la alteración del orden por la justificación dada en la memoria de impacto normativo, en el esquema de temas importantes y respuestas en la consulta pública del ETI. Además, la modificación se realiza a sugerencia de la Administración autonómica y no se aparta de los criterios del art. 40.1 TRLA.
20. STS 1988/2024, de 18 de diciembre, fundamento jurídico 7.º; En el mismo sentido, STS 302/2019, de 8 de marzo, fundamento jurídico 3.º.
21. STS 302/2019, de 8 de marzo, fundamento jurídico 3.º: "El reproche —aquí, como en el R.º 330/13— es la preferencia que se otorga a la ganadería respecto de los usos industriales, y, reconociendo que es una opción del Legislador, y, como tal, ha de ser respetada, pero solo respecto de las concesiones coetáneas o posteriores a la aprobación del R.D., no a las preexistentes por falta de motivación. Argumento, a nuestro juicio, inconsistente y huérfano de lógica, pues siendo una opción del Legislador, como bien

Esta doctrina jurisprudencial despliega efectos significativos en la gestión del dominio público hidráulico. Refuerza la capacidad de la Administración para adaptar la asignación de agua a las necesidades cambiantes de la sociedad y diferentes objetivos normativos, incluso si implica afectar derechos previamente otorgados. Además, pone de manifiesto que la primacía del uso en el momento de otorgamiento de la concesión no es un derecho adquirido inmutable, sino que la primacía del destino de la concesión está sujeta durante toda su vigencia a revisión. Las consecuencias de esta sujeción indefinida a otros usos que puedan considerarse prioritarios en futuras planificaciones implican, por ejemplo, que la concesión puede quedar sujeta la expropiación a usos ahora prioritarios, incluso si en el momento de otorgamiento de la concesión estaban en una posición inferior.

3.3. EXCEPCIONES AL ORDEN DE PRELACIÓN

Recientemente las alternativas admitidas por la ley para los planes sobre el orden de prelación se han visto alteradas. El Real Decreto-ley 17/2019 permite a la Administración excepcionar la jerarquía establecida en los planes o en su defecto en el art. 60 TRLA, para nuevas concesiones destinadas a la "transición justa" tras el cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear[22].

Esta excepción al orden de prelación conlleva implicaciones relevantes en materia de expropiación forzosa, revisión de concesiones y posibles resarcimientos. La doctrina ha sugerido una interpretación amplia de esta excepción y su extensión a otros tipos de concesiones demaniales, especialmente las relacionadas con usos hidroeléctricos[23].

La introducción del término "transición justa" otorga a la Administración un amplio margen de discrecionalidad en el otorgamiento de la nueva concesión, que le permite justificar una variedad de destinos para las nuevas

---

reconoce la actora, no se advierten razones solventes, salvo los particulares intereses de la actora, para que haya de distinguirse, en orden a esa preferencia, en razón de las fechas de las concesiones".

22. "Los usos del agua que se prevean en tales iniciativas y proyectos prevalecerán sobre el orden de preferencia establecidos en los planes hidrológicos de cuenca o, en su defecto, en el artículo 60 del texto refundido de la Ley de Aguas, con la excepción del uso para abastecimiento de población, que será siempre prioritario".

23. Conde Antequera, Jesús, "Energía y agricultura: interrelaciones derivadas de las concesiones demaniales y consideraciones sobre las previsiones de transición justa en la ley de aguas", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada; Fernández Aracil, Patricia (Coords.), Agua, Agricultura y Alimentación, 2024, pág. 118.

concesiones. Esta indeterminación conceptual plantea serios interrogantes sobre la posible alteración del equilibrio entre los diferentes usos del agua, ya que bajo el paraguas de la "transición justa" podrían caber interpretaciones muy diversas.

Posteriormente se adopta la Ley 7/2021, de Transición Energética y Cambio Climático (en adelante, LTECC), que debemos destacar aunque su impacto sobre la prelación de los usos sea limitado. Su artículo 7 establece como prioridad el apoyo a la integración de tecnologías renovables en el sistema eléctrico, específicamente a través de la promoción de las centrales hidroeléctricas reversibles[24]. Sin embargo sujeta esta promoción a dos condiciones[25]: el cumplimiento de los objetivos ambientales y caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos, y la compatibilidad con derechos de terceros, gestión eficiente del recurso y protección ambiental.

A pesar de esta formulación, desde una perspectiva jurídica, el artículo aporta escasa novedad respecto de la regulación preexistente. La observancia de los objetivos ambientales y caudales ecológicos es un imperativo legal consolidado en la legislación de aguas, reforzada por la Directiva Marco del Agua. Asimismo, la compatibilidad con derechos de terceros se alinea con la cláusula "sin perjuicio de tercero"[26] recogida en el art. 61.1 TRLA, y

24. Torres López, María Asunción, "El nuevo contexto regulatorio en la Unión Europea sobre el tratamiento de aguas residuales urbanas como elemento clave para la sostenibilidad del ciclo urbano del agua", Cuadernos de Derecho Local, 67, 2025, pág. 112.

25. Art. 7.1 LTECC: "Al objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. A tal fin, se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles, siempre que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental".

26. Conde Antequera, Jesús, "La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros", en Revista de Administración Pública, 222, 2023, págs. 221-222: "Implica la necesidad de entender la vinculación entre la condición de compatibilidad del art. 7.1 LCCTE y la cláusula del art. 61.1. TRLA en el sentido de considerar que no será posible otorgar una nueva concesión para la implantación de estos aprovechamientos si resulta incompatible, por las afecciones que provoca, con derechos otorgados previamente, resultando obligada la Administración a actuar para solventar los problemas de incompatibilidad que pudieran existir antes de otorgar las nuevas concesiones". En el mismo sentido, Arana García, Estanislao, "Nuevos retos del binomio agua y energía: especial referencia al caso de las centrales

la gestión eficiente y protección ambiental son principios recogidos en la propia constitución y normativa vigente previa a la LTECC[27].

La disposición, al igual que el apartado tercero del mismo artículo, se limita a reiterar mandatos de "promoción" y "fomento", sin establecer medidas o acciones concretas. Esta falta de concreción, sumada a las limitaciones inherentes a los mandatos de fomento dirigidos a los poderes públicos, cuestiona la eficacia práctica del artículo[28]. En definitiva, el artículo 7 LTECC parece ser una norma que servirá de guía para futuras regulaciones más concretas o simplemente una declaración de intencionalidad política.

El art. 7 LTECC ha sido desarrollado por dos reales decretos posteriores con más implicaciones jurídicas que el texto legal. El Real Decreto 1159/2021 añade el apartado tercero al art. 17 del RPH para dar prioridad en el otorgamiento de concesiones, particularmente las de generación hidroeléctrica, al apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico en los términos del art. 7 LTECC.

Además, el Real Decreto 8/2023 modifica el art. 60 TRLA, incorporando el uso de "almacenamiento hidráulico de energía" en tercer lugar en el orden de prelación. Esta modificación, justificada por la necesidad de superar las barreras a la tramitación de centrales hidroeléctricas reversibles, ha sido objeto de críticas doctrinales, que la consideran un argumento forzado[29] y cuestionan la necesidad de la reforma, pues la Administración contaba con herramientas suficientes para implementar la política de fomento de energías renovables sin estas reformas[30].

---

hidroeléctricas reversibles y su actual impulso en España", Revista de Derecho Administrativo, 40, 2024, pág. 318.

27. Mellado Ruiz, Lorenzo, "Retos jurídicos actuales del binomio agua-energía", Revista Catalana de Dret Públic, 68, 2024, pág. 105. Señala como en la práctica las solicitudes para la puesta en marcha de estas centrales se han encontrado con dos obstáculos jurídicos principales: la incompatibilidad con concesiones ya existentes y la necesidad de un plazo concesional más extenso para amortizar la inversión.
28. Díaz Jóver, Maur, "Nuevas fuentes para actuales problemas. El suministro de agua como productor de energía renovable", Cuadernos de Derecho Regulatorio, vol. 2, Estudios II: tendencias y modelos en la contratación administrativa, 2024, pág. 151-152.
29. Mellado Ruiz, Lorenzo, "Retos jurídicos actuales del binomio agua-energía", Revista Catalana de Dret Públic, 48, 2024, pág. 106. "El argumento, algo forzado, justifica la anteposición en el orden de prelación del TRLA, aunque parece evidente que, para almacenar energía, entendida como actividad diferente ('uso'), es necesario producirla antes".
30. Conde Antequera, Jesús, "Energía y agricultura: interrelaciones derivadas de las concesiones demaniales y consideraciones sobre las previsiones de transición justa en la ley de aguas", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada; Fernández

La nueva redacción del art. 60 TRLA impone a los planes hidrológicos la prioridad del almacenamiento hidráulico de energía sobre otros usos industriales como límite indisponible a la discrecionalidad de la Administración hidráulica en el planeamiento hídrico. Además, la disposición adicional 18.ª del TRLA establece un régimen especial para las concesiones de centrales hidroeléctricas reversibles existentes, reconvirtiéndolas a concesiones de almacenamiento y facilitando la repotenciación de esas instalaciones mediante nuevas concesiones con plazo de amortización extendidos y procedimientos simplificados.

Estas reformas operadas por los Reales Decretos 1 y 8/2021 conllevan una alteración del orden de prelación en el procedimiento de otorgamiento de nuevas concesiones. Permiten que si concurre una solicitud de almacenamiento hidráulico y de riego se pueda dar prioridad a la primera aún si en el orden de prelación del plan prima el riego. Sin embargo, dudamos de que bajo esta hipótesis, en caso de incompatibilidad con un derecho de riego previo la modificación operada por los reales decretos pudiera permitir una expropiación forzosa de los mismos, pues opera siempre en favor de usos prioritarios en el orden de prelación y las modificaciones hablan solo de prioridad en el otorgamiento.

4. INCOMPATIBILIDAD DE LA NUEVA CONCESIÓN CON DERECHOS PREVIOS PARA EL RIEGO

4.1. MECANISMOS PARA EVITAR LA AFECCIÓN

Las concesiones demaniales sobre el agua, como derechos reales administrativos, otorgan la facultad de uso exclusivo de bienes del dominio público. En este sentido, la planificación hidrológica desempeña un papel clave en la compatibilización de las necesidades de la cuenca y la previsión de nuevos derechos en cada ciclo de planificación ya que el otorgamiento de concesiones es discrecional (art. 59.4 TRLA), sujeto a los límites de la legislación y planificación hidrológica.

La explotación privativa del dominio público hidráulico para la producción de energía eléctrica en centrales reversibles, al igual que otros usos privativos, requiere la obtención de una concesión administrativa. Tanto

Aracil, Patricia (Coords.), Agua, Agricultura y Alimentación, 2024, pág. 109. Estas nuevas concesiones de almacenamiento o la modificación de concesiones previas deberán ser complementarias a las de producción de energía eléctrica a raíz de los dos usos diferentes. Puede suceder que el adjudicatario para el almacenamiento sea diferente del concesionario de producción, por lo que deberá existir un acuerdo entre ellos.

los usos industriales para la producción de energía hidroeléctrica como el almacenamiento de energía se consideran privativos, ya que excluyen el uso del recurso por terceros.

Para concesiones de escasa importancia, como las minicentrales hidroeléctricas (menos de 5.000 kW), se aplican procedimientos simplificados (art. 79.3 TRLA, Real Decreto 916/1985). El artículo 2 de este último exige un "tramo libre de cauce público", impidiendo concesiones incompatibles con derechos preferentes preexistentes. Así, el TS de 6 de octubre de 1999 confirma la denegación de una concesión por incompatibilidad con derechos de regantes, declarados preferentes por el Real Decreto 950/1989.

Por su parte, las explotaciones hidroeléctricas de mayor envergadura se rigen por el procedimiento general del RDPH (arts. 102 y ss.). El procedimiento de otorgamiento exige compatibilidad con el plan hidrológico (art. 108 RDPH), información pública (art. 109 RDPH), informe autonómico si afecta al regadío (art. 110 RDPH), audiencia pública si hay alegaciones (art. 113 RDPH) y especificación de caudales asignados en la concesión (art. 115 RDPH).

A través de estos trámites el Reglamento trata de evitar que con la nueva concesión se causen afecciones a derechos previos o entre solicitudes en tramitación. Así, el art. 121 RDPH contempla la solución en caso de producirse incompatibilidades entre varias solicitudes concurrentes en el tiempo (121.1) y si la solicitud es incompatible con concesiones ya vigentes (121.2). En el contexto de incompatibilidades relacionadas con pozos o concesiones de aguas subterráneas, se remite al procedimiento establecido en el artículo 184.5 del RDPH o disposiciones normativas análogas.

En el primer supuesto se prevé la suspensión del procedimiento para la otorgación de una nueva concesión en caso de que sea incompatible con otra solicitud que se encuentre en trámite, salvo que se pueda expropiar o la incompatibilidad pueda ser eliminada ex art. 96.2. En cualquier caso, bajo este escenario, se deberán tramitar ambas concesiones de forma conjunta.

En caso de que la incompatibilidad se produzca con una concesión ya otorgada (121.2 RDPH) se debe suspender la tramitación de la nueva concesión y debe ser denegada, salvo que nos encontremos en uno de los siguientes escenarios: 1) que la nueva concesión tenga preferencia sobre la ya concedida por el art. 98 y que pueda ser declarada de utilidad pública a efectos de la expropiación forzosa[31]; 2) que la incompatibilidad pueda ser

31. Vid. STS 483/2010, de 8 de febrero, fundamento jurídico 2.º, sobre la denegación de una concesión para abastecimiento urbano por incompatibilidad con derecho previo

eliminada a través del art. 96. Bajo este segundo supuesto el reglamento exige la concurrencia simultanea de dos requisitos: la observancia del orden de prelación establecido en el artículo 98 RDPH o en el Plan de cuenca correspondiente y la declaración de utilidad pública a efectos de expropiación forzosa. También los arts. 60.2 TRLA, 166.1 RDPH y 17.3 RPH exigen para la expropiación forzosa de concesiones sobre las aguas la observación del orden de prelación.

Sin embargo no en todos los planes hidrológicos se prioriza el uso eléctrico sobre el regadío. En los planes que no se priorice el almacenamiento de energía, el organismo de cuenca no podría expropiar los derechos previos de los regantes, a pesar de las reformas operadas por los Reales Decretos 1 y 8/2021. Tampoco podría ampararse la expropiación de los derechos de los regantes en la Disposición adicional 18.ª del TRLA, que regula las "concesiones para la transición justa", salvo que la explotación para la que se otorgue la nueva concesión lleve aparejada la declaración de interés público. Por ejemplo, a través del art. 54 de la Ley del Sector eléctrico, que declara de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación de energía eléctrica, donde quedarían comprendidas las centrales hidroeléctricas reversibles.

En los planes que sí, sería posible expropiar los derechos previos concedidos a los regantes siempre y cuando medie una declaración de utilidad pública del uso de agua para la central. A estos efectos el art. 94 RDPH establece que llevan implícita la declaración de utilidad públicas las concesiones de agua que se ajusten a las condiciones que para ello definan los Planes hidrológicos de cuenca, lo que deja bastante discrecionalidad a la Administración para permitir declarar las concesiones para centrales hidroeléctricas de utilidad pública para proceder a la expropiación de derechos previos.

La declaración de utilidad pública del art. 95 RDPH también debe ser considerada. Este artículo establece que llevan aparejada dicha declaración las concesiones de aguas necesarias para el funcionamiento de una actividad que haya obtenido una declaración del mismo carácter. Sin embargo, la actividad de producción de energía eléctrica ha pedido su tradicional calificación de servicio público[32].

---

de riego. En este asunto, el TS ordena la retroacción del procedimiento para comprobar efectiva incompatibilidad. Si es así, según el 121.2 RDPH se debería expropiar el derecho incompatible previo si la nueva concesión es preferente en uso.

32. La propia Ley 54/1997, del Sector Eléctrico en su exposición de motivos indica que se "abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica". Ninguna norma actualmente califica la producción de energía eléctrica como un servicio público y tampoco el

La segunda forma de solucionar la incompatibilidad de la nueva solicitud con un derecho concedido previo, según el art. 121.2 RDPH, es acudir al art. 96. El art. 96 establece los principios fundamentales para el otorgamiento de concesiones de aguas como la explotación racional conjunta o los caudales ecológicos. Especifica que, si la nueva concesión requiere la alteración de las instalaciones de captación de una concesión existente, el organismo de cuenca tiene la facultad de imponer o proponer dicha modificación. Los costes derivados de la misma recaerán íntegramente sobre el solicitante de la nueva concesión.

4.2. EXCEPCIONALIDAD DE LA OBTENCIÓN DE LA CONCESIÓN PARA ALMACENAMIENTO EN DETRIMENTO DE LOS DERECHOS DE RIEGO PREVIOS

Ante la incompatibilidad entre una nueva concesión hidroeléctrica y los derechos de riego preexistentes, las opciones para priorizar la concesión para almacenamiento parecen hoy en día excepcionales.

La obtención de la concesión para almacenamiento en detrimento de los derechos de riego previos podría producirse si el almacenamiento goza de prioridad en el orden de prelación (queda por ver que prioridad se le da en el próximo ciclo) y se declara la instalación de utilidad pública (54 LSE). Solo cumpliendo estos dos condicionantes que impone el art. 121.2 RDPH podría procederse a una expropiación de los derechos previos de los regantes.

En un segundo escenario, podría afectarse a los derechos de los regantes en aplicación del art. 96 RDPH y 59.3 TRLA. Si el aprovechamiento es incompatible por la captación ya existente, el Organismo de Cuenca puede imponer cambios a favor de la central hidroeléctrica. Aunque el peticionario debe asumir los gastos, puede alterar los derechos ya otorgados.

No obstante, actualmente el orden de prelación de los planes no sigue una tendencia clara. Es más, algunos planes refuerzan la prevalencia del regadío más allá del orden de prelación. Por ejemplo, el Plan Hidrológico del Guadiana (art. 25) subordina el uso hidroeléctrico a los usos preferentes, especialmente los agrarios, tanto a nivel global como estacional, exigiendo la adaptación a sus necesidades de modulación. Además, impone al promotor

almacenamiento. Solo la Directiva 2019/944/UE (art. 59.2) la define como actividad separada lo que provoca la modificación de la Ley del sector eléctrico a través del Real Decreto ley 23/2020 para añadir la definición del titular de instalaciones de almacenamiento eléctrico.

hidroeléctrico la construcción de un contra embalse a su cargo si la alteración del régimen de flujo natural o regulado requiere contrarrestar la variación en beneficio de los usos preexistentes.

En el mismo sentido, el Plan Hidrológico del Miño-Sil (art. 40) exige a las nuevas solicitudes de concesión para generación hidroeléctrica un estudio de las cantidades de agua a emplear, demostrando la ausencia de afección al medio hídrico, caudal ecológico y disponibilidad para concesiones preexistentes. En caso de incompatibilidad con el régimen de explotación, se exige la construcción de un contra embalse a cargo del concesionario energético. Requisitos similares de justificación de no afección a derechos preexistentes se encuentran en los planes hidrológicos del Tajo (art. 29) y del Segura (art. 39.1).

El Plan Hidrológico del Guadalquivir (art. 51.4) introduce una disposición que va más allá de los privilegios que otorga la primacía en el orden de prelación. En plan se remite al orden de prelación legal y, por ende, prioriza el regadío, pero además establece que las "futuras concesiones hidroeléctricas" se otorgarán sin derecho a indemnización por mermas o variaciones de caudales causadas por nuevas concesiones para usos con derechos preferentes, incluyendo el regadío, tanto aguas arriba como aguas abajo del aprovechamiento hidroeléctrico.

Esta formulación ha planteado dudas sobre su legalidad que han llegado hasta el Tribunal Supremo. Se interpretó como una elusión del procedimiento de expropiación forzosa requerido por el art. 121 RDPH ante la incompatibilidad de derechos o del procedimiento de modificación de derechos. Además, se consideró que podía convertir a los titulares de concesiones de aguas para usos hidroeléctricos en precarios, similar a la de titulares de derechos a precario sobre el agua (art. 50.3 TRLA y 90.3 RDPH), generando una gran inseguridad jurídica.

El Tribunal Supremo ya ha despejado esta duda sobre la legalidad de este tipo de cláusulas de subordinación a los derechos de los regantes. Ha señalado que hacer depender los usos hidroeléctricos a los de riego sin indemnización (art. 55.2 TRLA y 90.2 RPDH) en virtud del clausulado concesional no significa que el derecho se convierta en precario ni que quede ilimitadamente subordinado[33].

33. STS 4611/2003, de 11 de julio, fundamento jurídico 8.º y 10.º; STS 5332/2001, de 21 de junio, fundamento jurídico 3.º. Un ejemplo de estas cláusulas puede ser la analizada en la STSJ Aragón 81/1997, de 22 de octubre, fundamento jurídico 3.º: "El presente aprovechamiento no deberá lesionar en ningún momento los intereses primordiales

Sin embargo, esa subordinación no puede llegar a hacer inviable durante la mayor parte del año la explotación hidroeléctrica, lo que constituiría una suerte de expropiación forzosa del derecho anterior y vulnerar la cláusula sin perjuicio de tercero[34].

5. LA CONVIVENCIA DE AMBAS CONCESIONES: INDEMNIZACIÓN DE LAS AFECCIONES

Una vez la concesión para almacenamiento haya sido otorgada convivirá con las concesiones previas. El clausulado de la concesión es de gran importancia para la determinación de la compatibilización entre derechos concesionales para diferentes destinos y la posibilidad de indemnizar las afecciones que se produzcan entre ellas. En su condicionado se debe hacer constar (art. 115.3 apartado b) la distribución temporal en litros por segundo del régimen de caudales de mantenimiento concesional.

Además, cuando sea posible, se debe especificar el caudal establecido en sequía y el máximo admisible, su valor absoluto y frecuencia en años; la magnitud en litros por segundo, la duración en horas, frecuencia en años y estacionalidad del caudal generador, y la tasa máxima de cambio de caudal por unidad de tiempo en su fase de ascenso y descenso. En el caso de las concesiones "multiusos" será en el propio título concesional donde se establezcan las condiciones de compatibilización entre ambos usos.

---

de los riegos del Canal de Aragón y Cataluña, ni mermar en ningún caso los caudales precisos para los mismos, ni la dotación de 1.400 litros fijada para la Acequia de la Estada. No podrá tampoco ser obstáculo este aprovechamiento a la realización de obras de ampliación de la capacidad del Canal, ni el aumento de los caudales necesarios para riego, bien sea debido a especiales circunstancias climatológicas, bien sea como consecuencia de extenderse la zona puesta en riego o de intensificarse los cultivos de la misma".

34. STS 7542/2002, de 14 de noviembre. La nueva concesión para riego hace inviable la anterior concesión para generación hidráulica de energía, lo que se considera por el tribunal supremo una expropiación forzosa de la concesión anterior que debe ser indemnizada. En su fundamento jurídico 4.º: El volumen de agua que podía extraerse durante los meses de estiaje del embalse, haciendo uso del caudal atribuido en la nueva concesión excedía la capacidad del embalse, por lo que la nueva concesión hacia inviable la anterior de usos industriales, lo que se identifica con el supuesto del art. 58.2 de la Ley de aguas de 1985, es decir, el supuesto de expropiación forzosa. El fundamento jurídico 7.º añade que la nueva concesión supone por sí misma la práctica atribución a la comunidad de regantes del embalse de toda capacidad de agua en el contenido durante una buena parte del año, con la consiguiente incidencia en los caudales existentes aguas abajo, el problema que se plantea y se debe resolver de forma diferente a como se resuelve en la orden ministerial objeto de conflicto.

Igualmente, los agricultores y los titulares de la concesión de almacenamiento hidráulico de energía pueden llegar a acuerdos o convenios para la coordinación de sus derechos[35].

5.1. RESPONSABILIDAD PATRIMONIAL DE LA ADMINISTRACIÓN: LA CLÁUSULA SIN PERJUICIO DE TERCERO Y OTRAS CLÁUSULAS CONCESIONALES

La cláusula "sin perjuicio de tercero" es un principio arraigado en el derecho de concesiones demaniales, con antecedentes legislativos que se remontan al art. 195 de la Ley de Aguas de 1866. Esta cláusula, que garantiza la protección de los derechos preexistentes, se encuentra actualmente recogida en el art. 61.1 TRLA y 99.1 RDPH, consolidándose como un principio general aplicable incluso en ausencia de mención en el título concesional[36].

La cláusula opera en una doble vertiente: que mediante la concesión no se produzca una suerte de expropiación indirecta del derecho concesional previo y que tampoco sea alterada la situación jurídica[37]. Así, si la nueva concesión es incompatible con derechos previos se puede verificar una ineficacia instantánea, en cuanto a su otorgamiento (lo que el art. 121 RDPH trata de evitar) o una eficacia continuativa, propia del desarrollo de la concesión.

Sin embargo, la doctrina moderna propone una reinterpretación de esta cláusula, argumentando que su justificación histórica, basada en la imposibilidad de la Administración de conocer todos los derechos existentes en el siglo XIX, ha perdido vigencia. El avance tecnológico y la exigencia de eficacia y eficiencia administrativa imponen a la Administración la obligación de considerar los derechos preexistentes y realizar las comprobaciones oportunas,

35. STS 4611/2003, de 1 de julio, fundamento jurídico 5.º. En este caso un convenio entre usuarios hidroeléctricos, la comunidad general de regantes y las administraciones estatales y autonómicas. En el mismo sentido, STS 1217/2012, de 29 de febrero, fundamento jurídico 7.º, sobre el convenio de Piñana que dispone "Los usuarios de instalaciones industriales intercaladas en la acequia de Piñana quedarán sometidos al régimen que para riegos se fije", a partir de la cual es conforme al ordenamiento jurídico la autorización de apertura de los desagües de fondo de la presa de Canelles por debajo de la toma para el aprovechamiento hidroeléctrico para turbinación para su utilización por la Comunidad General de Regantes demandada.

36. Fernández Acevedo, Rafael, "Las concesiones administrativas de dominio público", Civitas, 2012, pág. 273.

37. Villar Palasí, José Luis, "La eficacia de la concesión y la cláusula 'sin perjuicio de tercero'", Revista de Administración Pública, 5, 1951, pág. 176.

limitando así la exención de responsabilidad[38]. A pesar de esta reinterpretación, la dificultad de probar la afección de un nuevo derecho a los preexistentes persiste, planteando un desafío práctico en la aplicación de la cláusula[39].

Una vez otorgada la concesión para el almacenamiento hidroeléctrico, queda sujeta las instrucciones de la Junta de Explotación, de la Comisión de Desembalse y medidas excepcionales que pueden adoptarse para garantizar la explotación racional del recurso o en situación de sequía. Muchas concesiones incluyen cláusulas que niegan la indemnización por perjuicios producidos por la adopción de estas medidas.

La concesión administrativa es la que determina las condiciones de explotación de la central. Sobre éstas tiene una importancia fundamental la función desarrollada por la Junta de Explotación, cuya misión es coordinar la explotación de las obras hidráulicas con los demás usos del agua y el cumplimiento de objetivos ambientales. En este sentido, la Junta puede imponer restricciones o modificaciones en el turbinado de la central para adaptarlo a las necesidades de otros usuarios. En su composición tienen un gran protagonismo las sociedades de energía hidroeléctrica (art. 41.g RAPA).

En el funcionamiento de la central también será clave los acuerdos alcanzados en la comisión de desembalse (26.2 TRLA y 28 RAPA). Este órgano de gestión de la cuenca se encarga de deliberar y formular propuestas al presidente del organismo sobre el régimen de llenado y vaciado de embalses y acuíferos de la cuenca, atendidos los derechos concesionales de los distintos usuarios. Su composición (art. 47 RAPA) cuenta con representantes de Red eléctrica española y representantes de los usuarios, nombrados por la junta de gobierno a propuesta de la asamblea de usuarios[40]. De sus pro-

38. Fernández Acevedo, Rafael, "Las concesiones administrativas de dominio público", Civitas, 2012, pág. 273.

39. STSJ Aragón 920/2011, de 14 de marzo, fundamento jurídico 3.º.

40. Cabe destacar que las declaraciones ambientales del último ciclo de planificación hidrológica vienen proponiendo la modificación de los miembros de la Comisión de Desembalse y de las Juntas de Explotación del organismo de cuenca para hacer frente a las alteraciones hidrológicas. En las declaraciones se expresa la preocupación por la falta de adecuación de ciertos embalses para la correcta liberación de caudales ecológicos. Se debe hacer notar que el plan hidrológico no es el instrumento jurídico adecuado para modificar la composición de estos órganos, ya que como hemos visto, su composición se establece reglamentariamente. Vid. Real decreto 35/2023, de 24 de enero, por el que se aprueba la revisión de los planes hidrológicos de las demarcaciones hidrográficas del cantábrico occidental, Guadalquivir, Ceuta, melilla, segura y Júcar y de la parte española de las demarcaciones hidrográficas del cantábrico occidental, Miño-sil, Duero, Tajo, Guadiana y Ebro. Para la DH del Cantábrico Oriental — Apén-

puesta dependerá la disponibilidad de agua para el resto de los recursos. Por ejemplo, el Plan de Duero recoge que para los sistemas regulados, el organismo de cuenca fijará las dotaciones máximas de agua en coherencia con las propuestas de llenado y vaciado de la comisión de desembalse. A estas propuestas deben adaptarse la utilización coordinada de los aprovechamientos existentes. Supedita los aprovechamientos existentes a las reglas de embalse y desembalse.

Igualmente, los arts. 55.2 TRLA y 90.2 RDPH facultan al organismo de cuenca para condicionar o limitar temporalmente el uso del dominio público hidráulico, con el fin de garantizar su explotación racional. Ambos artículos afirman que si la modificación de caudales perjudica a unos aprovechamientos en beneficio de otros, los titulares beneficiados están obligados a indemnizar a los perjudicados. En ausencia de acuerdo entre las partes, el organismo de cuenca determinará la cuantía de la indemnización.

A pesar de la dicción legal, se ha entendido que estos preceptos son manifestación del principio general de que la concesión de aguas no asegura el caudal concedido, lo que permite la adopción de medidas que limitan su aprovechamiento. Si bien esa limitación puede generar un perjuicio para los titulares de concesiones, dicho perjuicio se considera inherente a la naturaleza del dominio público hidráulico y, por tanto, deben soportarlo.

Por último, el art. 58 TRLA habilita al Gobierno a adoptar medidas extraordinarias en situaciones de sequía, sobreexplotación de acuíferos o estados de necesidad similares. Los decretos que declaran la sequía suelen prever una habilitación del organismo de cuenca para exceptuar el orden de prelación contenido en el Plan Hidrológico[41].

---

dice 17 "integración de la declaración ambiental estratégica emitida por el MITERD" apartado II. Resultado de la integración de los aspectos ambientales en el plan hidrológico o en el programa de medidas de dicho plan, apartado d) "sobre las actuaciones del programa de medidas dirigidas al logro de los objetivos ambientales" apartado d. Para la DH del Cantábrico Occidental apéndice 13 "integración de la declaración ambiental estratégica", II, d, d.4 Para la DH del Miño-Sil apéndice 14, II, f, f.4 Para la DH del Duero, apéndice 16, II, f, f.4 Para la DH del Tajo, apéndice 22, II, f, f.4 Para la DH del Guadiana, apéndice 16, II, f, f.5 Para la DH del Guadalquivir, apéndice 17, II, f, f.4 Para la DH del Segura, apéndice 19, II, h, h.5 Para la DH del Júcar, apéndice 14, II, f, f.4. Para la DH del Ebro, apéndice 17, II, f, f.4.

41. Por ejemplo, art. 2 Real Decreto 356/2015, de 8 de mayo, por el que se declara la situación de sequía en el ámbito territorial de la Confederación Hidrográfica del Segura y se adoptan medidas excepcionales para la gestión de recursos hídricos, sobre el que se pronuncia la STSJ Murcia 1049/2023, de 16 de mayo. Sobre la exclusión de la responsabilidad patrimonial de la Administración por daños sufridos durante las declaraciones

En el contexto de sequía, el art. 53 del reciente Real Decreto 8/2023 faculta a la comisión permanente de sequía para modificar temporalmente las condiciones de utilización del dominio público hidráulico. Esas medidas pueden ser reducir o suspender las dotaciones de agua, la modificación de criterios de prioridad en la asignación de recursos, la imposición de sustitución de caudales o la adaptación de la explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos para compatibilizarla con otros usos.

Esta normativa excluirá, según la jurisprudencia del Tribunal Supremo, la responsabilidad patrimonial de la Administración, en aplicación conjunta del clausulado condicional. Las cláusulas en las concesiones de las centrales que excluyen la indemnización por medidas a favor de los regantes excluyen también la posibilidad de ejercer la acción de responsabilidad contra la Administración[42].

Además, el Tribunal aunque entienda que corresponde indemnizar, excluye igualmente la responsabilidad de la Administración por la literalidad de los arts. 58 y 55 TRLA. El Tribunal Supremo declara que corresponde la indemnización por aplicación directa de los arts. 58 y 55 TRLA y no procede la responsabilidad de la Administración, porque dichos preceptos señalan que cuando se origina una modificación de caudales que genera perjuicios o aprovechamientos, los titulares beneficiados deberán satisfacer la oportuna indemnización, correspondiendo al Organismo de Cuenca la determinación de su cuantía[43].

Mención aparte merecen las concesiones otorgadas a precario. Los artículos 50.3 TRLA y 90.3 RDPH establecen que, en caso de existir caudales reservados o contemplados en algún plan estatal que no estén siendo aprovechados de forma inmediata, se podrán otorgar concesiones a precario. Estas concesiones no generarán derechos consolidados ni darán lugar a indemnización en caso de que el organismo de cuenca decida reducir los caudales o revocar las autorizaciones. De este modo, las concesiones otorgadas por esta vía no consolidan derecho alguno ni dan lugar a indemnización por responsabilidad de la Administración ni frente al causante de la afección[44].

---

de sequía Burgos Garrido, Belén, Régimen jurídico administrativo de la sequía y escasez hídrica. Instrumentos para su prevención y gestión, Aranzadi, 2021, pág. 287.

42. STSJ Aragón 81/1997, de 22 de octubre, fundamento jurídico 3.º.

43. STS 4282/2001, de 23 de mayo. Para calcular el valor de la indemnización que deben satisfacer los regantes a Iberdrola se multiplica el rendimiento energético por metro cubico de agua no turbinado en el aprovechamiento titularidad de la empresa.

44. STS 274/2012, de 31 de enero, en la que el fallo en una turbina de la central lleva a ENDESA a cortar en caudal del río, incumpliendo su deber de mantener un caudal para el

5.2. INDEMNIZACIONES *INTER PRIVATOS*

Si bien este estudio se adentra en las afecciones que las centrales hidroeléctricas pueden generar sobre los derechos de riego, es imperativo reconocer que esta interacción no es unidireccional. La potencial afección al nivel de agua almacenadas en embalses de centrales hidroeléctricas, derivada del bombeo de aguas subterráneas por parte de regantes, plantea una problemática compleja, en cuanto la central se encontraría con una gran dificultad para probar el nexo causal directo entre la extracción de agua y la disminución del volumen desembalsado. La jurisprudencia del Tribunal Supremo ha puesto de manifiesto la dificultad de prueba en estos litigios[45] en un caso en el que una empresa hidroeléctrica solicitaba una indemnización por los perjuicios causados a su aprovechamiento por una nueva concesión para el riego aguas arriba, que según el demandante, afectaba a los caudales para la explotación de la central.

En cuanto a la indemnización de afecciones de la central hidroeléctrica al riego, debemos distinguir dos supuestos: si la central se explota bajo una concesión de servicio público o un contrato de servicio u obra o si es una obra privada que solo requiere de la concesión demanial de aguas, en cuyo caso el concesionario se ordena a una actividad puramente privada[46].

---

aprovechamiento de la piscifactoría. Sin embargo, se desestima la indemnización a favor de la explotación acuícola ex. art. 1902 y 1104 CC porque el clausulado de la concesión establecía: "1.ª Esta concesión tendrá el carácter de 'precario' y quedará subordinada a las modificaciones que puedan establecerse en el futuro (…); 2.ª La explotación de la piscifactoría queda supeditada en todo momento a la de los embalse de regulación del río Cinca, Central de El Grado II y Arias I, sin que las paradas o modificaciones en el suministro a las mismas den lugar a ningún tipo de indemnización ni por parte de la Administración ni de los concesionarios de las Centrales citadas, y siempre que la actuación de éstos sea conforme a las condiciones de sus respectivas concesiones. (…) A tal fin, Truchas del Cinca S.A. viene obligada a disponer de instalaciones para (…) mantener el funcionamiento correcto de la piscifactoría así como de la supervivencia de la biomasa existente ante cualquier situación que pudiera originarse por aquel motivo".

45. STS 7542/2002, de 14 de noviembre, fundamento jurídico 4.º. La empresa hidroeléctrica alega la "obligatoriedad de indemnizarla por los perjuicios que la detracción aguas arriba provocaba en los aprovechamientos hidroeléctricos de los que era titular. A su juicio, la reducción del productible de dichas centrales hidroeléctricas, causada por la nueva concesión para riegos, debería ir acompañada de la contrapartida indemnizatoria correspondiente a fin de mantener la ecuación bajo cuyos presupuestos se habían otorgado sus propias concesiones". Sin embargo se desestima por la falta de prueba suficiente de la disminución real de la capacidad de producción de energía eléctrica por la central.

46. García de Enterría, Eduardo, "El problema de la caducidad de las concesiones de aguas públicas y la práctica de las concesiones en cartera", Revista de Administración Pública, 1955, pág. 279.

Bajo el primer supuesto, hay dos soluciones: que el regante afectado reclame a la Administración, que a su vez llama al concesionario o contratista y la posible responsabilidad de cualquiera de los dos se ventila en un único proceso contencioso-administrativo; o la responsabilidad única de la Administración con acción de regreso frente al contratista o al concesionario[47].

Bajo el segundo supuesto, que se trate de una obra privada con una concesión demanial de aguas para su funcionamiento, debemos partir de que la actividad desplegada sobre el dominio público es estrictamente privada. Por tanto, como regla general, la actuación de concesionario de aguas no puede ser imputada a la Administración.

Podemos señalar hasta tres excepciones en las que se podría imputar el daño a la Administración[48]: 1) El daño ha sido causado a raíz de la ejecución por el concesionario de una instrucción dada por la Administración en virtud de la regulación de la concesión y su clausulado; 2) Si los daños derivan de la omisión absoluta de las funciones de control o vigilancia del Administración sobre el dominio público (92.7.h LPAP y 94.2.b TRLA: "inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones de concesiones y autorizaciones relativas al dominio público hidráulico" y d. "La inspección y vigilancia de las obras derivadas de las concesiones y autorizaciones de dominio público hidráulico"); 3) Si los daños derivan de graves negligencias en el otorgamiento de la concesión de dominio que habilita a un aprovechamiento carente de los mínimos requisitos exigidos por la ley para que el otorgamiento pueda tener lugar. Por ejemplo, a los efectos que nos ocupan, incumpliendo el art. 61.1 TRLA, es decir, otorgando el derecho incumpliendo la previsión legal "sin perjuicio de tercero". En estos casos, la Administración debe proceder a la revisión de oficio de la nueva concesión otorgada que ha causado la afección y a la indemnización de daños y perjuicios causados.

Sin embargo, como se ha puesto de manifiesto anteriormente, el Tribunal Supremo declara que los daños sufridos en estos supuestos se basan en una relación concesional y en consecuencia no son aplicables las normas de la responsabilidad patrimonial de la Administración. Por el contrario, son de aplicación las reglas derivadas del acto concesional y las generales de la materia sobre la que versa la concesión, en este caso, las relativas al régimen de aguas[49].

47. Huergo Lora, Alejandro, "Responsabilidad patrimonial por daños causados en la ejecución de contratos y concesiones administrativas. Situación actual y propuestas de mejora", Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica, 20, 2023, pág. 29.
48. Fernández Acevedo, Rafael, "Las concesiones administrativas de dominio público", Civitas, 2012, págs. 281-282.
49. STS 1186/1994, de 24 de febrero, fundamento jurídico 3.º; STS 4282/2001, de 23 de mayo, fundamento jurídico 1.º y STS 5208/2015, de 7 de diciembre, fundamento ju-

Por tanto lo relevante para la indemnización vuelve a ser los arts. 55.2 TRLA (modificación temporal del régimen de explotación) y 58 TRLA (medidas extraordinarias en sequía) y las cláusulas concesionales, lo que llevará a una gran casuística en la compensación de las afectaciones.

A pesar de esto el Tribunal Supremo ha señalado que perjudicar los derechos de las centrales hidroeléctricas a los de riego por las afecciones que puedan causarse pueden producirse sin necesidad de indemnización según los arts. 55.2 TRLA y 90.2 RDPH[50].

A través de la concesión a la central hidroeléctrica es posible excluir la indemnización por la reducción temporal de caudales en favor de la garantía del derecho de los regantes. Se admite su supeditación a las necesidades prioritarias de los riegos en situaciones de sequía y la exclusión de la indemnización por el clausulado concesional, lo que se considera conforme al ordenamiento jurídico[51].

Sin embargo, en el ámbito del trasvase Tajo-Segura el Tribunal Supremo se ha pronunciado en sentido contrario a lo expuesto anteriormente. Los regantes beneficiados por el recurso recibido deben indemnizar a los titulares de aprovechamientos de generación de energía por los perjuicios causados por la reducción del caudal. El Tribunal Supremo declara que corresponde la indemnización por aplicación directa de los arts. 58 y 55 TRLA, porque dichos preceptos señalan que cuando se origina una modificación de cau-

---

rídico primero (se estima la responsabilidad de la Administración en este caso por incumplimiento de su deber general de vigilancia del dominio público).

50. STS 4611/2003, de 1 de julio de 2003, fundamentos jurídicos 8.º y 10.º; STS 5332/2001, de 21 de junio, fundamento jurídico 3.º. O por ejemplo la cláusula sobre la que se pronuncia la STSJ Aragón 81/1997 de 22 de octubre, fundamento jurídico 3.º: "El presente aprovechamiento no deberá lesionar en ningún momento los intereses primordiales de los riegos del Canal de Aragón y Cataluña, ni mermar en ningún caso los caudales precisos para los mismos, ni la dotación de 1.400 litros fijada para la Acequia de la Estada. No podrá tampoco ser obstáculo este aprovechamiento a la realización de obras de ampliación de la capacidad del Canal, ni el aumento de los caudales necesarios para riego, bien sea debido a especiales circunstancias climatológicas, bien sea como consecuencia de extenderse la zona puesta en riego o de intensificarse los cultivos de la misma".

51. STS 5332/2001, de 21 de junio, fundamento jurídico 4.º. "De nuevo, el elemento clave del litigio no es tanto la aplicación de preceptos legales sino, más limitadamente, las proprias cláusulas condicionales que regulan el aprovechamiento hidroeléctrico concedido. Si a tenor de ellas la concesión estaba supeditada, en cada momento, a las necesidades prioritarias de los riegos, gravemente amenazados en situaciones de sequía extraordinaria, y a la de otros aprovechamientos y, además, la previsión indemnizatoria derivada del art. 53.2 LA quedaba excluida por aquellas mismas cláusulas, no puede decirse que resulte vulnerado, por falta de aplicación, éste último precepto legal".

dales que genera perjuicios o aprovechamientos, los titulares beneficiados deberán satisfacer la oportuna indemnización, correspondiendo al Organismo de Cuenca la determinación de su cuantía[52]. En este caso el Tribunal realiza una interpretación literal de la Ley, a diferencia de los casos anteriores en los que se interpretaba de forma más laxa o extensiva.

6. CONCLUSIÓN

Históricamente, el regadío ha tenido prioridad sobre la producción hidroeléctrica en el ordenamiento jurídico español, lo que se ha reflejado en la legislación, la planificación hidrológica y las concesiones otorgadas. Esta primacía del uso agrícola del agua ha condicionado aspectos clave como la concesión de derechos, la posibilidad de expropiación forzosa y el régimen de indemnización de daños. Sin embargo, estos mecanismos entre ambos usos no han entrado frecuentemente en funcionamiento, dada la armonización de ambos usos en torno al uso del agua.

Sin embargo, como se ha puesto de manifiesto a lo largo de esta investigación, la conflictividad a pesar de no ser frecuente no ha llegado a ser inexistente. En ellos, las afecciones que puedan sufrir los titulares de las centrales a causa del uso del agua o la garantía para riego suelen estar jurídicamente respaldados por los planes o títulos concesionales, mientras que el impacto de estas últimas sobre el regadío ha estado sujeto a mayores restricciones. De ahí los problemas que encuentra la Administración actualmente en la otorgación de nuevas concesiones para centrales hidroeléctricas con los derechos otorgados previamente, tanto por el procedimiento para minicentrales (exigen un tramo libre de río) como para el resto de las centrales).

Sin embargo el panorama está cambiando debido a la creciente importancia de las centrales hidroeléctricas reversibles como herramientas clave para el almacenamiento de energía y la estabilidad del sistema eléctrico. Este cambio se refleja en la planificación y el orden de prelación legal, que se adaptan a las necesidades socioeconómicas de cada momento. Además, la Disposición Adicional 18.ª del TRLA ha reconvertido las concesiones de generación de las centrales hidroeléctricas reversibles en concesiones de almacenamiento. El aumento de la capacidad de almacenamiento dependerá por tanto de la obtención de nuevas concesiones. Esto entra en conflicto con los derechos de riego, en su mayoría ya consolidados.

52. STS 4282/2001, de 23 de mayo. Para calcular el valor de la indemnización que deben satisfacer los regantes a Iberdrola se multiplica el rendimiento energético por metro cubico de agua no turbinado en el aprovechamiento titularidad de la empresa.

La solución a esta situación dependerá en gran medida del ámbito de planificación y clausulado concesional en cada asunto concreto. Actualmente, la planificación hidrológica presenta una gran heterogeneidad. Algunos planes refuerzan la primacía del regadío en perjuicio del uso hidroeléctrico, mientras que otros relegan el riego por detrás de varios destinos. Como regla general, observamos actualmente en la jurisprudencia la legalidad de la no indemnización por parte de los regantes a las centrales cuando les causan perjuicios a raíz de uso del agua, a excepción de los pronunciamientos en el trasvase Tajo-Segura.

Con vistas al futuro, en los planes hidrológicos que mantengan la primacía del regadío, los regantes seguirán gozando de la posibilidad de expropiar derechos de las centrales o de causar afecciones a su caudal disponible sin que ello implique indemnización si las cláusulas concesionales así lo disponen. Esto se ha visto reflejado en diversas cláusulas que subordinan las centrales hidroeléctricas a las necesidades del riego, como las analizadas en la jurisprudencia del Tribunal Supremo, que las ha considerado conformes al ordenamiento jurídico y no les ha otorgado el carácter de derechos precarios. Un ejemplo destacado es el Plan Hidrológico del Guadalquivir, que establece expresamente que las futuras concesiones hidroeléctricas deberán supeditarse a los derechos de riego posteriores sin derecho a indemnización.

No obstante, si en el próximo ciclo de planificación hidrológica se altera el orden de prelación y el almacenamiento hidráulico pasa a tener prioridad sobre el regadío, la situación se invertirá. Aunque las concesiones de riego fueron otorgadas bajo un régimen de primacía, esta prioridad no es un derecho inmutable adquirido con la concesión según la doctrina del Tribunal Supremo. Un cambio en el orden de prelación afectaría directamente a los derechos previos, que quedan sujetos a expropiación forzosa en favor del almacenamiento hidroeléctrico, y posiblemente sujetos a afecciones sin indemnización, aunque habrá que estar al clausulado concesional. Este cambio implicaría que en concurrencia de almacenamiento con riego primaría el almacenamiento y si colisiona con riego como derecho previo vaciando completamente la concesión anterior se puede expropiar, si lo afecta pero sin llegar a hacerlo inviable probablemente la afección no será indemnizable y tendrán que sufrirla los regantes tal y como ocurre ahora con el beneplácito del Tribunal Supremo y la ley (principalmente 53 y 58 TRLA).

En la mayoría de casos la Administración quedará exenta de responsabilidad, salvo que el daño se haya causado por una instrucción de la Administración, si el daño deriva de la omisión absoluta de los deberes de

vigilancia sobre el dominio público que tiene atribuida la Administración o ha habido una grave negligencia en el otorgamiento de la concesión, por ejemplo concediendo una concesión que implique una expropiación forzosa indirecta de otro derecho previo sin el procedimiento correspondiente e incumpliendo la cláusula sin perjuicio de tercero.

Más allá de la planificación hidrológica, las recientes normativas en materia de cambio climático, transición energética y transición justa han abierto nuevas vías legales para exceptuar la prioridad del regadío, principalmente a través de los Reales Decretos 1 y 8/2023, más allá del mandato de fomento del art. 7 LTECC, incluso cuando la planificación hidrológica le conceda precedencia. Sin embargo, estas excepciones parecen aplicarse principalmente en el momento de otorgamiento de nuevas concesiones, permitiendo a la Administración priorizar solicitudes de almacenamiento hidráulico sobre las de riego cuando concurran en el tiempo. Aunque *a priori* por la literalidad del artículo y el término "otorgamiento" parece que no constituyen una excepción al orden de prelación para legitimar la expropiación forzosa de usos superiores, podría plantearse también su aplicación de forma que legitimase la expropiación en conjunción con el art. 54 LSE o 94 RDPH.

Nos encontramos ante un cambio de paradigma en la prelación de usos del agua, cuyo impacto dependerá en gran medida del orden de prelación que se establezca en el siguiente ciclo de planificación hidrológica. Si el almacenamiento hidroeléctrico comienza a primar sobre el regadío, la posibilidad de que los agricultores obtengan indemnización por las futuras afecciones será reducida. La jurisprudencia ha demostrado que, cuando se otorga una concesión de un uso inferior a otro, se pueden imponer cláusulas concesionales que sujeten el uso superior y excluyan la indemnización, algo que el Tribunal Supremo ha avalado, salvo en casos de imposibilidad casi total del ejercicio del derecho anterior. Esto sucede incluso a pesar de la dicción literal de los artículos 55 y 58 del TRLA, que, en principio, establecen la obligación de indemnización en caso de afección a un uso preexistente.

En conclusión, el marco jurídico que hasta ahora ha favorecido al regadío podría volverse en su contra si en el próximo ciclo de planificación el almacenamiento hidráulico se sitúa por encima del riego en el orden de prelación. En ese caso, se podrán expropiar derechos antiguos de riego y se priorizarán las concesiones para almacenamiento frente a las de riego en el otorgamiento de nuevos derechos. Mientras esta priorización no se materialice, las cláusulas concesionales continuarán reflejando la actual supeditación del almacenamiento hidroeléctrico al regadío, manteniendo la jerarquía vigente.

7. BIBLIOGRAFÍA

Agudo González, Jorge, "La regulación de los usos del agua en el Derecho español, Revista española de derecho administrativo", 151, 2011, páginas 579-625.

Arana García, Estanislao, "Nuevos retos del binomio agua y energía: especial referencia al caso de las centrales hidroeléctricas reversibles y su actual impulso en España", Revista de Derecho Administrativo, 40, 2024, páginas 316-320.

Burgos Garrido, Belén, Régimen jurídico administrativo de la sequía y escasez hídrica. Instrumentos para su prevención y gestión, Aranzadi, 2021, 338 páginas.

Castro-Valdivia, David, "El binomio agua-energía. Aspectos técnicos, Conferencia impartida en el Máster de Derecho de Aguas", tercera edición 2024-2025, Granada, 13 de diciembre de 2024.

CEDEX, "Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y sequías en España", 2017.

Conde Antequera, Jesús, "La compatibilidad de las concesiones para centrales hidroeléctricas reversibles con los derechos de terceros", en Revista de Administración Pública, 222, 2023, páginas 209-240.

Conde Antequera, Jesús, "Energía y agricultura: interrelaciones derivadas de las concesiones demaniales y consideraciones sobre las previsiones de transición justa en la ley de aguas", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada; Fernández Aracil, Patricia (Coords.), Agua, Agricultura y Alimentación, 2024, páginas 104-123.

Díaz Jóver, Maur, "Nuevas fuentes para actuales problemas. El suministro de agua como productor de energía renovable", Cuadernos de Derecho Regulatorio, vol. 2, Estudios II: tendencias y modelos en la contratación administrativa, 2024, páginas 149-161.

Embid Irujo, Antonio, "Planificación hidrológica", en Embid Irujo, Antonio, Diccionario de Derecho de Aguas, Iustel, 2007, 981 páginas.

Fanlo Loras, Antonio, "La singularidad hidrológica de España: un sistema de aguas artificializado", en Crepaldi, Gabriella (Coord.), Perfiles de la ordenación jurídica del agua en Italia, España y América Latina, G. Giappichelli, Tirant Lo Blanch, 2017, páginas 21-44.

Fernández Acevedo, Rafael, "Las concesiones administrativas de dominio público", Civitas, 2012, 480 páginas.

García De Enterría, Eduardo, "El problema de la caducidad de las concesiones de aguas públicas y la práctica de las concesiones en cartera", Revista de Administración Pública, 17, 1995, páginas 269-294.

González Collado, Borja, "Almacenamiento de energía: bombeo hidroeléctrico la muela (Valencia)", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada; Fernández Aracil, Patricia (Coords.), Agua, Agricultura y Alimentación, 2024, páginas 748-765.

Huergo Lora, Alejandro, "Responsabilidad patrimonial por daños causados en la ejecución de contratos y concesiones administrativas. Situación actual y propuestas de mejora", Revista de Estudios de la Administración Local y Autonómica, 20, 2023, páginas 6-30.

IPCC, "Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change", H. Lee and J. Romero (eds.), 2023.

Lugaresi, Nicola, "Rethinking water law. The Italian case for a Water Code", Università degli Studi di Trento, 2000, 110 páginas.

Martín-Retortillo, Sebastián, Derecho de aguas, Civitas, 1997, 734 páginas.

Mellado Ruiz, Lorenzo, "Retos jurídicos actuales del binomio agua-energía", Revista catalana de Dret Públic, 68, 2024, páginas 96-114.

Navarro Ortega, Asensio, "Los sistemas de explotación como clave de bóveda del moderno derecho de aguas en España: un análisis a la luz de las restricciones generales que se imponen a los mismos", Melgarejo Monero, Joaquín (Ed.), Fernández Arancil, Patricia (Coord.), Congreso Nacional del Agua 2019: innovación y sostenibilidad, gobernanza, derecho y políticas públicas, Ed. Universidad de Alicante, 2019, páginas 773-790.

Torres López, María Asunción, "El nuevo contexto regulatorio en la Unión Europea sobre el tratamiento de aguas residuales urbanas como elemento clave para la sostenibilidad del ciclo urbano del agua", Cuadernos de Derecho Local, 67, 2025, páginas 90-120.

Villar Palasí, José Luis, "La eficacia de la concesión y la cláusula 'sin perjuicio de tercero'", Revista de Administración Pública, 5, 1951, páginas 147-234.

Capítulo 14

Comunidades Energéticas: Retos y oportunidades

M. Asunción Torres López
Catedrática de Derecho Administrativo
Universidad de Granada

1. EL CONTEXTO. OBJETIVOS AMBIENTALES Y SOCIALES: HACIA UNA TRANSICIÓN JUSTA

La energía es un recurso imprescindible en la sociedad. La política energética, la regulación de sus objetivos y la libre competencia no pueden alcanzarse sin cumplir otros objetivos más alejados del mercado, tales como, la universalidad, la cohesión social, eficiencia, control de decisiones, medio ambiente, empleo; se trata de objetivos que son también parte de esta política energética en consonancia con el nuevo enfoque que la Unión Europea le está dando derivado de los compromisos internacionales dirigidos a afrontar los desafíos del Clima, la transición hacia una economía circular o vencer la pobreza energética[1].

1. *Véase*, entre otros, ALENZA GARCÍA, J.F., "La economía circular en el Derecho ambiental", *Actualidad Jurídica Ambiental*, núm. 102, 2, 2020, págs. 225-249; MELLADO RUIZ, L., *Desafíos regulatorios de la economía circular azul*, Cizur Menor, Aranzadi, 2023; en el último capítulo se hace referencia al binomio agua-energía, dos recursos esenciales que son interdependientes y deben hacer frente a los desafíos del clima extremo. DEL GUAYO, I., "Consumidores vulnerables en el sector eléctrico, lucha contra la pobreza energética y el bono social", *Revista de Administración Pública*, núm. 203, 2017, págs. 343-381; o GONZÁLEZ RÍOS, I., "La tutela jurídico-administrativa de la vulnerabilidad energética: medidas paliativas y estructurales", *Revista Catalana de Dret Públic*, núm. 61, 2020, págs. 171-190. LÁZARO TOUZA, L. y DEL RÍO GONZÁLEZ, P., "Transición energética para un clima estable", *Política exterior*, vol. 29, núm. 168, 2015, págs. 138-148, quienes hace ya diez años insistían en la necesidad de realizar cambios drásticos en la forma de producir y consumir energía, toda vez que la producción y el uso de energía suponen las dos terceras partes de las emisiones de gases de efecto invernadero. ÁVILA RODRÍ-

A ello se une el propósito esencial de los Estados democráticos incluido en su Agenda pública de dar cumplimiento a los compromisos ambientales adquiridos tanto en el ámbito internacional como en el contexto de la Unión Europea, en lo que respecta a los Estados miembros. Unos compromisos que son fruto de la progresiva concienciación política y social en cuanto a la necesidad de adoptar medidas eficaces, esencialmente preventivas, para la protección del medio ambiente en toda su extensión, toda vez que es el camino para permitir, en definitiva, la pervivencia de nuestro planeta, de sus especies animales y vegetales, y de los seres humanos[2]. De este modo, el carácter transversal del medio ambiente provoca que esta variable deba ser tenida en cuenta en el resto de políticas públicas. La política ambiental en general gira en torno a tres fines: la preservación del medio ambiente, la garantía del uso sostenible de los recursos naturales y su mantenimiento en las condiciones que permitan la mejor calidad de vida para los seres humanos pensando en las generaciones futuras.

Interesa recordar los compromisos adquiridos derivados de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático enfocados a afrontar los desafíos del Clima extremo[3]; así también, el Acuerdo de París-2015[4]. De lo que se hace eco la Unión Europea adoptando una nueva estrategia fundamentada en los principios de sostenibilidad en su triple dimensión ambiental, social y económica, a través del conocido "Pacto Verde Europeo" de 2019, que aspira a eliminar las emisiones netas de gases de efecto invernadero fijando como horizonte temporal el año 2050[5].

A partir de ahí, la normativa europea establece objetivos concretos que son vinculantes en un horizonte temporal también concreto.

Merece especial atención la Legislación Europea sobre el Clima, que establece un objetivo vinculante para la Unión Europea, referido a una reducción interna de las emisiones netas de gases de efecto invernadero (emisiones

GUEZ, C.M., "Cuestiones jurídicas sobre el papel de los Entes Locales en la transición energética: hacia la producción y el consumo del hidrógeno renovable", *REALA*, núm. 16, 2021, págs. 71-97. Resulta de gran interés el libro *Perspectivas jurídicas sobre clima, agua y energía: Estudios en reconocimiento al magisterio del profesor Antonio Embid Irujo*, dirigido por SETUAÍN MENDÍA, B. y coordinado por SALINAS ALCEGA, S., Ed. Aranzadi, 2024, que ofrece diversos estudios desde distintas perspectivas interdisciplinares.

2. ALENZA GARCÍA, J.F., *op. cit.*, 225 y ss.
3. https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf.
4. https://www.refworld.org/es/leg/trat/onu/2015/es/134497.
5. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones *El Pacto Verde Europeo*, COM (2019) 640 final, Bruselas 11.12.2019, que se adopta como respuesta a los desafíos del clima y el medio ambiente.

una vez deducidas las absorciones) de, al menos, un 55 % con respecto a los niveles de 1990, de aquí a 2030. Se espera que todos los sectores de la economía contribuyan a lograr este objetivo[6].

Esto debe llevarse a cabo teniendo en cuenta la necesidad actual de garantizar una transición justa y socialmente equitativa para todos, manteniendo la competitividad de la economía de la Unión Europea, especialmente de las Pymes y de los sectores más expuestos a las fugas de carbono. Con dos objetivos claros: la descarbonización y la descentralización, para lo que la innovación tecnológica se hace imprescindible, en un proceso que tiende hacia una democratización de la energía[7].

Por otra parte, a partir de 2026 se pondrá en marcha el nuevo Fondo Social para el Clima con 86.700 millones de euros para apoyar a los más vulnerables en la transición ecológica. Y los ingresos que los Estados miembros perciban procedentes del comercio de derechos de emisión deberán destinarlos en su totalidad bien a proyectos relacionados con el clima y la energía y para abordar los aspectos sociales de la transición; bien a ayudar a los ciudadanos vulnerables y las microempresas a invertir en medidas de eficiencia energética en este proceso de transición[8].

En el presente trabajo es aquí donde quiero poner el foco con respecto a estas entidades jurídicas denominadas con carácter general "comunidades energéticas", en un momento en el que comienzan a despegar, a la espera de una plena y correcta transposición de las Directivas que las contemplan,

6. Reglamento (UE) 2021/1119 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n. 401/2009 y (UE) 2018/1999 ("Legislación europea sobre el clima"); debe añadirse el Reglamento (UE) 2023/955 del Parlamento Europeo y del Consejo de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Fondo Social para el Clima y se modifica el Reglamento (UE) 2021/1060).
7. A ello se refiere, entre otros, ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I, "Las comunidades energéticas locales en el marco de la transición energética", en GALÁN GALÁN, A. y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (dirs.), *Comunidades Energéticas Locales*, ed. Fundación y Democracia Local, 2024, págs. 20 y ss. señalando que "la descentralización del sistema implica su democratización en el sentido de hacer más partícipe al consumidor en las decisiones asociadas a la forma de producir la energía que necesita". El profesor ALENZA GARCÍA, J.F. afirma que "la transición energética solo será posible con un cambio esencial del mercado interior de la electricidad que postula su descentralización y democratización mediante la entrada de nuevos sujetos en el mercado energético, entre los que figuran de manera destacada las comunidades energéticas", en su estudio "Dimensión ambiental y climática de las comunidades energéticas locales", en GALÁN, GALÁN, A., *op. cit.*, pág. 255.
8. Este fondo se financiará con 65.000 millones de euros del presupuesto UE y un 25% de cofinanciación por parte de los Estados miembros.

considerándolas un elemento clave del sistema energético. Existe ya una interesante bibliografía específica sobre las comunidades energéticas a la que me remito para un conocimiento más profundo sobre las mismas[9]. En todo caso, partimos de la consideración de la relevancia que pueden y deben tener las comunidades energéticas para la transformación del modelo energético.

2. SITUACIÓN JURÍDICA DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA

El desarrollo de este tipo de entidades debemos conectarlo con dos propósitos inherentes a la estrategia en la que se inserta la política energética. El primero de ellos se refiere a que para afrontar los retos del clima el diseño de la política energética se considera relevante, en tanto en cuanto se dirige a la minimización de los efectos de la quema de combustibles fósiles, minas de carbón o instalaciones de hidrocarburos y gas, al ser responsables de la emisión de los principales gases de efecto invernadero: CO_2 y CH4. El segundo propósito tiende a situar el punto de mira en las fuentes de energías renovables, que permiten reducir tales emisiones y fomentar los recursos autóctonos. Si bien es cierto que, unas son rentables, pero otras requieren importantes ayudas, es el caso de la energía solar fotovoltaica o la solar de alta temperatura a los efectos de poder desarrollar la tecnología[10].

Con un Marco Estratégico de Energía y Clima que pretende la descarbonización de la economía a través de una transición justa y que se concreta especialmente en una Ley de Cambio Climático y Transición Energética de 2021 (Ley 7/2021 de 20 de mayo); la Estrategia de Descarbonización a largo plazo (2050) o el Plan Nacional Integrado de Clima y Energía 2021-2030 (PNICE) que expresamente contiene medidas destinadas a impulsar las comunidades energéticas presentándolas como evolución del autoconsumo colectivo[11].

9. Así, entre otros, GALÁN GALÁN, A. y ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. (dirs.), ALMEIDA, M. (coord.), *Comunidades Energéticas Locales*, ed. Fundación y Democracia Local, 2024; GONZÁLEZ RÍOS, I., "Las 'Comunidades energéticas locales': un nuevo desafío para las entidades locales", *Revista Vasca de Administración Pública*, núm. 117, 2020; GALLEGO CÓRCOLES, I., *Comunidades de Energía y Transición Energética*, Ed. Aranzadi/Civitas, 2022; ZAMORA ROSELLÓ, M.R., "Desafíos territoriales de las comunidades energéticas: ordenación frente al caos", *Cuadernos de Ordenación del Territorio*, núm. 6, 2023.

10. Sobre energía solar fotovoltaica: LÓPEZ-PENABAT, M.C. et altre, "Estado de la energía solar fotovoltaica y las comunidades energéticas en España. Propuesta metodológica y algunos datos concluyentes", en GALÁN GALÁN, A. …, *op. cit.*, capítulo XXI, págs. 407 y ss.

11. *Véase* LÓPEZ DE CASTRO, L., "Comunidades energéticas de carácter local y lucha frente a la despoblación: condicionantes legales y papel de los entes locales", en NA-

Pero qué situación jurídica ocupan las llamadas comunidades energéticas; cuál es su origen y su destino. De manera simplificada, el origen de las comunidades energéticas deriva de dos Directivas de la Unión Europea que se integran en el denominado "paquete de invierno": "Energía limpia para los europeos", dos regulaciones esenciales en la transición energética[12]. En concreto:

1. La Directiva 2018/2001 sobre fomento de energías renovables, en la que se prevé la creación de una nueva figura: las comunidades de energías renovables (CER)[13].
2. La Directiva 2019/944: normas comunes para el mercado interior de la energía eléctrica, en la que se prevé y se reconoce como sujeto del mercado eléctrico las denominadas comunidades ciudadanas de energía (CCE)[14].

Dos tipos de entidades jurídicas con muchas semejanzas, pero con ciertas diferencias y que de modo general suelen integrarse en el concepto "comunidades energéticas".

No se establece un régimen jurídico completo, ello dependerá de la incorporación al Derecho interno de cada uno de los Estados miembros, advirtiendo en este momento que en nuestro Ordenamiento Jurídico aún se requiere de un adecuado desarrollo reglamentario, pues bien es cierto que tales Directivas se han transpuesto a nuestra Ley del Sector Eléctrico (LSE) a través de dos Reales Decretos, que han supuesto la modificación

VARRO GÓMEZ, C., RUIZ PULPÓN, A.R., VELASCO CABALLERO, F., CASTILLO ABELLA, J. (eds.), 1. *Actas del I Congreso interdisciplinar sobre despoblación*, Ciudad Real, 22 y 23 de septiembre de 2022, Instituto de Derecho Local UAM, págs. 566-567. Así, entre otras medidas, el PNICE, dentro de la medida 1.14 "Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización" prevé el impulso de las comunidades energéticas a través de diversas actuaciones, tales como mecanismos para favorecer la diversidad de actores y los proyectos ciudadanos participativos o los instrumentos de apoyo y financiación colectiva adaptados al entorno real de la ciudad y del mundo rural; además, la medida 1.4 contempla el autoconsumo colectivo, como punto de partida de las comunidades energéticas.

12. Punto de partida: propuestas legislativas de la Comisión en su Comunicación "Energía limpia para todos los europeos", COM (2016) 860 final, Bruselas, 30.11.2016, propuestas eficiencia energética, las energías renovables, la configuración del mercado de la electricidad, la seguridad del suministro y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía.
13. Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida), DOUE L 328/82, 21.12.2018.
14. Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida), DOUE L 158/125, 14.6.2019.

e incorporación de dos nuevos artículos en la LSE, el 12 bis y el 12 ter, sin embargo, aún quedan muchos aspectos que requieren de un sólido marco legal para el desarrollo y buen funcionamiento de este tipo de entidades.

Por una parte, el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y otros ámbitos para la reactivación económica; y por otra parte, el Real Decreto 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea.

Aún falta una completa transposición de las Directivas con el correcto desarrollo reglamentario. Se dispone de un anteproyecto de Reglamento de 2024, sobre el que ya ha informado la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) apreciando algunos problemas que deberían quedar resueltos en la norma[15]. Aunque esto no ha impedido, todavía de modo tímido, que se hayan desarrollado este tipo de comunidades, o que las Comunidades Autónomas hayan adoptado medidas enfocadas a la transición justa[16].

Con respecto a las características de las comunidades energéticas, existen similitudes y diferencias entre ambos tipos. Sobre la base de la legislación y los documentos elaborados por la CNMC son varias las preguntas a las que legalmente se debe dar respuesta: qué son las comunidades energéticas; cuál es su finalidad; por qué dos tipos de comunidades energéticas; qué forma jurídica deben adoptar; o cuáles son sus objetivos y cuál debe ser su desarrollo. Aspectos que deberán ser precisados en el reglamento de desarrollo aún pendiente.

15. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, *Informe al Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía*, IPN/CNMC/013/23. Informe PRD Comunidades Energéticas.

16. Destaca la Ley 5/2024, de 19 de diciembre, de medidas de fomento de comunidades energéticas y autoconsumo industrial en Aragón, en la que se precisan cuestiones esenciales para el correcto desarrollo de las comunidades energéticas, tales como, la forma jurídica, los requisitos, los derechos y obligaciones de sus miembros, los derechos y obligaciones de las comunidades de energía o las medidas de fomento, entre otras. En Andalucía se dispone de una Guía Jurídica para el desarrollo de comunidades energéticas en zonas vulnerables, en la que se resuelven de forma no imperativa algunas cuestiones jurídicas para el desarrollo de estas entidades.

La definición de cada una de estas entidades es precisa, siendo lo más destacable en ambos casos, la consideración de las comunidades energéticas como sujetos de la ordenación de suministro (artículo 6 LSE):

1. Las comunidades de energías renovables son "entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras"[17].

2. Las comunidades ciudadanas de energía "son entidades jurídicas basadas en la participación voluntaria y abierta, cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas, y cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros, socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera"[18].

En primer lugar, se trata de entidades con personalidad jurídica y sin ánimo de lucro de carácter local, con una finalidad en ambos casos que se centra en aportar beneficios ambientales, económicos o sociales en las zonas locales en las que operan, no beneficios económicos, no tienen ánimo de lucro, más allá de reducir los costes de la energía que consumen. Pueden producir energía eléctrica renovable, suministrar energía eléctrica a sus miembros y proporcionar servicios de agregación u otros servicios energéticos comerciales, sometiéndose a las disposiciones aplicables dichas actividades. (en todo caso, los beneficios que se obtengan deben ser destinados a su propio objeto social: desarrollo de proyectos de energías renovables o de energía eléctrica; mejoras ambientales del entorno o desarrollo social de la zona en las que se encuentran).

La finalidad no es el autoconsumo eléctrico, siendo evidente que se trata de un objetivo generalizado en este tipo de comunidades satisfacer las necesidades energéticas de sus socios; el autoconsumo eléctrico dispone de un régimen jurídico propio a través del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril,

17. Artículo 6.1.j) LSE y RD-Ley 23/2020.
18. Artículo 6.1.k) LSE y RD-Ley 5/2023.

por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica[19]. A través del desarrollo de estas entidades se pretende el avance hacia la descarbonización de la economía y contribuir a la participación ciudadana en el suministro eléctrico[20]. Hay ciertas diferencias entre el autoconsumo eléctrico y las comunidades energéticas comenzando porque en este último caso se trata de entidades con personalidad jurídica, no así en el primer caso, puesto que solo se requiere la existencia de un acuerdo entre los interesados en el que se determinen las condiciones de acceso a la energía eléctrica generada.

Se constituyen, pues, como entidades con personalidad jurídica, sobre la base de una participación voluntaria y abierta.

---

19. Con el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, se pretende, entre otras medidas, dar un impulso al autoconsumo eléctrico con generación distribuida renovable, de manera que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, quede exenta de todo tipo de cargos y peajes. Por otra parte, en la Ley 7/2021, de Cambio Climático y Transición Energética se contempla el impulso a la implantación de instalaciones de autoconsumo en las viviendas.
Véase, ORTIZ JIMÉNEZ, M., "El autoconsumo eléctrico", en GONZÁLEZ RÍOS, I. y GALÁN VIOQUE, R. (dir.), *Derecho de las energías renovables y la eficiencia energética en el horizonte 2020*, Ed. Thomson Reuters Aranzadi, 2017, págs. 267 y ss. Así también, ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I., *op. cit*., págs. 28 y ss. siendo muy ilustrativos los cuadros donde contempla las diferencias entre un proyecto de autoconsumo colectivo y una comunidad energética.
Sobre el autoconsumo como actividad propia de una comunidad energética *véase* DÍEZ MARTÍNEZ, V., "Principales aspectos técnicos de las CEL: especial referencia al autoconsumo de energía eléctrica", en GALÁN GALÁN, A., ZAMORA SANTA BRÍGIDA, I. y ALMEIDA, M. (coords.), *Comunidades Energéticas Locales*, Ed. Fundación Democracia y Gobierno Local, 2024, págs. 35 y ss., donde señala que el autoconsumo colectivo de energía eléctrica procedente de instalaciones fotovoltaicas es en la actualidad la más extendida entre las comunidades energéticas locales, debido a la notable reducción de los costes de inversión, la estabilidad del precio de la electricidad producida frente a la volatilidad del mercado, entre otros factores.
20. Como indica BLANCO SILVA, F. el modelo de las comunidades energéticas permiten dar un paso adelante para que la ciudadanía acceda al mercado energético y uno de los aspectos más significativos es el modelo de gobernanza en el funcionamiento de estas entidades, ya que los miembros de estas comunidades son quienes tienen la capacidad de adoptar las decisiones como titulares de dichas entidades; esta posibilidad de la participación ciudadana hasta el momento se restringía a las grandes empresas; en "Comunidades energéticas y democratización de la energía", *Dinamo Técnica*, núm. 30, 2023, pág. 27; advierte asimismo de los problemas que padecen estas entidades que son los propios de las instituciones democráticas centradas en la dificultad de alcanzar acuerdos entre personas con objetivos e intereses distintos, siendo esencial que la regulación sea muy clara para evitar este tipo de conflictos.

Sobre cuál es la forma jurídica más adecuada se deja a decisión propia de cada Estado e incluso en el nuestro se mantiene flexibilidad al respecto, pero siempre que la forma jurídica garantice el cumplimiento de los requisitos establecidos legalmente y responda a la finalidad que tiene atribuida. Diversos estudios académicos atienden este aspecto. Es muy ilustrativo al respecto el análisis realizado en la Guía jurídica para el Desarrollo en Andalucía de Comunidades Energéticas en Zonas vulnerables sobre la forma jurídica que deben adoptar este tipo de entidades. Entre las figuras jurídicas estudiadas (comunidad de bienes, comunidad de vecinos, consorcio, sociedades civiles, corporación de derecho público, agrupación de interés económico, sociedad cooperativa, asociación, fundaciones) se llega a la conclusión que las más idóneas para crear una comunidad energética son la sociedad cooperativa o la asociación[21]. Dos aspectos esenciales de las comunidades energéticas son su carácter voluntario y abierto, de manera que por este motivo no todas las figuras jurídicas permiten albergar este tipo de comunidad.

En el propio PNIEC se establece que tanto la figura de la sociedad cooperativa como la de asociación son idóneas para las comunidades energéticas. La sociedad cooperativa definida en la Ley 27/1999, de 16 de julio de Cooperativas como "una sociedad constituida por personas que se asocian, en régimen de libre adhesión y baja voluntaria, para la realización de actividades empresariales, encaminadas a satisfacer sus necesidades y aspiraciones económicas y sociales, con estructura y funcionamiento democrático, conforme a los principios formulados por la alianza cooperativa internacional, en los términos resultantes de la presente Ley"; la asociación regulada en la Ley Orgánica 1/2002, de 22 de marzo, del Derecho de Asociación, definida como persona jurídica de Derecho privado, de base asociativa, constituidas por un mínimo de tres asociados, pudiendo formar parte de estas las Administraciones Públicas en igualdad de condiciones que los socios privados[22].

Pero cuáles son las diferencias que existen entre un tipo y otro de comunidad energética local. De forma abreviada se centran en el los ámbitos de actuación-socios-proximidad.

---

21. Guía Jurídica para el Desarrollo de las Comunidades Energéticas en Zonas Vulnerables, Agencia Andaluza de la Energía, Consejería de Industria, Energía y Minas, Junta de Andalucía, www.agenciaandaluzadelaenergia.es
Sobre este tema puede verse GONZÁLEZ RÍOS, I., "Las comunidades energéticas locales: un nuevo desafío para las entidades locales", *Revista Vasca de Administración Pública*, núm. 117, 2020, págs. 147 y ss., en el que se refiere a la forma jurídica de este tipo de entidades.
22. Habrá que estar también a lo que dispongan las legislaciones autonómicas en el desarrollo de sus competencias en ambos casos.

Una CER abarca la producción y el consumo de cualquier tipo de energía renovable, no solo energía eléctrica (cualquier tipo de energía renovable, no solo energía eléctrica: pueden participar en proyectos de producción de gases renovables, como el biogás y el biometano, ello requerirá precisar el marco regulatorio del sistema de gas natural); sus miembros deben ser personas físicas, pequeñas empresas y autoridades locales; que deberán estar situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de la entidad jurídica. Deben poseer al menos parte de las instalaciones. Nada se indica sobre si pueden participar en la distribución, el almacenamiento de energía o la prestación de servicios de eficiencia energética o la prestación para vehículos de recarga de vehículos eléctricos.

En cuanto a las CCE participan en la generación de energía eléctrica, no solo renovable, también de otro tipo; pueden ser miembros de una CCE cualquier entidad, también las grandes empresas, aunque el control efectivo debe ser ejercido por los miembros/socios que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios o pequeñas empresas. En cuanto a la proximidad, no existe una limitación expresa. Pueden participar en la distribución, almacenamiento de energía, prestación de servicios de eficiencia energética o la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos. No se exige tener participación en las instalaciones de generación.

Como indica LÓPEZ DE CASTRO "la proximidad de las instalaciones es requisito para el control efectivo de las CER, que determina su naturaleza local en sentido amplio, relacionado con la generación distribuida, lo que no se exige en las CCE, que se pueden articular como comunidades físicas o virtuales con ámbitos geográficos amplios"[23].

En este sentido se encamina el anteproyecto de reglamento, en el que se establece que tanto las CER como las CCE han de estar integradas por un mínimo de cinco socios o miembros, sin que ninguno supere el 51% de los votos, que han de ser personas físicas, administraciones locales o empresas

23. LÓPEZ DE CASTRO GARCÍA-MORATO, L., "Comunidades energéticas de carácter local y lucha frente a la despoblación: condicionantes legales y papel de los entes locales", en NAVARRO GÓMEZ, C., RUIZ PULPÓN, A.R., VELASCO CABALLERO, F., CASTILLO ABELLA, J. (eds.), 1. *Actas del I Congreso interdisciplinar sobre despoblación*, Ciudad Real, 22 y 23 de septiembre de 2022, Instituto de Derecho Local UAM, págs. 561 y ss., aunque la participación del municipio es opcional en ambos tipos de comunidades energéticas la Directiva de energías renovables impulsa la participación de las autoridades locales con el fin de fomentar la creación de comunidades de energías renovables.

de pequeño tamaño. Sin embargo, en el caso de las comunidades de energías renovables, los socios o miembros deben estar situados en las proximidades de las instalaciones de renovables, a una distancia que dependerá de la población del municipio. En el caso de los municipios pequeños o en riesgo de despoblación, se amplía el radio de actuación para conseguir un número de miembros adecuado para la constitución de la comunidad, en línea con los objetivos establecidos en materia de Reto Demográfico[24].

3. PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE DESARROLLAN LAS FIGURAS DE LAS COMUNIDADES DE ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS COMUNIDADES CIUDADANAS DE ENERGÍA: ASPECTOS DESTACADOS

Tras la lectura del Proyecto de Real Decreto cabe apreciar que no resuelve cuestiones importantes que en la práctica pueden plantearse en el despliegue de este tipo de entidades, como se deriva también del informe que al respecto evacuó la CNMC que abre ciertos interrogantes que deben quedar resueltos en la norma, a tiempo se está para no dejar pasar esta oportunidad[25].

Me referiré a algunos aspectos relacionados con la relajación de cargas administrativas para la constitución de estas comunidades, a la consideración de estas entidades como sujetos del sector eléctrico, la obligación de recogida de residuos o el cumplimiento de las obligaciones de transparencia.

Con respecto a los requisitos administrativos, se contempla la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos iniciales para comenzar la actividad, sin perjuicio de la actuación posterior de la Administración al respecto. Las cuestiones que se pueden plantear vienen referidas a los efectos que pueda tener el incumplimiento de los requisitos de dicha declaración responsable, o si se genera alguna responsabilidad ante el desistimiento de alguno de los miembros de continuar en la comunidad energética. Ello puede ser relevante teniendo en cuenta la participación abierta y voluntaria de los miembros de la comunidad energética que de la misma forma que se integran en ella pueden abandonarla, de forma abierta y voluntaria. Ello podría tener consecuencias desde la perspectiva de la inversión realizada

24. El Plan de Medidas ante el Reto Demográfico tiene como objetivo general garantizar la incorporación de los pequeños municipios en una recuperación verde, digital, e inclusiva.

25. CNMC, *Informe al Proyecto de Real Decreto por el que se desarrollan las figuras de las comunidades de energía renovables y las comunidades ciudadanas de* energía, IPN/CNMC/013/23 https://cnmc.es/sites/default/files/4968233.pdf.

para su constitución y desarrollo o, incluso, para la propia existencia de la comunidad si el número de socios quedara por debajo de cinco.

Con relación a la consideración de estas entidades como sujetos del sector eléctrico, se regulan las condiciones para que puedan competir con los sujetos tradicionales, de manera que se les permite acceder al régimen económico de las energías renovables, contemplado en el Real Decreto 960/2020, cuando se trate de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables que sean de propiedad de la comunidad energética, de esta manera podrán entrar en el sistema eléctrico instalaciones de producción de menor tamaño fomentando así la generación distribuida y la participación local[26]. Se prevé en el proyecto de Real Decreto que estas comunidades contarán con un cupo específico en las subastas de Régimen Económico de Energías Renovables (REER) y con reserva de capacidad en los nudos de la red eléctrica objeto de concurso para garantizar la evacuación de su producción.

Con relación al derecho de las CE a "producir, consumir, almacenar y vender energías renovables" se plantean incertidumbres en relación con la formalización de los contratos de energía entre los miembros de la comunidad y los productores de renovables; clarificar de qué manera se realiza la compra-venta cuando la entidad local es miembro de la CE, la aplicación de una LCSP que no preveía la participación de la entidad local en las comunidades energéticas[27].

Por otra parte, con carácter expreso se establecen las obligaciones de recogida separada de residuos. Los titulares de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico deberán enviar al Ministerio para la Transición Ecológica u organismo competente, la información sobre el cumplimiento de esta obligación, consistente en la acreditación de la recogida separada de las diferentes fracciones de residuos del artículo 25.2 de la Ley de residuos (papel, metales, plásticos, vidrio, biorresiduos, residuos textiles, aceites de cocina usados, residuos voluminosos) o la separación en

26. La CNMC considera que el cupo previsto para las CE se incluya en el cupo previsto para la generación distribuida de carácter local, pues lo contrario daría lugar a un solapamiento de cupos, duplicidad de apoyos y asignación ineficiente de los recursos.

27. Sobre la compra *Véase* MARTÍNEZ FERNÁNDEZ, J.M., "Sobre la relación entre las comunidades energéticas locales y la normativa en materia de contratación pública", en GALÁN GALÁN, A., *op. cit.*, capítulo XIV, págs. 285-304, especialmente el análisis referido a la compra de energía a la comunidad energética, diferenciando si la entidad local forma parte o no de la comunidad energética para entender que se trata o no de un contrato administrativo.

origen que establece el artículo 25.3 para los residuos comerciales no gestionados por la entidad local o de los residuos industriales. Además, si no acreditan el cumplimiento no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento (a partir de 1 de enero de 2024)[28].

Junto a ello, tanto las CER como las CCE podrán actuar como representantes de los consumidores para la realización del autoconsumo colectivo, siempre que estos otorguen las correspondientes autorizaciones. Así como

28. La Disposición final primera del Proyecto de Real Decreto modifica ciertos aspectos del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Introduce un nuevo artículo 33.ter referido al incumplimiento de las obligaciones de recogida separada de residuos aplicables a las instalaciones del grupo c.1y c2.
El Real Decreto 413/22014 indica que las instalaciones de tipo c.1 son centrales que utilizan como combustible principal residuos domésticos y similares y las instalaciones de grupo c.2 son centrales que utilizan como combustible principal otros residuos no contemplados en el grupo c.1, combustibles de los grupos b.6 (centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes), b.7 (centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir de la biomasa) y b.8 (centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal) cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados grupos, licores negros y las centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran inscritas en la categoría c) grupo c.3 prevista en el artículo 2.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
En la propuesta, el artículo 33.ter establece:
"1. Los titulares de las instalaciones del grupo c.1 con derecho a la percepción del régimen retributivo específico deberán acreditar el cumplimiento de las obligaciones de recogida separada establecidas en los artículos 25.2 y 25.3 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular y su normativa de desarrollo, tanto para todas las entidades locales como para los productores de residuos comerciales e industriales a los que preste servicio.
2. Los titulares de las instalaciones del grupo c.2 con derecho a la percepción del régimen retributivo específico deberán acreditar el cumplimiento de las obligaciones de recogida separada establecidas en el artículo 25.3 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, en lo que respecta a los materiales indicados en el artículo 25.2 de dicha ley, y su normativa de desarrollo.
3. Aquellas instalaciones que no acrediten el cumplimiento de las citadas obligaciones de recogida separada de residuos no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento, percibiendo únicamente el precio del mercado de producción."

también, podrán ejercer cualquier derecho de uso, explotación o de otra naturaleza sobre los activos energéticos que los socios o usuarios hayan vendido, cedido o aportado a la comunidad; en el caso de las CER, incluidos los que son propiedad de las entidades locales.

Entre los principales retos que debe afrontar el desarrollo y buen funcionamiento de las CE se encuentran:

— Estimular la respuesta de las distribuidoras de energía para dar de alta los autoconsumos colectivos, agilizar la tramitación y, en este sentido, la norma de desarrollo puede establecer las responsabilidades que corresponden a todas las partes afectadas (CE, los gestores de redes,...): intercambio de información en plazos concretos.

— Es recomendable, asimismo, que, en aras del principio de transparencia, la regulación establezca eficaces mecanismos de control que permitan que las tarifas de red reflejen los costes y los cargos; las empresas distribuidoras deben describir con claridad los cargos por el uso de las infraestructuras de distribución y el transporte de electricidad. En todo caso, los principios regulatorios deben ser iguales para ambos tipos de comunidades energéticas. Así también, cumplir con el principio de transparencia en la facturación.

— A ello se une la necesaria digitalización y aplicación de las nuevas tecnologías, teniendo en cuenta que aún existe la brecha digital, más aún en comunidades de este tipo, sin ningún tipo de conocimiento técnico ni experiencia profesional en el sector. En este sentido, la educación y formación a estos fines son parte de la propia política pública.

4. UNA CONCLUSIÓN

Finalmente, en mi consideración personal sobre la importancia de avanzar en el despliegue de este tipo de comunidades, significo especialmente el cumplimiento de objetivos sociales, toda vez que estas CE pueden ser un instrumento idóneo para alcanzar no solo la transición energética, ecológica, sino también, que esta sea justa: permitir el ejercicio efectivo de los derechos de aquellos colectivos más vulnerables, frenar la pobreza energética, dando cumplimiento a los intereses públicos del municipio, que como entidad local puede y debe comprometerse como miembro activo en proyectos con tales objetivos. La transición justa no solo derivada de la descarbonización. La

disposición final segunda del Proyecto modifica el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, para que puedan participar en los concursos de capacidad de acceso instalaciones de generación que formen parte de proyectos que tengan por objeto la descarbonización de la industria. Esta medida abrirá una vía adicional para que los procesos productivos contribuyan al objetivo de descarbonización de la economía mediante la utilización de combustibles más sostenibles; la transición justa es una transición inclusiva, presente en la agenda urbana y rural en la lucha contra la despoblación, el reto demográfico o el desarrollo de la agricultura; proyectos destinados a tales fines deben igualmente preservarse en el mismo sentido.

Con el fin de contribuir al impulso de las comunidades energéticas, mediante la Disposición final tercera del Proyecto, se permite la liberación de capacidad en nudos reservados para concurso para instalaciones de generación que formen parte de comunidades energéticas. En concreto, se libera un 5% de la capacidad disponible en el momento en que la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía haya resuelto, o resuelva en un futuro, la celebración de un concurso de capacidad de acceso. El acceso a esa capacidad se realizará aplicando el criterio de prelación temporal al que se refiere el artículo 7 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, la Ley sobre Cambio Climático da responsabilidad a los entes locales en el cumplimiento de los objetivos energéticos y climáticos, pero no precisa qué función tienen los entes locales, como tampoco las CE; la participación de la entidad local en una CE también es voluntaria, pero integrarse o constituir una CE es un instrumento idóneo para acometer las responsabilidades municipales desde la perspectiva de la transición justa con respecto a la efectividad de los derechos de los colectivos vulnerables: pobreza energética, personas con discapacidad, personas en riesgo de exclusión social, etc. A través de proyectos encaminados a tales fines, constituir una CE local, es un medio eficaz para el desarrollo de la economía local, afrontar el reto de la despoblación, y la redistribución de beneficios que en su mayoría reviertan sobre la comunidad local. Además, la participación de las grandes compañías energéticas en las CE puede permitir no solo la promoción, sino también la expansión de las CE, siempre y cuando no estén involucradas en la toma de decisiones de la comunidad.

Esta nueva manera de guiar la generación y distribución de los servicios energéticos en el ámbito local permiten situar en el destino el beneficio de la sociedad su sostenibilidad ambiental, social y económica.

CUARTA PARTE
LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL CICLO URBANO DEL AGUA

Capítulo 15

Balance Energético en el Ciclo Integral del Agua Urbana

Fernando Delgado Ramos
Profesor Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Director de la Cátedra de Agua UGR+Hidralia
Universidad de Granada

1. INTRODUCCIÓN: EL BINOMIO AGUA Y ENERGÍA

El agua y la energía constituyen dos de los pilares fundamentales sobre los que se sustenta el desarrollo socioeconómico y ambiental de cualquier sociedad moderna. Su interdependencia es tan profunda que se ha acuñado el término "Nexo Agua-Energía" (Water-Energy Nexus) para describir la relación bidireccional y compleja que existe entre ambos recursos.

Por una parte, la producción de energía requiere agua para diversos fines, desde la necesaria para la extracción y producción de combustibles, a la utilizada para la generación directa de electricidad en centrales hidroeléctricas; pasando por la utilizada en las centrales térmicas, así como en cualquier fase intermedia.

Por otra parte, la gestión del agua urbana en todas sus fases —captación, tratamiento, distribución, saneamiento, depuración y vertido o reutilización— es un proceso intrínsecamente intensivo en energía, demandando importantes aportes de electricidad y, en menor medida, de energía térmica.

En un contexto global marcado por el cambio climático, la creciente escasez de recursos naturales, la contaminación y la imperiosa necesidad de descarbonizar las economías para mitigar sus efectos; la optimización del balance energético en el ciclo integral del agua urbana emerge no solo como un desafío estratégico, sino como una oportunidad sin precedentes para avanzar hacia la sostenibilidad y la resiliencia de nuestras ciudades.

Centrándonos ahora en la energía, podemos asegurar que la historia del progreso de la humanidad es, en gran medida, la historia de su relación con la energía y su capacidad para aprovecharla.

Desde las primeras civilizaciones que dependían exclusivamente de la "fuerza bruta" de humanos y animales para el transporte, el procesado de materias primas o la agricultura, pasamos a los primeros avances en el uso de las fuerzas de la naturaleza, como el viento (en la navegación a vela o en los molinos de viento) o el agua (en las norias y molinos de agua). Estos molinos ya son un alarde de la ingeniería, pues permiten aprovechar la energía natural de un fluido (el aire o el agua) para hacer girar lo que hoy llamaríamos una turbina, y transmitir este movimiento de giro mediante un mecanismo a un artefacto, sea un telar o sea la molienda del trigo o la molturación de la aceituna; pero todos ellos están obligados a hacer uso de esa energía mecánica muy cerca de donde se produce. Estos y otros ingenios mecánicos empezamos a llamarlos "máquinas" o en inglés "engines" y de ahí procede el término de "ingeniería" o "engineering".

El siguiente hito fundamental fue el descubrimiento y control del fuego, utilizado como energía lumínica y como energía térmica; pero además lo más significativo es que ahora se puede obtener el combustible en una zona (por ejemplo, madera o carbón) y transportarlo hasta el punto donde aprovecho su energía mediante la combustión para producir luz o calor.

Un nuevo hito histórico de la máxima relevancia fue la invención y perfeccionamiento de la máquina de vapor, donde el calor producido por la quema de un combustible (por ejemplo, el carbón), se utiliza para calentar agua y producir vapor a alta presión que mueve unos pistones, transformado esa energía calorífica en energía mecánica de rotación. Si a ese eje rotatorio le acoplamos unas ruedas tenemos una locomotora, pero también podemos acoplarle un telar, las hélices de un barco, una pala excavadora o cualquier otro ingenio mecánico. Aun así, la distancia entre la transformación de la energía térmica en mecánica tenía que ser muy corta al ser necesario un eje construido con madera o acero.

El siguiente salto tecnológico espectacular fue la electricidad. Su aprovechamiento se basa en el principio de inducción electromagnética que funciona de dos maneras clave:

— **Generación de Electricidad** (alternador): Si se hace girar una espira de cable conductor (por ejemplo, de cobre) dentro de un campo magnético (generado por un imán), se induce una corriente eléctrica en ese cable. Es decir, el movimiento se convierte en electricidad.

— **Generación de Movimiento** (motor eléctrico): A la inversa, si se introduce una corriente eléctrica en una espira o bobina de cable situada dentro de un campo magnético, la interacción entre el campo magnético del imán y el campo magnético generado por la corriente en la espira produce una fuerza que la hace girar. Es decir, la electricidad se convierte en movimiento.

La energía en forma de electricidad ahora sí que se puede transportar a largas distancias por cables conductores (hay que reducir la intensidad de la corriente para minimizar las pérdidas y por ello se tiene que elevar enormemente el voltaje, para luego en destino hacer lo contrario para poder usarla con seguridad), y se puede transformar en otras muchas formas de energía: luz en una bombilla, calor en un radiador, sonido en un altavoz, movimiento en un motor eléctrico, etc.

La mayor parte de las centrales eléctricas actuales hacen uso de alternadores: i) en las hidroeléctricas o mareomotrices el agua pasa por una turbina que gira y mueve al alternador para producir electricidad, ii) en las eólicas lo hace el viento, iii) en las térmicas de carbón, biomasa, nucleares o termo solares; el calor produce vapor y el vapor pasa por una turbina que mueve al alternador; iv) en los grupos electrógenos la combustión de gasoil o gasolina en un motor también hace girar a un alternador; y v) en las turbinas de gas, donde se hace básicamente lo mismo pero con un diseño diferente, usando gas natural como combustible. Dentro del mix eléctrico actual, prácticamente sólo las centrales solares fotovoltaicas pueden producir electricidad a gran escala directamente sin hacer uso de alternadores.

Hoy en día es mucho más fácil de entender estos conceptos por la popularización de los automóviles híbridos que tienen motor de combustión, motor eléctrico, alternador y batería. Hay fases en que sólo funciona el motor de combustión para mover las ruedas y el alternador; en las fases de frenado se aprovecha la inercia del vehículo para hacer girar el alternador y se almacena la energía eléctrica sobrante en la batería; y hay otras fases en que solo funciona el motor eléctrico o los dos motores a la vez; si bien en todo momento los sistemas eléctricos del coche necesitan alimentación.

También podemos aprovechar la progresiva implantación de vehículos 100% eléctricos para entender la complejidad y carestía del almacenamiento de energía eléctrica en baterías, que, si bien está teniendo un desarrollo espectacular; por ahora no es viable alimentar a toda una población mediante baterías eléctricas, por lo que en el mercado eléctrico actual, la energía se tiene que producir exactamente en el momento que se demanda y no todas las cen-

trales tienen la misma capacidad de adaptarse a esos cambios en la demanda eléctrica, ni cuesta lo mismo la energía que producen. Es por ello por lo que en las facturas de electricidad tenemos que pagar por la energía consumida (término de energía en kWh) y por la potencia máxima contratada (término de potencia en kW) y no tiene el mismo coste a cualquier hora del día.

En este punto, se considera oportuno clarificar una confusión habitual al referirse a la unidad de energía como kW/h (leído sería kilovatio por hora), que se observa incluso en páginas web oficiales de compañías eléctricas:

El sistema de unidades más extendido en Europa es el que se denomina "Sistema Internacional" (SI). Aquí la fuerza se mide en newtons (N), la longitud en metros (m) y el tiempo en segundos (s), entre otras unidades fundamentales.

Como la energía es el producto de la fuerza por el desplazamiento, se mediría en N.m, que es a lo que en el S.I. se denomina "julio" (J). La potencia es la energía dividida entre el tiempo y por tanto se mediría en julios/segundo (J/s) que es lo que se denomina vatio (W). La unidad W nos sirve para la potencia de una bombilla de una casa o de un cargador de teléfono móvil, pero en cuanto nos referimos a la potencia total instalada en una casa, hacemos uso del múltiplo, kilovatio (kW) que son mil vatios. En un domicilio normal es habitual tener una potencia contratada de 3.45 kW, aunque cada vez se contratan potencias mayores por el uso intensivo de equipos eléctricos.

Pues bien, el error habitual viene de que si tenemos enchufado un equipo que consume 1 kW de potencia durante una hora (h), la energía que ha consumido sería el producto de ambas 1 kW multiplicado por 1 h, lo que se escribe 1 kWh, pero no se puede leer "kilovatio por hora" (que se escribiría kW/h), sino "kilovatio hora".

La razón de la confusión es que, en español, "2 x 3" lo leemos "dos por tres" y "m/s" lo leemos "metro por segundo", es decir, que tanto cuando multiplicamos como cuando dividimos, decimos "por", cuando en realidad en el primer caso queremos decir "dos multiplicado por tres" y en el segundo caso "metro por cada segundo". Por esa razón, para tratar de evitar la confusión aunque es frecuente que no lo consiga), cuando multiplicamos 1 kW por 1 hora, tenemos que decir "kilovatio hora" y escribir kWh.

Volviendo a conceptos claves sobre la energía, si bien por todos es conocido el principio de conservación de la energía según el cual "la energía ni se crea ni se destruye, sino que se transforma"; también es necesario entender

que siempre hay una parte de la energía que no se puede aprovechar o que se "pierde" del sistema, fundamentalmente por la fricción entre los elementos en movimiento y la disipación en forma de calor.

Pues bien, centrándonos en el objeto de este capítulo: el ciclo urbano del agua, nos encontraremos unas etapas o procesos donde se consume energía y otros donde se produce; de forma que nuestro objetivo es explicar cómo se puede optimizar este balance energético, teniendo en cuenta además el carácter renovable o no de la energía y sus emisiones de CO_2.

2. FASES DEL CICLO URBANO DEL AGUA Y SU RELACIÓN CON LA ENERGÍA

2.1. INTRODUCCIÓN

Vamos a denominar aquí "ciclo urbano del agua" a todas las etapas o fases desde que tomamos el agua del medio natural, para destinarla a su uso en poblaciones, y la devolvemos de nuevo al medio natural, o procedemos a su regeneración para poder reutilizarla.

En este apartado vamos a analizar la energía que se produce o que se consume en cada una de estas fases: la **aducción** que capta y transporta el agua, la **potabilización** que la hace apta para el consumo, la **distribución** que la lleva a nuestros hogares, el **saneamiento** que recoge las aguas residuales, la **depuración** que las limpia, el **vertido** al medio natural y, en algunos casos, la **regeneración y reutilización** que volvería a iniciar el ciclo.

Analizaremos en detalle los procesos que las componen, el tipo y la cantidad de energía que consumen, y las posibilidades de generar energía dentro de cada una, destacando el rol fundamental de la ingeniería para optimizar la eficiencia y sostenibilidad de todo el sistema.

2.2. ADUCCIÓN

La fase de aducción es el primer paso en el ciclo urbano del agua, encargada de captar el agua de su fuente natural y transportarla hasta la Estación de Tratamiento de Agua Potable (ETAP).

Los procesos principales son:

— **Captación**: Se toma el agua de manantiales, ríos, embalses, acuíferos o del mar.

— **Conducción**: El agua es transportada en régimen de lámina libre (a presión atmosférica) o en régimen de presión (en tubería a presión mayor que la atmosférica) desde el punto de captación hasta la ETAP.

El balance energético de esta fase va a depender fundamentalmente de la diferencia de cota entre la captación y la planta potabilizadora, siendo posible que se necesite bombear el agua (consumo de energía) y/o que sea posible turbinar (producción de energía).

Las bombas y las turbinas son máquinas hidráulicas muy parecidas, aunque antagónicas (turbomáquinas), incluso hay equipos que pueden funcionar de forma totalmente reversible.

La bomba recibe la energía mecánica de rotación en el eje de un motor eléctrico que hace girar a su rodete donde se encuentra el agua que recibe parte de esa energía aumentando su presión (fundamentalmente). Cuando es mayor la presión a la salida de la bomba que en el extremo del bombeo, el agua fluye en dirección ascendente hasta el final de la tubería de impulsión.

En teoría, la energía necesaria sería la correspondiente para aumentar su energía potencial, es decir, el producto del peso de agua elevado, por el desnivel:

$$E = m\ g\ H$$

En términos de volumen y considerando la densidad del agua tenemos:

Energía: $E = y\ V\ H$

Potencia: $P = E / t = y\ Q\ H$

Pero en realidad, tenemos diversas pérdidas de energía: i) en el motor (que se calienta y por ello tenemos en cuenta en el rendimiento del motor, que es inferior al 100%), ii) en la bomba (porque el agua choca y roza contra las paredes, genera turbulencia y también se calienta un poco), lo que incluimos en el rendimiento de la bomba, que es variable pero siempre inferior al 100%, iii) en la tubería de impulsión, donde el agua también roza contra las paredes, golpea contra piezas especiales como válvulas, tiene algunos cambios bruscos de velocidad, etc..

En el caso de la turbinación, transformamos la energía potencial del agua en energía eléctrica, pero también tenemos pérdidas de energía muy parecidas. La diferencia es que, en el bombeo, las pérdidas de energía se suman a la energía teórica y en turbinación se restan.

Considerando a modo de ejemplo un volumen de 1 m^3, un caudal de 1 m^3/s, un desnivel de 100 m, unas pérdidas de rozamiento del 1% y rendimientos del 85%; vamos a calcular la potencia (P) y la energía (E) en cada caso.

Bombeo:

$$P_B = 9'8 \cdot Q_B \cdot H \cdot \frac{1}{\eta_m \cdot \eta_b} = 9'8 \cdot 1 \cdot (100+1) \cdot \frac{1}{0'85} = 1.165 \text{ kW}$$

$$E_B = \frac{9'8}{3.600} \cdot V_B \cdot H \cdot \frac{1}{\eta_m \cdot \eta_b} = \frac{9'8}{3.600} \cdot 1 \cdot (100+1) \cdot \frac{1}{0'85} = 0'323\ kWh$$

Turbinación:

$$P_T = 9'8 \cdot Q_T \cdot H \cdot \eta_t \cdot \eta_a = 9'8 \cdot 1 \cdot (100-1) \cdot 0'85 = 825 \text{ kW}$$

$$E_T = \frac{9'8}{3.600} \cdot V_T \cdot H \cdot \eta_t \cdot \eta_a = \frac{9'8}{3.600} \cdot 1 \cdot (100-1) \cdot 0'85 = 0'229 \text{ kWh}$$

Podemos ver que, aunque la energía potencial teórica sea la misma en los dos casos, por culpa de las pérdidas inevitables de energía, necesitamos un 40% más de energía cuando bombeamos de lo que produciríamos al turbinar.

¿Cómo se podría optimizar el balance energético? Actuando sobre cada una de las variables de las fórmulas anteriores:

— **V**: Maximizar el volumen de agua que se pueda turbinar y minimizar el volumen que se tenga que bombear. Aunque parezca obvio, lo primero y fundamental es reducir las pérdidas de agua en las conducciones (sea por evaporación o por fugas). Además, en el caso de que haya bombeo, reducir las pérdidas en toda la red de distribución de agua potable también reduce el volumen de agua a elevar hasta la ETAP. Esto se consigue no sólo en fase de proyecto y construcción, sino que también requiere de un correcto mantenimiento y control de fugas.

— **H**: Situar la captación a la cota más alta posible respecto a la planta potabilizadora, de forma que se pueda maximizar el desnivel turbinado o reducir la altura de bombeo. Esto es una decisión crítica que ya no va a poder modificarse durante la explotación del sistema, pero que está sujeta a factores que no siempre son controlables. Cuando disponemos de diversas fuentes alternativas de agua, desde el punto de vista energético, deberíamos optar por las situadas a cota más alta. Aunque parezca una obviedad, se da el caso que la excesiva rigidez de los organismos de cuenca limita la libertad de optimizar los puntos de captación de aguas.

— **ΔH**: Minimizar las pérdidas de energía en las tuberías de impulsión o de turbinación. Esto se consigue en fase de proyecto y construcción, adoptando el diámetro óptimo (a menor diámetro, la velocidad es mayor y las pérdidas aumentan con el cuadrado de la velocidad), pero también eligiendo tuberías con baja rugosidad. Pero también debemos mantener baja la rugosidad de las tuberías durante su vida útil, lo que también depende del mantenimiento que se realice sobre ellas.

— **η**: Maximizar los rendimientos de la bomba o de la turbina. Es importante destacar que dependen no solo de la calidad de diseño y fabricación de las turbomáquinas, sino que cada bomba o turbina consiguen su máximo rendimiento para una terna determinada de caudal, presión y velocidad de giro (que se han usado para su diseño de forma que el agua entre y salga con los menores choques posibles). Pues bien, si cambian estos valores (por ejemplo, si hay mucha variación del caudal turbinado), los rendimientos bajan mucho. Cuando los caudales son muy variables, a veces es necesario en fase de diseño aumentar el número de bombas o turbinas para que cada una de ellas esté siempre lo más cerca posible de su rendimiento óptimo. Recientemente a las bombas se les incorpora variadores de frecuencia para ser más versátiles y se disponen depósitos de regulación para que puedan trabajar a caudal constante.

2.3. POTABILIZACIÓN

La fase de potabilización es el proceso mediante el cual el agua bruta, captada en la aducción, es tratada para eliminar impurezas, microorganismos y sustancias nocivas, haciéndola apta para el consumo humano. El objetivo es que cumpla con los estándares de calidad establecidos para el agua potable.

La potabilización se lleva a cabo en las Estaciones de Tratamiento de Agua Potable (ETAP) y generalmente incluye una serie de procesos físicos, químicos y, a veces, biológicos:

— **Pretratamiento (Desbaste y Desarenado):** Eliminación de sólidos grandes (ramas, plásticos) y arena para proteger las instalaciones.

— **Coagulación-Floculación:** Adición de productos químicos (coagulantes) que desestabilizan las partículas en suspensión, haciendo que se agrupen en flóculos más grandes.

— **Decantación:** Separación por gravedad de los flóculos formados, que se asientan en el fondo.

— **Filtración:** El agua pasa a través de filtros de arena, carbón activado u otros materiales para retener las partículas más finas que no se eliminaron en la decantación.

— **Desinfección:** Eliminación de microorganismos patógenos mediante la adición de cloro, ozono, radiación ultravioleta u otros desinfectantes.

— **Ajuste de pH y otros tratamientos específicos:** Corrección del pH del agua y, si es necesario, eliminación de sustancias específicas (hierro, manganeso, etc.) o adición de fluoruros.

El consumo energético en la potabilización es principalmente energía eléctrica, aunque también puede haber un consumo menor de energía térmica para ciertos procesos o el calentamiento de instalaciones.

Dependencia del consumo:

— **Calidad del agua cruda:** Cuanto más contaminada o turbia esté el agua de origen, más procesos y más intensivos serán necesarios, lo que aumenta el consumo de energía (ej. mayor dosificación de químicos, más bombeo para recirculaciones, etc.).

— **Procesos aplicados:** Cada proceso (bombeo, mezcla, aireación, agitación, filtración, dosificación de químicos, etc.) requiere energía. Procesos más complejos o avanzados (como la ósmosis inversa para desalación, si fuera parte de la aducción o un pretratamiento muy específico) son mucho más intensivos energéticamente.

— **Eficiencia de equipos:** Motores, bombas, agitadores y sistemas de dosificación más eficientes reducen el consumo.

— **Consumo de químicos:** La producción y transporte de los productos químicos utilizados también tiene una huella energética indirecta.

Aunque el margen de maniobra para la reducción drástica del consumo en las ETAP es a menudo escaso debido a los estrictos requisitos de calidad del agua potable, existen oportunidades significativas:

— **Tratamiento mínimo necesario y optimización de procesos:** Ajustar los procesos de tratamiento a la calidad del agua bruta de entrada y a los requisitos normativos, evitando un sobretratamiento que consume energía y productos químicos innecesariamente. Esto puede implicar la optimización de la dosificación de reactivos químicos

(coagulantes, floculantes), la mejora de los procesos de mezcla y floculación para reducir la energía de agitación, y la optimización de los ciclos de lavado de filtros para minimizar el consumo de agua de lavado y la energía de bombeo asociada.

— **Tecnologías eficientes:** Invertir en equipos de mezcla, agitación y bombeo internos de alta eficiencia, así como en sistemas de iluminación LED y climatización eficientes en los edificios de la planta.

En la fase de potabilización generalmente no se produce energía. Es una fase de consumo energético neto, ya que el objetivo es tratar el agua, no generar electricidad. No hay procesos inherentes que permitan una producción significativa de energía. Sin embargo, actualmente es habitual que se aprovechen o modifiquen las instalaciones de la ETAP para poder albergar placas solares fotovoltaicas que reducen el consumo neto de energía.

2.4. DESALACIÓN

La desalación es una fase cada vez más importante en el ciclo urbano del agua en zonas costeras con escasez de recursos hídricos convencionales.

La desalación (o desalinización) es el proceso mediante el cual se elimina la sal y otros minerales del agua de mar o de aguas salobres (con un contenido de sal menor que el agua de mar, pero no aptas para consumo directo) para obtener agua dulce.

La desalación se lleva a cabo en plantas desaladoras y existen varias tecnologías, siendo la ósmosis inversa (OI) la más extendida y eficiente actualmente para grandes volúmenes:

— **Captación de Agua Bruta:** Se toma el agua directamente del mar o de pozos costeros.

— **Pretratamiento:** Es crucial para proteger las membranas de la ósmosis inversa. Incluye procesos como:

  • **Filtración:** Eliminación de sólidos en suspensión (arena, algas, etc.) mediante filtros de arena, multimedia o incluso membranas de ultrafiltración/microfiltración.

  • **Ajuste Químico:** Adición de productos químicos para prevenir incrustaciones (antiincrustantes), bioincrustaciones (biocidas) o para ajustar el pH.

— **Ósmosis Inversa (OI):** Es el corazón del proceso. El agua pretratada se bombea a alta presión a través de membranas semipermeables. Estas membranas permiten el paso de las moléculas de agua, pero retienen las sales disueltas y otros contaminantes. El resultado son dos corrientes:

  - **Permeado:** El agua dulce (desalada).
  - **Concentrado o Salmuera**: Agua con una alta concentración de sales, que se devuelve al mar.

— **Postratamiento:** El agua desalada (permeado) es muy pura, por lo que puede ser corrosiva y carece de minerales esenciales. Se le añaden minerales (remineralización) y se desinfecta (cloración) para hacerla apta para el consumo humano y para proteger las redes de distribución.

— **Vertido del Concentrado:** La salmuera se devuelve al mar, generalmente a través de emisarios submarinos, buscando una dispersión rápida para minimizar el impacto ambiental.

La desalación es una fase extremadamente intensiva en consumo de energía eléctrica, siendo uno de los procesos más energéticamente demandantes del ciclo del agua.

Dependencia del consumo:

— **Tecnología de Desalación:** La ósmosis inversa es más eficiente que la destilación (que consume mucha energía térmica), pero aun así requiere mucha energía.

— **Salinidad del Agua Bruta:** Cuanto mayor sea la concentración de sal en el agua de origen (agua de mar vs. agua salobre), mayor será la presión necesaria para forzar el agua a través de las membranas de ósmosis inversa, y, por lo tanto, mayor el consumo energético.

— Eficiencia de los Sistemas de Bombeo y Recuperación de Energía: Las bombas de alta presión son los mayores consumidores. La incorporación de dispositivos de recuperación de energía (ERD — Energy Recovery Devices), como los recuperadores de presión o turbinas Pelton, es crucial. Estos sistemas recuperan una parte significativa de la energía de la salmuera a alta presión y la transfieren al agua de alimentación de baja presión, reduciendo drásticamente el consumo total (hasta un 40-50% en plantas modernas).

— **Temperatura del Agua:** Temperaturas más bajas aumentan la viscosidad del agua y la presión osmótica, requiriendo más energía.

— **Calidad del Agua Producida:** Si se requiere una pureza extremadamente alta, los procesos pueden ser más complejos y energéticamente exigentes.

— **Mantenimiento y Rendimiento de Membranas:** Membranas sucias o dañadas requieren más presión y, por ende, más energía.

La fase de desalación es un consumidor neto de energía. Sin embargo, la recuperación de energía es una práctica estándar y esencial que permite reducir drásticamente el consumo, aunque no se genere energía neta para exportar fuera de la planta. Estos dispositivos de Recuperación de Energía (ERD) (intercambiadores de presión, turbinas Pelton, etc.) aprovechan la energía de la salmuera a alta presión que sale de las membranas para presurizar el agua de entrada, reduciendo la necesidad de que las bombas de alta presión hagan todo el trabajo. La cantidad de energía "recuperada" depende de la eficiencia de estos dispositivos y de la presión y caudal de la salmuera.

2.5. DISTRIBUCIÓN

La fase de distribución es la encargada de transportar el agua potable desde la ETAP hasta los puntos de consumo de los usuarios finales (hogares, industrias, comercios). Habitualmente tiene una primera red de distribución en alta hasta los depósitos de regulación y luego la red de distribución en baja hasta cada uno de los abonados.

Consiste en la red de infraestructuras que garantizan que el agua llegue a cada grifo con la presión y calidad adecuadas. Los procesos principales son:

— **Bombeo a la red:** Impulsar el agua desde la ETAP o los depósitos de cabecera a través de tuberías principales y secundarias.

— **Almacenamiento intermedio:** Uso de depósitos reguladores (elevados o en superficie) para gestionar las variaciones de demanda a lo largo del día y mantener la presión.

— **Mantenimiento de la red:** Supervisión de la presión, detección y reparación de fugas, y control de la calidad del agua en diferentes puntos de la red.

El consumo energético en la distribución es predominantemente energía eléctrica, utilizada para el bombeo. Es, de hecho, una de las fases con

mayor consumo energético en todo el ciclo urbano del agua, especialmente en topografías desfavorables.

Dependencia del consumo:

— **Topografía:** Si la ciudad o zona de distribución tiene grandes diferencias de altura (es decir, es "montañosa" o con muchas elevaciones), se necesitará mucha más energía para bombear el agua y mantener la presión. Si es un terreno llano, la gravedad puede ayudar, reduciendo la necesidad de bombeo.

— **Presión requerida:** Cuanto mayor sea la presión que se deba mantener en la red (para llegar a edificios altos o zonas alejadas), mayor será el consumo de energía. Antiguamente se solía recurrir a bombear el agua hasta los depósitos más altos, teniendo a veces excesos de presión en determinados puntos de la red. Actualmente se prefiere optimizar los bombeos de forma que se distribuyan en zonas estratégicas y se eleve estrictamente lo necesario.

— **Distancia de la red:** Redes de distribución muy extensas implican mayores pérdidas por fricción en las tuberías y pueden requerir más estaciones de bombeo intermedias.

— **Eficiencia de bombas y motores:** Equipos de bombeo modernos y bien mantenidos consumen menos energía.

— **Control y gestión de la red:** Un control ineficiente de válvulas, presiones y caudales puede generar un sobreconsumo energético.

— **Eficiencia de la red:** Las fugas de agua potable en la red de distribución suponen también un desperdicio energético considerable que se acumula de todas las fases previas, siendo por tanto en algunos casos la medida más efectiva en la reducción del consumo energético.

En cuanto a la posibilidad de producción de energía, si bien la fase de distribución es fundamentalmente una fase de consumo de energía neta, sin embargo, existen posibilidades de producción de energía eléctrica en puntos específicos.

Cuando el agua llega a un punto donde la presión es excesivamente alta y debe ser reducida antes de entrar en una zona de menor cota o para evitar daños en la red, en lugar de usar una válvula reductora de presión que disipa la energía en forma de calor y ruido, se puede instalar una pequeña turbina

hidráulica. Esta turbina aprovecha la energía de la alta presión para generar electricidad. La energía producida dependerá del caudal de agua disponible y del salto de presión que se pueda aprovechar. Es una práctica de recuperación de energía cada vez más extendida en redes de distribución modernas, pero su escala es limitada y no convierte esta fase en una productora neta significativa para todo el sistema. También se están utilizando actualmente las "PATs" (pump as turbine), que son bombas que se intercalan para actuar en sentido inverso como si fueran turbinas, acopladas a un alternador.

2.6. SANEAMIENTO

La fase de saneamiento se refiere a la recogida y transporte de las aguas residuales (domésticas, industriales y pluviales) desde los puntos de consumo o generación hasta las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR). Su objetivo principal es evitar la contaminación del medio ambiente y proteger la salud pública.

Consiste en la vasta red de infraestructura subterránea y superficial diseñada para recolectar y conducir las aguas residuales. Los procesos principales son:

— **Recogida:** El agua residual es recolectada de hogares, comercios e industrias a través de acometidas y tuberías de pequeño diámetro que se unen a la red principal.

— **Transporte por gravedad:** En la mayoría de los casos, la red de saneamiento está diseñada con una pendiente para que las aguas fluyan por gravedad, utilizando la energía potencial del propio agua residual.

— **Bombeo (Estaciones de Bombeo de Aguas Residuales — EBAR):** En puntos donde la pendiente natural no es suficiente para mantener el flujo o para superar obstáculos topográficos (como cruzar valles o superar colinas), se instalan estaciones de bombeo que elevan las aguas residuales a un nivel superior desde donde pueden seguir fluyendo por gravedad.

— **Red de alcantarillado:** Comprende el conjunto de colectores, interceptores y emisarios que forman el sistema de tuberías por donde circulan las aguas residuales y pluviales.

El consumo energético en la fase de saneamiento es fundamentalmente energía eléctrica, destinada casi exclusivamente al bombeo en las Estaciones de Bombeo de Aguas Residuales (EBAR).

Dependencia del consumo:

— **Topografía:** Este es el factor más determinante. En ciudades o áreas con poca pendiente o con la necesidad de elevar las aguas para superar barreras geográficas, el número y la potencia de las EBARs aumentan drásticamente el consumo energético. Zonas costeras o ciudades en llanuras suelen requerir más bombeo que aquellas situadas en laderas con desniveles naturales.

— **Distancia de la red:** Redes de alcantarillado muy extensas o dispersas pueden requerir más puntos de bombeo.

— **Volumen de agua residual:** Un mayor caudal de aguas residuales a transportar implica un mayor consumo en las EBARs.

— **Diámetro y estado de las tuberías:** Tuberías más estrechas, con incrustaciones o en mal estado aumentan la fricción, requiriendo más energía para el bombeo o aumentando el riesgo de atascos que obligan a bombeos de emergencia.

— **Eficiencia de las bombas:** Bombas y motores eficientes reducen el consumo energético.

En la fase de saneamiento, al ser mayoritariamente un sistema de recogida y transporte (con el objetivo de llevar el agua hacia abajo por gravedad y ocasionalmente bombearla hacia arriba), no hay una producción significativa de energía.

Dependencia de la producción:

Muy limitadas oportunidades gravitatorias: Teóricamente, si hubiera un gran caudal y un salto considerable y constante en un tramo de la red de saneamiento que pudiera ser aprovechado antes de llegar a la EDAR, se podría plantear la instalación de turbinas o PATs, similar al caso de la distribución de agua potable. Sin embargo, esto es extremadamente raro en la práctica debido a la naturaleza del fluido (agua residual con sólidos), el riesgo de atascos y la infraestructura subterránea, que hacen que no sea una solución viable ni eficiente para la generación de energía. La prioridad es el transporte y la evitación de vertidos incontrolados.

2.7. DEPURACIÓN

La fase de depuración es donde las aguas residuales (recogidas en la fase de saneamiento) son tratadas en una Estación Depuradora de Aguas

Residuales (EDAR) para eliminar contaminantes antes de ser vertidas al medio natural o sometidas a un tratamiento posterior para su reutilización. El objetivo es proteger los ecosistemas acuáticos y la salud humana.

La depuración implica una secuencia de tratamientos que pueden variar, pero los principales son:

— **Pretratamiento:** Similar a la potabilización, se eliminan sólidos gruesos (tamices, rejas) y arenas (desarenadores) para proteger el resto de las instalaciones. También puede haber desengrasado.

— **Tratamiento Primario (Decantación Primaria):** Se reduce la materia en suspensión y la materia orgánica mediante la sedimentación de partículas más pesadas en grandes tanques. Se forman los lodos primarios.

— **Tratamiento Secundario (Tratamiento Biológico):** Es el corazón de la depuración. Microorganismos (bacterias y otros) presentes en el agua o cultivados en grandes tanques (reactores biológicos o aireadores) se encargan de degradar la materia orgánica disuelta y en suspensión, transformándola en biomasa. Este proceso requiere un suministro constante de oxígeno (aeración).

— **Decantación Secundaria:** Tras el tratamiento biológico, los microorganismos y la materia orgánica convertida en biomasa se separan del agua clarificada por sedimentación, formando los lodos secundarios.

— **Tratamiento Terciario (opcional, avanzado):** Procesos adicionales para eliminar contaminantes específicos que no se eliminaron en las etapas anteriores, como nutrientes (nitrógeno y fósforo), metales pesados o microcontaminantes. Esto puede incluir filtración, desinfección (UV, cloro, ozono), membranas, etc. Es especialmente importante si el agua va a ser regenerada.

— **Línea de Fangos (Gestión de Lodos):** Un proceso paralelo esencial. Los lodos primarios y secundarios generados en las fases anteriores se espesan, estabilizan (a menudo mediante digestión anaerobia) para reducir su volumen y patógenos, y finalmente se deshidratan antes de su disposición final o valorización.

La depuración es una de las fases más intensivas en consumo de energía eléctrica del ciclo urbano del agua, debido a la cantidad de procesos que requieren bombeo, aireación y agitación. También consume energía térmica para los procesos de digestión de lodos.

Dependencia del consumo:

— **Calidad del agua residual a la entrada:** Cuanto más contaminada o concentrada sea el agua residual, mayor será el requerimiento energético para su tratamiento.

— **Procesos de tratamiento:** Los procesos biológicos de aireación (suministro de oxígeno a las bacterias) suelen ser el mayor consumidor de energía en una EDAR (pueden representar entre el 40% y el 70% del consumo total). Otros procesos como el bombeo interno, la agitación y la dosificación de químicos también suman.

— **Tratamiento terciario:** Si se implementan tratamientos terciarios avanzados (membranas, ozonización), el consumo energético aumenta significativamente.

— **Volumen de agua a tratar:** mayor caudal implica mayor consumo.

— **Eficiencia de equipos:** Compresores de aire, bombas, agitadores y motores eléctricos eficientes son cruciales para reducir el consumo.

— **Temperatura de los digestores:** Mantener la temperatura óptima en los digestores anaerobios requiere calor.

La EDAR es la única fase del ciclo urbano del agua donde se puede generar una cantidad significativa de energía, lo que la convierte en un punto clave para la sostenibilidad y la economía circular. Esta producción se basa principalmente en el aprovechamiento de los lodos.

Dependencia de la producción:

— **Biogás (Energía Química):** La digestión anaerobia de los lodos es el proceso principal. En ausencia de oxígeno, los microorganismos descomponen la materia orgánica de los lodos, produciendo biogás (una mezcla de gases rica en metano). Cuanta más materia orgánica digerible contengan los lodos y más eficiente sea el proceso de digestión, mayor será la producción de biogás. A veces se añaden cosustratos procedentes de instalaciones externas, por ejemplo, residuos de explotaciones ganaderas.

— **Cogeneración (Energía Eléctrica y Térmica):** El biogás producido se utiliza como combustible en sistemas de cogeneración. Estas instalaciones generan simultáneamente:

- Energía Eléctrica con grupos electrógenos: para el autoconsumo de la propia EDAR (reduciendo la factura eléctrica o incluso permitiendo que la planta sea energéticamente autosuficiente o un generador neto).
- Energía Térmica (Calor): el calor residual de los motores se recupera y se utiliza para calentar los propios digestores anaerobios (optimizando la producción de biogás) y, a veces, para el secado de lodos o la calefacción de instalaciones.

— **Energía Mecánica (de lodos):** En algunos casos, los lodos secos o biodigestores se pueden valorizar energéticamente por combustión directa, aunque esto es menos común en España.

La producción de energía en una EDAR depende directamente del volumen y la calidad de los lodos, así como de la eficiencia de los digestores y los sistemas de cogeneración. Muchas EDARs modernas aspiran a ser "biofactorías" o plantas "energéticamente neutras", es decir, que producen tanta o más energía de la que consumen.

En resumen, las estrategias más eficaces en la mejora de la eficiencia energética en la fase de depuración son:

— **Tratamiento mínimo necesario y optimización del diseño**: Ajustar el nivel de tratamiento a la normativa de vertido y a los requisitos de calidad del agua para su destino final, evitando sobrecargas o infrautilización de los procesos. La optimización del diseño puede implicar la implementación de procesos biológicos más eficientes energéticamente para la eliminación de nutrientes (nitrógeno y fósforo), como los procesos de fangos activos de baja carga, procesos anaerobios/anóxicos, o tecnologías de membranas (MBR) que, aunque intensivas en aireación, pueden ofrecer una mayor calidad de efluente en menor espacio.

— **Soplantes con levitación magnética y control avanzado de aireación**: Los sistemas de aireación en los tratamientos biológicos (fangos activos) son, con diferencia, el mayor consumidor de energía en una EDAR, pudiendo representar entre el 50% y el 70% del consumo total de la planta. La sustitución de soplantes convencionales por soplantes de alta eficiencia, como las de levitación magnética o las turbosoplantes, puede generar ahorros energéticos muy significativos (hasta el 30%). Además, la implementación de sistemas de control automático que ajusten la aireación en función de la carga

orgánica de entrada y la concentración de oxígeno disuelto en los reactores (mediante sondas de OD) evita la sobre aireación, que es un gran derroche energético.

— **Optimización de la gestión de lodos**: Reducir el volumen de lodos generados mediante procesos de espesamiento y deshidratación eficientes para minimizar la energía requerida en su posterior gestión, transporte y tratamiento final. La deshidratación mecánica de lodos es un proceso intensivo en energía.

2.8. VERTIDO

La fase de vertido es el punto donde el agua ya depurada (tratada en la EDAR) es devuelta al medio natural, como un río, un lago o el mar. Es el cierre del ciclo natural del agua dentro del ámbito urbano si no hay reutilización.

Consiste en la descarga controlada del efluente tratado, asegurando que cumpla con los límites de calidad establecidos por la legislación ambiental para proteger el ecosistema receptor.

Los procesos principales son:

— **Conducción del efluente:** El agua tratada es transportada desde la salida de la EDAR hasta el punto de vertido en el cuerpo receptor. Esto puede implicar tuberías, canales o emisarios.

— **Control de calidad del efluente:** Monitoreo continuo o periódico para asegurar que el agua vertida cumpla con los parámetros exigidos (oxígeno disuelto, DBO, DQO, sólidos en suspensión, nutrientes, etc.).

— **Punto de vertido:** Diseño y ubicación adecuados de la descarga para asegurar una buena dispersión y minimización del impacto en el cuerpo receptor.

El consumo energético en la fase de vertido es generalmente bajo en comparación con otras fases, y principalmente se limita a energía eléctrica.

Dependencia del consumo:

— **Distancia al punto de vertido:** Si el punto de vertido está alejado de la EDAR, puede requerir bombeo para transportar el efluente.

— **Desnivel (Topografía):** Si el punto de vertido está a una altura mayor que la salida de la EDAR, será necesario bombear el agua. Si, por el contrario, la EDAR está en una cota superior al cuerpo receptor, el vertido puede ser por gravedad, reduciendo significativamente el consumo.

— **Caudal:** Un mayor volumen de agua a verter puede implicar el uso de bombas más grandes o durante más tiempo.

En la fase de vertido, no hay producción de energía en el sentido de generación activa. Es una fase pasiva de devolución al medio.

2.9. REGENERACIÓN Y REUTILIZACIÓN

Esta fase, cada vez más crucial en regiones con escasez hídrica como España, va más allá del simple vertido del agua depurada. La regeneración implica un tratamiento adicional y avanzado del agua residual ya depurada para que pueda ser utilizada con fines específicos, no potables (riegos, uso industrial, recarga de acuíferos, baldeo de calles, etc.). La reutilización es el acto de aplicar esa agua regenerada a su nuevo propósito.

Consiste en someter el efluente de la EDAR (el agua ya depurada) a tratamientos más estrictos para alcanzar la calidad requerida para su uso final. Los procesos pueden variar enormemente dependiendo del uso previsto para el agua regenerada:

— **Filtración Avanzada:** Uso de filtros de arena de alta eficiencia, filtros de carbón activado (para eliminar microcontaminantes y compuestos orgánicos) o incluso membranas (microfiltración, ultrafiltración) para eliminar partículas muy pequeñas, virus y bacterias.

— **Desinfección de Alta Eficacia:** Métodos más intensivos que la desinfección primaria, como la radiación ultravioleta (UV) de alta dosis, la ozonización avanzada, o la combinación de cloro con otros oxidantes, para garantizar la eliminación total de patógenos.

— **Eliminación de Nutrientes y Contaminantes Específicos:** Procesos avanzados para eliminar nitrógeno, fósforo, metales pesados o contaminantes emergentes (fármacos, productos de cuidado personal) si el uso lo requiere (ej., recarga de acuíferos o riego de cultivos específicos). Esto puede incluir procesos biológicos avanzados o tecnologías de membranas como la ósmosis inversa.

— **Almacenamiento y Conducción:** Una vez regenerada, el agua se almacena en depósitos dedicados y se transporta a través de una red de tuberías "terciaria" o específica para agua regenerada, separada de la red de agua potable.

La fase de regeneración es, con diferencia, la más intensiva en consumo de energía eléctrica de todo el ciclo urbano del agua, especialmente si se utilizan tecnologías de membrana o desinfección avanzada. También puede haber consumo de energía térmica para procesos específicos o calefacción.

Dependencia del consumo:

— **Calidad de agua requerida para la reutilización:** Este es el factor más crítico. Cuanto mayor sea la calidad exigida (por ejemplo, para recarga de acuíferos o riego de cultivos alimentarios versus baldeo de calles), más complejos y energéticamente demandantes serán los procesos necesarios (ej. ósmosis inversa es muy intensiva).

— **Tipo de tecnología de tratamiento:** Las tecnologías de membrana (microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración, ósmosis inversa) requieren bombas de alta presión y, por lo tanto, consumen mucha más energía que la filtración convencional o la desinfección con cloro. La ozonización también es un proceso de alto consumo energético.

— **Volumen de agua a regenerar:** mayor caudal implica mayor consumo.

— **Distancia y desnivel de transporte:** Si el agua regenerada debe bombearse a larga distancia o a una altura considerable para su reutilización (ej., riego agrícola en cotas elevadas), el consumo de energía para el bombeo será significativo.

— **Eficiencia de los equipos:** La eficiencia de las bombas, sistemas de membranas y reactores UV es vital para controlar el consumo.

Al igual que las fases de aducción, potabilización y distribución (con sus excepciones menores), la regeneración es una fase de consumo energético neto. Su objetivo es mejorar la calidad del agua, lo que inherentemente requiere aporte de energía, no su producción. No existen actualmente procesos inherentes a la regeneración que permitan la generación neta de energía. La energía térmica que se podría usar provendría de fuentes externas o de la propia EDAR (biogás), no del proceso de regeneración en sí.

3. ANÁLISIS DE CASOS PRÁCTICOS

El estudio de casos reales proporciona una visión tangible y cuantificable de cómo se manifiesta el balance energético en la práctica en el sector del agua.

Basándonos en la publicación de Cabrera (2024) y los datos publicados por el Canal de Isabel II y por Emasagra, hemos podido confeccionar la siguiente tabla con consumos específicos de energía en cada una de las fases del ciclo urbano del agua, expresados en kWh/m^3:

Tabla 1. Intensidad energética mínima y máxima (kWh/m^3) en las fases del ciclo urbano del agua de aducción, potabilización y desalación

Referencia	Lugar	Aducción		Potabilización		Desalación	
Klein et al. (2005)	California	0,04		0,03			
Sala L. (2007)	Costa Brava	0,00	0,75			4,94	5,41
Murgui et al. (2009)	Valencia						
IDAE (2010)	España					3,50	5,00
Martínez F.J. (2011)	Almería		0,93			4,50	
Cooley H. and Wilkinson R. (2012)	Estados Unidos	0,03		0,06	0,40	4,00	
Hardy et al (2012)	España	0,21		0,57			
UNESCO (2014)	Distintos países	0,37	0,48			2,58	8,50
Canal Isabel II (2017)	C. Madrid	0,15		0,06			
Canal Isabel II (2020)	C. Madrid	0,53 (todas las fases)					
Canal Isabel II (2023)	C. Madrid	0,55 (todas las fases)					
Cabrera (2024)	Varios					3,00	
Emasagra (2024)	Granada			0,02			
Emasagra (2025)	Granada						

Podemos ver que la fase de aducción tiene una gran variabilidad en consumo de energía que fundamentalmente depende de las condiciones topográficas, pero un valor de referencia teniendo en cuenta los datos de la UNESCO podría ser de hasta 0,4 kWh/m^3.

En la potabilización, el valor más bajo lo presenta la empresa de aguas de Granada, EMASAGRA, con 0,02 kWh/m^3 y el más alto de 0,57 kWh/m^3 según Hardy et al. (2012)

Lo más interesante resulta sin duda los grandes cambios de consumo energético en la desalación, si bien la desaladora de Carboneras (Almería) construida en los años 90 tenía un consumo de 4 kWh/m^3, en la actualidad según Cabrera(2024) ya es fácil bajar hasta los 3 kWh/m^3 y no parece que quede ya mucho margen de mejora.

Tabla 2. Intensidad energética mínima y máxima (kWh/m^3) en las fases del ciclo urbano del agua de distribución, saneamiento, depuración y regeneración.

Referencia	Distribución		Saneamiento		Depuración		Regeneración	
Klein et al. (2005)	0,32				0,66			
Sala L. (2007)					0,46	1,05		
Murgui et al. (2009)	0,16				0,35			
IDAE (2010)					0,34	0,68		
Martínez F.J. (2011)					0,53			
Cooley H. and Wilkinson R. (2012)	0,14				0,37	0,61		
Hardy et al (2012)	0,17				0,51		0,59	
UNESCO (2014)					0,62	0,87		
Canal Isabel II (2017)	0,00		0,01		0,33		0,01	
Canal Isabel II (2020)	0,53 (todas las fases)							
Canal Isabel II (2023)	0,55 (todas las fases)							
Cabrera (2024)								
Emasagra (2024)					0,36			
Emasagra (2025)							0,07	0,18

De nuevo en la fase de distribución y de saneamiento no es sencillo sacar conclusiones, pero sí que es muy interesante fijarse en la de depuración y en la de regeneración.

Si nos fijamos en los datos detallados más recientes para la fase de depuración, encontramos 0,33 kWh/m^3 en el Canal de Isabel II y 0,36 en EMA-

SAGRA; mientras que la UNESCO habla de valores que pueden llegar a 0,87 kWh/m^3 e incluso el estudio de Sala (2007) menciona un máximo de has 1,05 kWh/m^3 para la Costa Brava española.

En cuanto a la fase de regeneración, nuestros estudios más recientes para el caso de EMASAGRA estiman un consumo de 0,07 kWh/m^3 sin ultrafiltración, y de 0,18 si tenemos que aplicar ultrafiltración.

En conjunto, si nos fijamos en los informes de sostenibilidad del Canal de Isabel II (2023) observamos que su consumo eléctrico se reparte en un 40,29% en la fase de captación y tratamiento, 3,65% en la distribución, 1,32% en el saneamiento, 45,98% en la depuración, 2,31% en reutilización, 3,61% en el secado de lodos y 2,83% en otros consumos (oficinas, etc.); obteniendo una cifra global, simplificando para que sea más fácil de recordar, de 0,55 kWh/m^3.

Si suponemos un precio actual aproximado de 0,15 €/kWh, la repercusión de la energía en el coste del agua sería aproximadamente de 0,08 €/m^3, que frente al pago aproximado de los abonados de 1,47 €/m^3, nos indica que, en este caso, el coste de la energía del ciclo urbano del agua, siendo importante, tiene una repercusión bastante reducida en el coste total del agua.

4. CONCLUSIONES

El análisis exhaustivo del balance energético en el ciclo integral del agua urbana revela una realidad compleja pero llena de oportunidades estratégicas. Lejos de ser un mero consumidor pasivo de energía, el sector del agua tiene el potencial innegable de convertirse en un actor proactivo y fundamental en la transición energética, contribuyendo de manera significativa a la descarbonización de la economía y a la mejora de la resiliencia de los sistemas hídricos y energéticos.

Las principales conclusiones que se desprenden de este capítulo, basadas en los conceptos teóricos y los casos prácticos analizados, son las siguientes:

1. **Elevada Intensidad Energética y Puntos Críticos:** El ciclo integral del agua es un proceso inherentemente intensivo en energía, con la depuración de aguas residuales, la aducción (transporte a larga distancia) y la desalación destacando como las fases de mayor consumo. La magnitud de este consumo subraya la urgencia y la necesidad imperiosa de implementar medidas de eficiencia en estas etapas, donde el impacto en el balance energético global es máximo.

2. **Oportunidades de Generación Propia y Autosuficiencia:** El ciclo del agua no solo consume, sino que también produce energía. El aprovechamiento hidroeléctrico (mediante minicentrales, microturbinas y PATS en la red) y, de forma destacada, la valorización energética del biogás generado en las EDAR a través de la cogeneración, son vías consolidadas y de gran potencial. La energía solar fotovoltaica en las instalaciones del agua complementa estas fuentes, permitiendo una matriz de generación diversificada que aumenta la autosuficiencia energética.

3. **Necesidad de un Enfoque Dual e Integral:** La optimización del balance energético requiere un enfoque holístico que combine de manera sinérgica la reducción del consumo (eficiencia energética) con el aumento de la producción de energía propia (generación renovable). Medidas como la reducción de pérdidas en redes, la optimización de bombeos con variadores de frecuencia, la implementación de soplantes de alta eficiencia en EDAR y el ecodiseño en desalación son cruciales para el ahorro.

4. **El Nexo Agua-Energía como Prioridad Estratégica:** La interdependencia intrínseca entre el agua y la energía exige una planificación integrada y una visión holística a nivel de políticas públicas y gestión empresarial. Las decisiones en un sector tienen implicaciones directas en el otro, y una gestión eficiente del nexo es fundamental para garantizar la seguridad hídrica y energética a largo plazo.

5. **Impulso de la Innovación y Digitalización:** Las tecnologías de la información y la comunicación (sensores, gemelos digitales, Inteligencia Artificial, Internet de las Cosas) son herramientas poderosas para la monitorización, el control, la optimización en tiempo real de los procesos y el mantenimiento predictivo, lo que se traduce en mejoras significativas de la eficiencia energética y la resiliencia operativa.

6. **Hacia la Economía Circular y la Simbiosis Industrial:** La valorización integral de los subproductos del agua, como los lodos de depuración para la producción de biogás y otros recursos, es un ejemplo claro de cómo el sector puede contribuir activamente a una economía circular. Fomentar la simbiosis industrial, donde los flujos de energía y materiales se intercambian entre diferentes sectores, maximiza la eficiencia global de los recursos.

En resumen, la gestión energética en el ciclo integral del agua urbana es un componente esencial y estratégico para la sostenibilidad ambiental y económica de las ciudades y regiones. Al adoptar un enfoque estratégico que combine la máxima eficiencia en el consumo, la diversificación y el fomento de la generación renovable propia, y la integración de la innovación y la digitalización, las empresas gestoras del agua no solo reducirán su impacto ambiental y sus costes operativos, sino que se posicionarán como líderes en la construcción de un futuro más resiliente, descarbonizado y sostenible. La inversión en estas áreas no debe ser vista como un gasto, sino como una inversión estratégica y esencial en la viabilidad a largo plazo de un servicio tan vital para la sociedad como es el suministro y saneamiento del agua.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Canal de Isabel II, S.A. (2017). Informe Anual 2017. Canal de Isabel II. Madrid.

Canal de Isabel II, S.A. (2020). Informe de Sostenibilidad 2020. Canal de Isabel II. Madrid.

Canal de Isabel II, S.A. (2023). Informe de Sostenibilidad 2023. Canal de Isabel II. Madrid.

Cooley H. and Wilkinson R. (2012) Implications of Future Water Supply Sources for Energy Demands. WaterReuse Research Foundation.

Emasagra, S.A. (2023). Informe de Desarrollo Sostenible 2023. Emasagra, Granada.

Emasagra, S.A. (2024). Informe de Desarrollo Sostenible 2024. Emasagra, Granada.

Hardy, L.; Garrido, A. & Juana, L. (2012). Evaluation of Spain's Water-Energy Nexus. International Journal of Water Resources Development, 28(1), Special Issue: Water Policy and Management in Spain. Taylor & Francis, Leiden, the Netherlands.

IDAE (2010). Estudio de Prospectiva. Consumo energético en el sector del agua.

Klein G., Krebs M., Hall V., O'Brien T and Blevins B. (2005) California's Water-Energy Realtionship. CEC-700-2005-011-SF.

Martínez F.J. (2011). Estudio de la huella energética del abastecimiento urbano de agua de la provincia de Almería. Trabajo de Investigación del Máster Agua y Medio Ambiente en Áreas Semiáridas (AQUARID).

Murgui M., Cabrera E., Pardo M., Cabrera E. Jr. (2009).Estimación del consumo de energía ligado al uso del agua en la ciudad de Valencia. Primeras Jornadas Ingeniería del Agua. Centro de Estudios Hidrográficos. Madrid.

Sala L. (2007) Balances energéticos del ciclo del agua y experiencias de reutilización planificada en municipios de la Costa Brava. Seminario Internacional Agua, Energía y Cambio Climático. Valencia.

UNESCO (2014) Water and Energy. The United Nations World Water Report Development Report.

Capítulo 16

Reutilización y energía en el ciclo urbano del agua

Lorenzo Mellado Ruiz
Catedrático de Derecho Administrativo
Universidad de Almería

1. AGUA Y ENERGÍA DESDE EL PARADIGMA DE LA CIRCULARIDAD

Seguramente el agua y la energía son, en la actualidad, los dos recursos escasos más críticos para la supervivencia y el desarrollo humanos. El agua por su carácter vital, finito y no acrecentable directamente por el hombre. Y la energía, por constituir el input necesario para producir el resto de los insumos[1]. Y ello tanto desde una perspectiva general, de ordenación/distribución de su propia disponibilidad, como específica, en su traslación al ámbito específico del ciclo urbano del agua[2], en donde además se proyecta su consideración como sectores estratégicos de regulación y como servicios públicos o servicios económicos de interés general[3].

1. Navarro Ortega, Asensio, "La reforma del mercado eléctrico de la Unión Europea y el nuevo régimen de la energía hidroeléctrica en España", *ReDAd. Revista de Derecho Administrativo*, n.º 40, 2024, pág. 322.
2. "*La energía es un factor determinante para el acceso a los servicios de agua y saneamiento. En este ámbito del 'agua urbana', el coste de la energía es uno de los componentes que más influyen en el precio final de producción y distribución del agua*", Arana García, Estanislao, "Nuevos retos del binomio agua y energía: especial referencia al caso de las centrales hidroeléctricas reversibles y su actual impulso en España", *ReDAd. Revista de Derecho Administrativo*, n.º 40, 2024, pág. 316. Igualmente, Molina Giménez, Andrés, "Reutilización de las aguas residuales urbanas en el ámbito local", *QDL. Cuadernos de Derecho Local*, n.º 67, 2025, pág. 121.
3. *Vid.* Navarro Ortega, Asensio y Arana García, Estanislao, "El binomio agua y energía: claves jurídicas para la transición a un sistema energético autosuficiente y sostenible", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, Inmaculada y Fernández Aracil, Patricia (Coord.), *Agua, energía y medio ambiente*, Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pág. 678.

El binomio agua-energía enlaza pues claramente con los actuales postulados de optimización y reutilización de los recursos hídricos[4]. El ciclo urbano del agua es el proceso de captación —en fuentes naturales o artificiales—, distribución y saneamiento/depuración del agua, servicios públicos que dependen de los insumos energéticos correspondientes (como coste variable)[5]. Pero el "cierre" del mismo se produce, hoy en día, a partir de la inclusión de la fase de reutilización de las aguas una vez regeneradas. La perspectiva cíclica y circular se combina, así, con la interrelación estratégica entre agua y energía.

Las relaciones —bidireccionales— de instrumentalidad —e interdependencia— creciente entre ambos recursos (el consumo de energía para la producción y suministro de agua potable y el propio uso del agua para la obtención de recursos energéticos)[6] han de enfocarse además desde la escasez y la estrategia, desde la óptica de la sostenibilidad y la utilización racional.

Esta convergencia "crítica" (crisis hídrica y crisis energética) impone soluciones integradas de ahorro, eficiencia y optimización en el uso de los recursos[7]. Y, en el caso del ciclo urbano del agua, el fomento de recursos

4. *Vid.* Hardy, Laurent; Garrido Colmenero, Alberto y Juana Sirgado, Luis, "Evaluation of Spain´s Water-Energy Nexus", *International Journal of Water Resources Development*, n.º 28, 2012, pág. 151 y ss.

5. Las tecnologías de uso y tratamiento de las aguas han evolucionado rápidamente en los últimos años para disminuir los riesgos para la salud, aumentar la eficiencia y precisión con que se usa el agua y disminuir la carga de contaminantes con que se devuelve a las fuentes naturales o se reintegra en el ciclo de usos, pero ello ha conllevado también, y en parte, un aumento del consumo de la energía necesaria para llevar a cabo estos procesos, Hardy, Laurent y Garrido Colmenero, Alberto, *Análisis y evaluación de las relaciones entre el agua y la energía en España*, Papeles de Agua Virtual, 6, Fundación Botín, 2010, págs. 15-16.

6. Desde un primer plano, el agua se presenta como un factor de producción —consuntivo o no— o como una de las finalidades del consumo de la energía. Desde la óptica inversa, es evidente el coste energético del suministro de los servicios relacionados con el agua (normalmente usos finales), *vid.* Salinas Alcega, Sergio, "Reflexiones sobre la necesaria aproximación internacional a la cuestión de la gestión integrada de agua y energía", en Embid Irujo, Antonio (Dir.), *Agua y energía*, *op. cit.*, págs. 174-175.

7. Hace ya tiempo ya entendía la mejor doctrina al respecto que los dos grandes problemas del mundo contemporáneo eran "*la disponibilidad del agua y la producción y distribución de energía*", Embid Irujo, Antonio, "El agua y la energía en el ordenamiento jurídico. Reflexiones generales con atención singular a la regulación del orden de utilización y al caudal ecológico", en Embid Irujo, Antonio (Dir.), *Agua y energía*, Thomson Reuters-Civitas, Madrid, 2010, pág. 23. Sobre el nexo agua y energía, al que se añade ahora alimentación (WEF, por sus siglas en inglés) y la necesidad de planteamientos integrados en su análisis y regulación, puede verse por ejemplo Olawuyi, Damilola,

no convencionales, como es el caso de la reutilización de las aguas una vez depuradas, procesos de regeneración que a su vez dependen del suministro adecuado de energía[8]. El ciclo integral del agua urbana debe evolucionar, así, hacia la circularidad como vector de sostenibilidad[9], previéndose la propia consolidación de las aguas regeneradas como recurso no convencional estratégico en los próximos años[10].

La proyección de los enfoques transversales de economía circular —no lineal— al uso urbano del agua pretende no sólo la mera reutilización, y la reducción del consumo neto de agua, sino el propio ahorro de la energía utilizada, aproximando la visión cíclica de los servicios urbanos al propio ciclo natural del agua. En este caso no se trata tanto de desvincular el crecimiento económico de la utilización de materiales y de energía —reduciendo la producción de desechos y residuos— cuanto de optimizar el uso del agua a través del mantenimiento circular de su valor, reutilizando las aguas regeneradas sin necesidad de consumo de recursos —convencionales— adicionales. Se pretende "*simular el ciclo hidrológico natural, tratando que este sea circular, eficiente y sostenible, mejorando con ello aspectos cuantitativos y cualitativos*"[11].

El modelo de economía circular, basado en el principio de cierre del ciclo de vida, se ha puesto en relación no sólo lógicamente con los productos, servicios, residuos y materiales, sino también específicamente con el agua y la energía[12], de tal forma que el nexo entre ambos recursos esenciales

"Sustainable development and the water-energy-food nexus: Legal challenges and emerging solutions", *Environmental Science & Policy*, n.º 103, 2020, págs. 1-9.

8. La interdependencia y mutuo condicionamiento entre agua y energía se pone de manifiesto igualmente en este ámbito a partir de la propia consideración del ciclo urbano del agua como "productor" de energía. Señala la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (en adelante, LCCTE) que ha de promoverse, para usos propios del ciclo urbano del agua, "*el aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos, siempre condicionado al cumplimiento de los objetivos de dichos sistemas cuando sea técnica y económicamente viable*" (art. 7.3).
9. Mellado Ruiz, Lorenzo, *Desafíos regulatorios de la economía circular azul*, Aranzadi, Madrid, 2023, pág. 54.
10. Lombardo Enríquez, Francisco y Arana García, Estanislao, "Prólogo", en Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, María Inmaculada y Molina Giménez, Andrés, *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2023, pág. 13.
11. Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, María Inmaculada y Molina Giménez, Andrés *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2023, pág. 39.
12. Wautelet, Thibaut, "The Concept of Circular Economy: its Origins and its Evolution", Working Pape, 2018.

e interrelacionados puede atisbarse hoy también desde la perspectiva —urbana— de la optimización y reaprovechamiento cíclicos de su "valor", combinándose la eficiencia, el ahorro y el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos con la reutilización —cíclica— del agua.

Ha de partirse, en fin, de las recíprocas relaciones de interdependencia entre el agua y la energía en el ámbito de los servicios urbanos y del ciclo urbano (artificial) del agua. Hace falta agua para producir energía y energía para gestionar el agua. El propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 destaca como estrategia integrada de adaptación al clima, a partir de la planificación hidrológica y la gestión de ciclo integral del agua, la priorización de las medidas orientadas al ahorro del recurso, así como la adaptación de las infraestructuras hidráulicas a tecnologías y operativas que garanticen una mayor eficiencia energética, incorporando las energías renovables al esquema conjunto de uso de agua y energía, como medio de reducción de los costes de explotación de la generación y transporte de las aguas regeneradas y desaladas.

Nos centramos en este trabajo en la actividad específica de reutilización de las aguas regeneradas, tanto por su potencial de ahorro —del consumo de nuevos recursos y de la energía para su acceso[13]— desde planteamientos de circularidad integrada, como por tratarse del recurso no convencional claramente fomentando hoy desde las instancias públicas reguladoras —tanto europeas como internas—[14].

La reutilización de las aguas regeneradas desempeña hoy, en fin, un papel destacado en la gestión sostenible de los recursos hídricos, como técnica esencial para alcanzar la eficiencia hídrica en un contexto de economía circular[15].

13. La contribución de las aguas regeneradas a los objetivos de seguridad hídrica parece clara: cuantitativamente porque su disponibilidad en el ámbito urbano está asegurada, al proceder de aguas de abastecimiento; y cualitativamente porque suponen hoy un recurso de calidad y seguridad, gracias a los avanzados tratamientos terciarios aplicados, Molina Giménez, Andrés, "Reutilización de las aguas …", *op. cit.*, pág. 123.
14. Así, en las Orientaciones estratégicas de agua y cambio climático, aprobadas por el Consejo de Ministros el 19 de julio de 2022, en desarrollo —no estricto— del art. 19 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
15. Navarro Caballero, Teresa María, "El papel de la reutilización en la gestión sostenible del agua", en Fernández Prieto, Marta (Coord.), *Derecho y agua en el horizonte 2030*, Aranzadi, Pamplona, 2023, pág. 91 y ss. y "El nuevo régimen de la reutilización de las aguas residuales. Consideración especial de la autorización complementaria y de la reasignación de las aguas regeneradas", en Navarro Caballero, Teresa María (Coord.),

Beneficios de la "plena reutilización" de las aguas residuales (el agua como insumo y factor de ahorro, no como recurso infinito)[16]	*Liberación de recursos de calidad para usos prioritarios, minimizando la demanda neta de agua*
	Reducción de la presión sistémica sobre los sistemas naturales
	Reducción de vertidos (netos) y de contaminación del medio
	Ahorro energético (en comparación con otros métodos de producción u obtención)
	Facilitación del reciclado de nutrientes para uso agrícola (beneficios económicos y ambientales)

2. CONCEPTO Y CARACTERES BASILARES DE LA ACTIVIDAD DE REUTILIZACIÓN: ¿NUEVO SERVICIO PÚBLICO DEL AGUA?

Establece en la actualidad el art. 109.1 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (en adelante, TRLA), que "*se entiende por reutilización de las aguas depuradas la utilización para un nuevo uso privativo, antes de su devolución al dominio público hidráulico o marítimo-terrestre, de las aguas que, habiendo sido utilizadas por quien las derivó, se han sometido a un tratamiento que permite adecuar su calidad al uso al que se van a destinar*". Las aguas sometidas a este tratamiento (terciario) se denominan aguas regeneradas[17], sin que en ningún caso pueda tener la consideración de vertido la "*reutilización efectiva de las aguas regeneradas*"[18]. Su expresa promoción —y su incorporación a la planificación hidrológica[19]— impone el abandono lógico de la condición jurí-

Reutilización de aguas regeneradas. Aspectos tecnológicos y jurídicos, Fundación Instituto Euromediterráneo del Agua, Murcia, 2010, pág. 257 y ss.

16. Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, María Inmaculada y Molina Giménez, Andrés, *La economía circular …*, *op. cit.*, págs. 43-44.
17. A diferencia de las "aguas depuradas", que son las destinadas, tras un tratamiento secundario solamente, a su devolución al medio.
18. Por ello, y para incentivar la propia asequibilidad económica del uso de las aguas regeneradas, se dispone igualmente que el volumen de agua que se reutilice estará exento del canon de control de vertido, y al calcularlo se descontará el volumen de agua que haya sido efectivamente reutilizado durante el período impositivo correspondiente.
19. Que debe articular los procesos de implantación de las nuevas tecnologías y procesos, incorporando, según las circunstancias, los caudales regenerados a los balances hídricos de las Demarcaciones, lo cual permitirá redefinir y reajustar los aprovechamientos y demandas —concurrentes—, así como gestionar de manera más eficiente y óptima la asignación de estos nuevos recursos adicionales, Molina Giménez, Andrés, "La reutilización de aguas residuales…", *op. cit.*, pág. 126. Lógicamente, la nueva regulación

dica de vertido por su consideración de auténtico recurso —circularmente aprovechable—, en tanto que precisamente el sometimiento a un tratamiento adecuado (regeneración) es lo que hace factible la posterior reutilización de aguas residuales urbanas para uno o varios usos determinados (antes de su devolución final)[20].

Esta redacción trae causa del Real Decreto-ley 4/2023, de 11 de mayo, por el que se adoptan —entre muchas otras— medidas urgentes en materia agraria y de aguas en respuesta a la sequía[21], desde el palpable interés del legislador por intensificar la actividad de reutilización de las aguas residuales en el marco de los objetivos de lucha contra la escasez y la crisis hídrica y la revalorización de los recursos escasos.

Pero lo destacable no es sólo la consagración legal del concepto[22], entendido como el reúso o la nueva utilización privativa de las aguas[23], antes

---

sobre reutilización de las aguas se alinea con las previsiones generales contenidas en el Plan Nacional de Depuración, Saneamiento, Eficiencia, Ahorro y Reutilización (Plan DSEAR), aprobado mediante la Orden TED/801/2021, de 14 de julio, cuyos criterios se han incorporado a los planes hidrológicos de tercer ciclo, y que viene a establecer los objetivos prioritarios en este ámbito concreto.

20. Conviene reseñar sin embargo que la versión final del RRA también incluye a las aguas residuales industriales (art. 2.f). No obstante, para fomentar la reutilización de las aguas en este sector, se asume y desarrolla la excepción contenida en el art. 109.1 TRLA relativa a la "recirculación" de aguas dentro de los procesos industriales, incluyéndose dentro de la misma todos aquellos supuestos de actividades industriales que derivan sus aguas residuales a la misma instalación de depuración y de regeneración, para su posterior uso por los propios procesos industriales generadores de las aguas (art. 3.2.f RRA).

21. Adaptación —parcial— a nivel interno del —en cualquier caso, directamente aplicable— previo Reglamento (UE) 2020/741, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de mayo, relativo a los requisitos mínimos para la reutilización del agua. Efectivamente, este Reglamento devino aplicable directamente el 26 de junio de 2023, estableciendo por primera vez reglas armonizadas a nivel europeo sobre la regulación de una concreta modalidad de regeneración de aguas residuales urbanas, la procedente de estaciones de depuración específicas, y —sólo— para una concreta finalidad, el uso agrícola.

22. Lógicamente, y aún a falta de conceptualización legal expresa, siempre se ha entendido que la reutilización hace referencia al uso directo o planificado de los efluentes que proceden de una utilización previa del agua antes de su retorno definitivo a un cauce público o al mar, de acuerdo con la definición que sí se contenía, y ahora se ha trasladado básicamente al TRLA, en el anterior RD 1620/2007, de 7 de diciembre, por el que se establece el régimen jurídico de la reutilización de las aguas depuradas (derogado, como veremos, por el nuevo Real Decreto 1085/2024, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de reutilización del agua y se modifican diversos reales decretos que regulan la gestión del agua).

23. Habrá que admitir que para su mismo uso previo o para otro distinto, como precisión ya apuntada conforme a la regulación anterior, incluso más parca y restrictiva, por

de su devolución final —la denominada "reutilización directa"[24]—, sino su inmediato condicionamiento al adecuado tratamiento de las mismas[25], conjugando el necesario análisis de riesgos con la relación entre calidad y uso específico de las aguas regeneradas. Las aguas resultado de los procesos de tratamiento terciario deben alcanzar, así, un grado de calidad suficiente para un determinado uso, que evite —anticipadamente— riesgos sanitarios y ambientales.

Precisamente este enfoque sistémico (o "de cierre" de ciclo) y proactivo en la gestión del riesgo de las aguas regeneradas tiene su origen en la normativa europea previa[26]. La reutilización no sólo permite nuevos aprovechamientos, una vez depuradas las aguas, sino, a la vez, racionalizar el consumo de nuevos recursos[27] y evitar la contaminación de las masas de agua como consecuencia de los vertidos de aguas residuales. Y la actividad técnica de depuración permite asegurar, igualmente, la calidad e inocuidad de las aguas regeneradas (en su aplicación a nuevos usos)[28]. Como dice el nuevo RD 1085/2024, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de reutilización del agua y se modifican diversos reales decretos que regulan la gestión del agua (en adelante, RRA), "*actualmente la reutilización*

Marina Jalvo, Belén, "Régimen jurídico de la reutilización de aguas regeneradas", *Justicia Administrativa*, n.º 42, 2009, pág. 10.

24. *Vid.* Setuáin Mendía, Beatriz, "El régimen general de la reutilización de aguas regeneradas a la luz de su normativa específica: acordes y desacuerdos", *Revista General de Derecho Administrativo*, n.º 25, 2010.

25. Por eso no se considera reutilización la mera "*recirculación de las aguas dentro de los procesos industriales de la propia actividad*" (el art. 3.2 RRA establece además otros ámbitos materiales excluidos de su regulación).

26. Moreno Molina, Andrés, "Análisis jurídico del Reglamento (UE) 2020/741, de 25 de mayo de 2020, sobre reutilización de aguas regeneradas, y estudio de su repercusión en España", *Revista Aranzadi de Derecho Ambiental*, n.º 48, 2021, págs. 147-202 y Navarro Caballero, Teresa María, "El Reglamento europeo de reutilización del agua y la Directiva de calidad de las aguas de consumo humano. Principales novedades", en Tornos Más, Joaquín (Dir.), *Observatorio del ciclo del agua 2022*, Aranzadi, Pamplona, 2023, pág. 255 y ss.

27. La reutilización pretende evitar el incremento de las demandas de recursos hídricos, lo que resulta obligatorio en el caso de masas de agua que incumplan los objetivos ambientales establecidos en el plan y en las masas de agua subterráneas declaradas en riesgo (art. 56 TRLA).

28. La calidad de las aguas —y de sus sistemas asociados— es, así, objetivo genérico y prioritario de nuestro Derecho de aguas fundamentalmente desde la aprobación en su día de la determinante Directiva 2000/60, de 23 de octubre, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, *vid.*, recientemente, Agudo González, Jorge, "Agua, planificación y desarrollo urbanístico", *QDL. Cuadernos de Derecho Local*, n.º 67, 2025, págs. 59-60.

de las aguas se concibe como elemento esencial dentro de la gestión integrada del agua que permite contribuir al cumplimiento tanto de los objetivos de protección del dominio público hidráulico como de los objetivos medioambientales", así como "*afrontar la escasez de agua y la sequía, promover la economía circular y apoyar la adaptación al cambio climático*"[29].

Premisas de eficiencia, circularidad y ahorro de nuevos recursos que se reflejan, ahora, en la nueva regulación contenida en el TRLA. Como dice el art. 109.2, "*las Administraciones públicas, como un medio para promover la economía circular y reforzar la adaptación al cambio climático, deberán impulsar la reutilización de aguas, previendo para ello los instrumentos económicos que consideren adecuados*", incluyendo posibles ayudas a los concesionarios de aguas regeneradas[30]. El coste de la reutilización no ha de ser asumido así, necesariamente, por los usuarios[31], e incluso, como excepción al principio de recuperación de los costes, es posible que los costes adicionales asociados a la reutilización de aguas en determinadas situaciones puedan ser asumidos —íntegramente— por las Administraciones u otras entidades que resulten beneficiadas (art. 109.2 *quinquies* TRLA)[32].

29. En relación precisamente con la incidencia de la variable climática en la ordenación y gestión del recurso, se ha destacado la virtualidad del cambio climático como auténtico "*factor transformador*" del derecho de aguas, Salinas Alcega, Sergio, "El cambio climático como factor transformador del derecho de aguas: el camino hacia la gestión adaptativa en el caso de los recursos hídricos transfronterizos", en Setuáin Mendía, Beatriz y Salinas Alcega, Sergio (Dirs.), *Perspectivas jurídicas sobre clima, agua y energía. Estudios en reconocimiento al magisterio del Profesor Antonio Embid Irujo*, Aranzadi, Madrid, 2024, pág. 197.
30. Ayudas que puede alcanzar incluso la totalidad de los costes adicionales asociados a la reutilización del agua (art. 25.2 RRA). El problema es que el que realiza las inversiones para establecer o mejorar las plantas de regeneración no es el concesionario sino el productor de dichas aguas.
31. Sobre la base de la regulación anterior, al propio coste de la depuración de las aguas residuales, que debía soportar el titular de la autorización de vertido, había que sumar el coste adicional derivado del tratamiento más exigente necesario para adecuar la calidad de las aguas tratadas al uso final de las aguas regeneradas, así como los costes de almacenamiento y transporte hasta el punto de uso, que debía soportar en principio, tras su repercusión, el usuario final, Vázquez Cobos, Carlos; Lozano Cutanda, Blanca y Orteu Berrocal, Eduardo, "La modificación del régimen jurídico de la reutilización de las aguas por el Real Decreto Ley 4/2023: principales novedades", *GA_P*, Junio 2023.
32. Se trataría de los casos en donde es posible la sustitución, total o parcial, de una concesión de aguas de captación superficial o subterránea por aguas regeneradas, a decidir por el organismo de cuenca correspondiente en el marco de la planificación hidrológica, siempre y cuando con ello se contribuya a alcanzar los objetivos medioambientales de las masas de aguas o la optimización de la gestión de los recursos hídricos (art. 109 *quinquies*.1 TRLA).

Sin embargo, y a pesar de las elevadas inversiones que puede suponer la transición desde modelos de depuración a enfoques de tratamiento avanzado y regeneración de las aguas (receptores de las elevadas exigencias de calidad establecidas a nivel europeo), ni la normativa comunitaria ni nuestro Derecho interno afrontan decididamente el problema del régimen de financiación de las aguas regeneradas. El problema de fondo radica en la falta de acomodo entre las opciones —públicas— de financiación de estos servicios urbanos mediante tasas o tarifas o la utilización de impuestos autonómicos de saneamiento y convenios con el principio general de recuperación de costes, teniendo en cuenta, en este caso, la elevada participación de los usuarios urbanos en la financiación de los tratamientos terciarios, tanto en su implantación como, en buena medida, en los costes operativos[33].

La reutilización supone optimización de recursos —también económicos, al tratarse de un recurso regular y, una vez recuperadas las inversiones en depuración, en principio más económico— y adaptación de los sistemas, incluyendo el propio ciclo urbano del agua, a la inestabilidad climática —reflejada en este caso en la escasez e irregularidad extremas en las precipitaciones—. El agua está gobernada por el clima[34]. Pero los servicios urbanos del agua imponen la necesaria adaptación al mismo para la garantía del abastecimiento. Contar, por ello, con recursos no convencionales y poder reutilizar las aguas una vez depuradas, reservando el agua de mayor calidad para el consumo humano, resulta por ello esencial en la lucha contra la escasez hídrica[35].

Ahora bien, a diferencia de los servicios públicos de suministro domiciliario de agua potable y de tratamiento de aguas residuales, que tienen el carácter de esenciales y obligatorios, reservados pues a los entes locales (art. 86.2 LRBRL), y de obligada prestación (art. 26.1 LRBRL)[36], la regulación sobre reutilización no ha extendido dicha calificación —seguramente por la novedad de las técnicas— a la actividad de regeneración de aguas residua-

33. Molina Giménez, Andrés, "Reutilización de las aguas residuales …", *op. cit.*, pág. 142.
34. Sobre el tema, Letcher, Trevor (Ed.), *Water and Climate Change. Sustainable Development, Environmental and Policy* Issues, Elsevier, London, 2022, González Ríos, Isabel, "Incidencia del cambio climático en los recursos hídricos. Medidas de mitigación y adaptación", *Revista Aragonesa de Administración Pública*, núm. extra 11, (2009), pág. 325 y ss. y Tornos Más Joaquín, "El cambio climático y su incidencia en el derecho del agua", *QDL. Cuadernos de Derecho Local*, n.º 67, 2025, pág. 14 y ss.
35. Así, Torres López, María Asunción, "La creciente importancia de la reutilización de las aguas residuales urbanas en un entorno de escasez hídrica", *QDL. Cuadernos de Derecho Local*, n.º 46, 2018, pág. 190.
36. Ya se presten de forma directa o indirecta, ya de forma individual o cooperativa.

les y al consiguiente servicio de suministro de aguas regeneradas (aunque lógicamente pueda entenderse como "servicio urbano del agua"). Se trata por tanto de una actividad económica susceptible de explotación privada[37] —o de "municipalización" pública— previa autorización de producción y distribución (de ahí los distintos sujetos, públicos y privados, intervinientes en la cadena de reutilización), aunque algunas Comunidades Autónomas sí han configurado la regeneración —al menos formalmente— como servicio público hidráulico[38]. El principio de circularidad ensancha, ahora, el propio ciclo urbano (integral) del agua[39], incluyendo la actividad privada de

37. Aunque obviamente también sería posible desarrollar la actividad de producción de agua regenerada desde una estación de titularidad pública. En este caso, las actividades de depuración y de regeneración estarían secuencialmente entrelazadas, como parte del ciclo urbano —extendido— del agua, pero no sería homologable —o extensible— el régimen jurídico: la actividad de producción de aguas regeneradas sería una actividad prestacional de una Administración pública, un servicio público o de interés general, al menos en sentido material, pero no esencial ni reservado según nuestra normativa básica de régimen local. Ahora bien, la normativa autonómica ha calificado en ocasiones esta actividad de regeneración de aguas residuales, por su importancia regional, como de auténtico —y formal— servicio público, como hace por ejemplo el art. 4.9 de la Ley 9/2010, de 30 de julio, de Aguas para Andalucía, según el cual forman parte de los servicios públicos del ciclo integral del agua de uso urbano la generación de recursos no convencionales, así como la regeneración del agua residual depurada para su reutilización, incluyendo la producción y el suministro hasta el punto de entrega.

38. Es el caso de Canarias, desde la Ley 12/1990, de 20 de julio, de Aguas, que declaró servicio público la producción industrial de agua, incluyéndose en la misma la reutilización y la regeneración de las mismas. Se ha señalado no obstante que "*declarar servicio público la producción de un bien, y no una prestación regular y continua —incluidas las infraestructuras que le sirven de soporte— pugna con la naturaleza de las cosas […]. Fabricar, generar o producir bienes no es, en sí mismo, una actividad de servicio público, para ello es preciso que sea indispensable y se vincule con el funcionamiento de la prestación que sí lo sea*", imponiéndose además, y como consecuencia, a determinados usuarios la obligación de utilizar esta clase de recurso, con entrega de las aguas sobrantes a la Administración titular del servicio (ya antes en la Ley 10/1987, de 5 de mayo, de Aguas). Por ello, parece tratarse, al menos en este caso, de una formulación imprecisa, "*cuya efectividad queda diferida al momento en que concurran determinadas circunstancias de insuficiencia y de necesidad de garantizar determinados suministros, que permitan imponer la obligación de hacer uso de esta clase de agua a determinados usuarios. […]. El servicio público del agua se corresponde con un concepto amplio que lo identifica con la competencia para actuar, pero sin que se reconozca la titularidad ni la exclusividad de la Administración, siendo compatible con la iniciativa privada y, por tanto, con el mercado de compra-venta de agua*", Villar Rojas, Francisco José, "La reutilización del agua como servicio público (la experiencia de la Ley de Aguas de Canarias)", *Anales de la Facultad de Derecho*, n.º 40, 2023.

39. *Vid.* al respecto Torres López, María Asunción, "La creciente importancia…", *op. cit.*, pág. 197.

reutilización, configurada además como "sistema integral" en sus distintas fases, aunque desde la propia autolimitación de intervención pública a la actividad de fomento[40], no de servicio público —al menos sentido estricto—.

No obstante, se ha señalado con razón que la categoría de servicio público sirve de elemento vertebrador de todas las actividades que conforman el ciclo integral del agua urbana, incluida la producción de aguas regeneradas, "*por cuanto su utilidad social y su perfil técnico son inequívocos*". La reutilización, así, a diferencia del resto de segmentos del ciclo (abastecimiento, saneamiento básico y depuración) encajaría en la categoría del servicio público en sentido objetivo, en su condición de competencia municipal de ejercicio voluntario desprovista de las notas de titularidad y reserva[41].

<table>
<tr><td rowspan="3">Régimen jurídico de la reutilización vs. servicios públicos de suministro de agua potable o evaluación y tratamiento de aguas residuales</td><td rowspan="2">Suministro de agua regenerada (no servicio público en sentido estricto o formal)</td><td>Ausencia estatuto mínimo de los usuarios del servicio y de los gestores</td></tr>
<tr><td>Condicionamiento autorización en función de la calidad y la prevención de riesgos</td></tr>
<tr><td>Servicios públicos stricto sensu</td><td>Principios de igualdad, continuidad, asequibilidad, etc.</td></tr>
</table>

3. ALCANCE SUBJETIVO, MATERIAL Y TELEOLÓGICO DEL NUEVO ESQUEMA REGLAMENTARIO

3.1. DEBERES PÚBLICOS

Ya hemos dicho que todas las Administraciones públicas deben impulsar la reutilización de las aguas (art. 25.1 RRA). Se trata de un —aún amortiguado— deber legal derivado de los principios generales de utilización racional del recurso y gestión eficiente del mismo[42]. La reutilización se basa en el

40. Ya con la normativa reglamentaria anterior se sostenía, de hecho, que todas las Administraciones públicas (estatal, autonómica, local) pueden intervenir en la reutilización de aguas regeneradas, al tratarse de una actividad susceptible de ser fomentada por ellas a través de planes y programas, Setuáin Mendía, Beatriz, "El régimen general de la reutilización…", *op. cit.*

41. Molina Giménez, Andrés, "La reutilización de las aguas residuales…", *op. cit.*, pág. 131.

42. Señala específicamente al respecto el art. 24.1 que cada organismo de cuenca, en el marco de la planificación hidrológica, ha de determinar las masas de agua o sistemas de explotación en los que se considere necesario incentivar la reutilización del recurso, para lo cual pueden definirse, en su caso, condiciones de vertido más rigurosas que contemplen la calidad del agua requerida para otros usos situados aguas abajo

óptimo aprovechamiento de los —escasos— recursos hídricos. Permite el ahorro de nuevos consumos a través de la recirculación de agua de calidad, gracias a los procesos de depuración y tratamiento[43].

Este deber legal genérico de promoción es compatible lógicamente con el impulso directo a la reutilización derivado de la propia iniciativa —pública— de gestión, actuando los entes públicos como "operadores" de las estaciones regeneradoras de aguas (art. 3.6 Reglamento 2020/741 y 2.r RRA).

Pero es que, además, las Administraciones públicas competentes en materia de abastecimiento, saneamiento y depuración de aglomeraciones urbanas de más de 50.000 habitantes deben elaborar planes específicos de fomento de la reutilización de aguas asociados a los usos urbanos[44].

En este caso no se trata ya de un mero deber legal —sin plazo ni contenidos— de impulso programático. Se trata de una obligación para Administraciones concretas (locales o, en su caso, autonómicas[45]) en relación con aglomeraciones urbanas específicas (de más de 50.000 habitantes[46]), aunque con un contenido de nuevo matizado: la elaboración de planes no de ordenación de las actividades de reutilización sino de fomento de la misma. Aun así, es evidente que se persigue la intensificación de estas actividades de

---

del punto de vertido. Se trata de fomentar la reutilización a través de la mejora de la calidad de las aguas asociadas a los vertidos. En estos casos, los costes adicionales pueden ser incluso asumidos —sustituyendo las necesidades de inversión privada— por las Administraciones públicas u otras entidades beneficiadas por la sustitución de las aguas.

43. Promoción pública "sistemática" que también se atisba desde la perspectiva regulatoria —europea— en materia de depuración de aguas residuales, contenida ahora en la nueva Directiva (UE) 2024/3019, de 27 de noviembre (art. 15.1).

44. Estos planes deben ser presentados ante el organismo de cuenca antes del 31 de diciembre de 2028 (D. T. única RD-Ley 4/2023), de acuerdo además con el calendario establecido para la adecuación de los títulos habilitantes en vigor para la producción, suministro y utilización de aguas regeneradas y la elaboración de dichos planes de fomento de la reutilización del agua asociados a los usos urbanos.

45. O incluso estatales, dependiendo de la titularidad de los servicios públicos del ciclo integral del agua de cada aglomeración —referencia geográfica que, por cierto, no se adecúa a nuestras previsiones de delimitación competencial en material local, como también sucede en materia de depuración de aguas residuales— o de la propia entidad pública promotora de la obra hidráulica correspondiente.

46. El fomento de la reutilización del agua es sin embargo genérico, proyectado realmente sobre todas las Administraciones Públicas. El matiz —y la flexibilidad— devienen de la previsión de que en el caso de aglomeraciones urbanas de menos de 50.000 habitantes no se trata de una obligación legal sino de una posibilidad, y para la realización en su ámbito de "planes simplificados de fomento", con un contenido más escueto, aunque realmente el procedimiento de elaboración y aprobación es el mismo (art. 26.5 RRA).

recuperación de recursos a través, al menos, de la técnica planificadora en su proyección a las áreas urbanas más pobladas.

El procedimiento de elaboración de los planes incluye un trámite de información pública y la necesidad de informe —preceptivo y vinculante— por parte de las autoridades competentes —en principio, organismos de cuenca u organismos equivalentes en las demarcaciones intracomunitarias— y las autoridades sanitarias (art. 27 RRA).

Los planes de fomento de la reutilización se revisarán y actualizarán cada diez años, siguiendo el mismo procedimiento previsto para su aprobación.

Estos planes deben contener, como mínimo, los siguientes elementos: a) la evaluación de los recursos hídricos disponibles y demandas asociadas, previsiones futuras, afecciones sobre las masas de agua y sobre los caudales ecológicos, así como los riesgos derivados de los impactos del cambio climático; b) el diagnóstico de la situación actual en materia de ahorro y eficiencia en la gestión del agua y de la reutilización en la aglomeración urbana; c) la identificación, entre otros, de los objetivos relativos a la reducción de intrusión salina en el sistema de saneamiento, el aprovechamiento, recirculación y reutilización del agua antes de su incorporación al sistema de saneamiento, la sustitución de recursos hídricos de otro origen en usos ya existentes, la reutilización del agua depurada para usos urbanos y el uso y generación de fuentes de energía renovable; d) el análisis de alternativas y la justificación de las soluciones adoptadas; e) las medidas y soluciones adoptadas en cada caso; f) la estimación de costes y el cronograma de ejecución de las actuaciones; y g) el seguimiento y evaluación de los resultados.

En todo caso, estos planes deben recoger la obligatoriedad de, al menos, sustituir progresivamente el empleo de aguas de consumo humano para el baldeo de calles, en estanques y caudales ornamentales o el riego de grandes zonas verdes urbanas por la utilización de aguas regeneradas o de otras fuentes de suministro, aunque todo ello en función de los requisitos que se detallen para cada ámbito territorial en la planificación hidrológica[47].

47. Es obvio, como se ha dicho, que las aguas regeneradas deben servir para ahorrar aguas potables, para reducir el déficit, y no para generar nuevas necesidades o demandas. Se impide, por ello, que, en atención a la mayor disponibilidad agregada de agua que conlleva la aportación de los caudales regenerados, se opte por incrementar la demanda global de la ciudad, antes que reducir el impacto sobre los recursos naturales, Molina Giménez, Andrés, "La reutilización de las aguas…", *op. cit.*, pág. 138. Por ello, las aguas regeneradas no pueden estar al margen de la planificación, deben incorporarse a sus instrumentos de gestión integrada y sostenible de todos los recursos y demandas de

3.2. OBJETO: LAS AGUAS REGENERADAS

Como se ha señalado, el objeto de las actividades de reutilización no es, sin más, el agua residual depurada, sino la misma sometida luego a los tratamientos —adicionales o complementarios— exigidos. Sólo las aguas sometidas a estos tratamientos se denominan aguas regeneradas. Y es que la garantía de una calidad y seguridad mínimas, y su adecuación a los usos finales perseguidos, son hoy el eje central de la regulación sobre reutilización del agua.

Las aguas regeneradas conforman, pues, el caudal directo reutilizable, que sigue teniendo la consideración de dominio público —en principio no hay reutilización sin nueva utilización privativa—[48], aunque su lógica circular —y la propia redacción del art. 109.1 TRLA— implique la falta de incorporación de las mismas al dominio público, hidráulico o marítimo-terrestre[49].

3.3. USOS FINALES DE LAS AGUAS REGENERADAS

El ámbito finalista de aplicación del RRA es más amplio que el establecido por el Reglamento (UE) 2020/741, de 25 de mayo, referido sólo a las aguas regeneradas destinadas al riego agrícola y procedentes sólo de estaciones depuradoras urbanas (seguramente por la desconfianza hacia las mismas en algunos países)[50]. Se admiten ahora a nivel interno otros usos (y otras

agua, con la finalidad de atender las necesidades a partir de actuaciones con menores costes económicos, ambientales y sociales. De este modo, "*los recursos procedentes de las aguas regeneradas, bien planificados y gestionados, pueden completar las medidas principales de gestión de la demanda, con el fin de aliviar la presión que los distintos usos ejercen sobre los ecosistemas hídricos, y sobre el estado ecológico de ríos, acuíferos y ecosistemas costeros*", Melgarejo Moreno, Joaquín; López Ortiz, María Inmaculada y Molina Giménez, Andrés, *La economía circular …*, *op. cit.*, pág. 42.

48. Tal y como se ha señalado, precisamente por la exigencia de concesión en todos los casos —antes bastaba con autorización si el uso era del titular de la primera concesión— se ha venido realmente a reformar el TRLA, Caro-Patón Carmona, Isabel y Escartín Escudé, Víctor, "Aguas: falta de medios, medios propios y la centralización de la Administración hidráulica", en VV. AA., *Anuario. Observatorio de Políticas Ambientales*, Vol. II, BOE, Madrid, 2024.

49. Setuáin Mendía, Beatriz, "El régimen general de la reutilización…", *op. cit.*

50. No obstante, es verdad que, dado el alto potencial de la regeneración de aguas depuradas, y para fomentar su empleo, el Reglamento ya señalaba que la especificación de los usos (agrarios) permitidos no impedía que los Estados miembros permitan el uso de aguas regeneradas para otros fines, permitiendo expresamente su utilización para "usos adicionales" como la industria y con fines medioambientales y recreativos. Pero a la vez, y por dichos recelos, también permite a los Estados miembros decidir, motivadamente, la no adecuación de las aguas regeneradas para riego agrícola en una

procedencias del agua)[51], sin perjuicio de la prohibición expresa del uso de aguas regeneradas para el "*consumo humano directo*"[52], salvo situaciones de declaración de catástrofe en las que la autoridad sanitaria ha de especificar los niveles de calidad exigidos a dichas aguas y los usos permitidos.

Según el art. 12.1 RRA, las aguas regeneradas podrán utilizarse para los usos indicados en el Anexo I.A del mismo, o para cualesquiera otros que reúnan las condiciones de calidad exigidas por la autoridad competente[53].

En cualquier caso, las aguas regeneradas sólo podrán utilizarse para aquellos usos que resulten compatibles con las previsiones contenidas en la planificación hidrológica, y siempre que se asegure un elevado nivel de protección de la salud humana, la sanidad animal y el medio ambiente (art. 109.3 TRLA). La reutilización se subordina a la adecuación a los usos finales perseguidos, según la planificación correspondiente —y las específicas condiciones y necesidades de cada demarcación[54]—, y, sobre todo, a la salvaguarda de los bienes jurídicos considerados superiores, la salud humana y animal y la incolumidad ambiental. Por ello, en la tramitación de los expedientes de reutilización debe evitarse —aunque no se restringe directamente—, y en la medida de lo posible, un incremento de las demandas de recursos hídricos así como las posibles afecciones a los caudales circulantes y a las masas de agua subterráneas, de acuerdo con los siguientes criterios orientativos: a) aseguramiento del régimen de caudales ecológicos y de los usos del agua ya existentes aguas abajo; b) plena reutilización del agua en zonas costeras que son vertidas directamente al mar a través de emisarios submarinos; c) utilización, en la medida de lo posible, del agua regenerada en sustitución de recursos captados de los sistemas naturales; y d) respeto de las necesidades hídricas de los espacios de la Red Natura 2000, los

---

o varias de sus demarcaciones hidrográficas —o en partes de éstas—, de acuerdo con los criterios fijados en su art. 2.2.

51. Usos urbanos, usos industriales y otros usos que reúnan las condiciones de calidad exigidas al efecto (arts. 12.1, 16.2 y Anexo I RRA).

52. Donde obviamente se exigen los mayores requisitos de calidad y seguridad, según el actual RD 3/2023, de 10 de enero, por el que se establecen los criterios técnico-sanitarios de la calidad del agua de consumo, su control y suministro.

53. En todo caso se consideran usos prohibidos los reseñados en el art. 12.2, al margen de que cualquier autoridad pública (sanitaria, ambiental o agraria) puede igualmente establecer, de forma motivada, la prohibición de otros usos que puedan causar un riesgo para la salud de las personas o un perjuicio para el medio ambiente, cualquiera que sea el momento en el que se aprecie dicho riesgo o perjuicio (art. 12.3 RRA).

54. Por eso señala el art. 109.4 TRLA que "el plan hidrológico de cada demarcación hidrográfica establecerá las asignaciones y reservas de los volúmenes de agua regenerada necesarios para atender los distintos usos".

humedales catalogados o de importancia internacional y, en general, todos los espacios naturales protegidos.

Es posible, en este sentido, utilizar las aguas regeneradas para la recarga artificial de acuíferos o el complemento de las necesidades hídricas de humedales u otros ecosistemas acuáticos, considerándose entonces —a diferencia de la normativa anterior— no como usos sino como "*destinos ambientales*", aunque con igual sujeción a los requisitos de calidad establecidos ahora en el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico (en adelante, RDPH). En estos casos, se ha dicho, realmente no caber hablar de reutilización de aguas regeneradas, pues, aunque se trate de aguas depuradas que se hayan sometido al tratamiento oportuno, no han sido objeto de un nuevo uso privativo antes de su devolución al medio[55].

4. TÍTULOS HABILITANTES

4.1. NUEVO ENFOQUE EUROPEO DE DESAGREGACIÓN ENTRE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO Y EL APROVECHAMIENTO (USO O CONSUMO) DE LAS AGUAS REGENERADAS

Según el nuevo enfoque introducido por el Reglamento (UE) 2020/741, el proceso de producción y suministro de agua regenerada —es decir, la actividad de regeneración— se configura como una actividad independiente del propio aprovechamiento final privativo de ésta, pero desde el también asumido enfoque "holístico" de las actividades de reutilización, que sobrepasan ahora los límites estrictos de la estación regeneradora (como hasta ahora sucedía en nuestro derecho vigente), integrando desde la fase de depuración hasta la fase final del uso del agua[56]. Por eso se prevén dos títulos administrativos habilitantes diferentes[57], aunque se trate del mismo sujeto, orientados al respectivo control de la producción y del uso de las aguas

55. Marina Jalvo, Belén, "La reutilización de las aguas: su nueva regulación", Ponencia presentada al XIX Congreso de la Asociación Española de Profesores y Profesoras de Derecho Administrativo, Lleida, 31 de enero y 1 de febrero de 2025.

56. Por ello, las partes responsables son todas las que realizan una función o una actividad como parte del sistema de reutilización de aguas, siendo igualmente todos responsables de mantener los requisitos de calidad mínimos en la fase que les corresponda, Navarro Caballero, Teresa María, "El Reglamento europeo…", *op. cit.*, págs. 263-264.

57. En la regulación anterior se exigía simplemente la obtención de una autorización, en caso de tener el solicitante la condición de titular de la autorización de vertido, o, en caso contrario, de una concesión administrativa, para llevar a cabo las actividades propias de la reutilización de las aguas regeneradas.

regeneradas[58]: la autorización de producción y suministro de agua regenerada gira en torno al elemento basal de la seguridad, sobre la base del plan de gestión de riesgo de las aguas regeneradas; en cambio, en la concesión de agua regenerada, el elemento fundamental es la compatibilidad del uso con las previsiones de ordenación general del recurso previstas al respecto en el plan hidrológico de la demarcación.

Complementariamente se ha entendido que este enfoque holístico e integrado de la actividad de reutilización implica superar los límites estrictos de la actividad industrial de regeneración o tratamiento, abarcando desde la fase de depuración —hasta ahora independiente, desde su inclusión en el propio ciclo urbano del agua—, en sentido estricto, hasta la fase final de —nuevo— uso del agua[59]. De ahí la configuración comunitaria del denominado "*sistema de reutilización*", entendido como "*la infraestructura y otros elementos técnicos necesarios para producir, suministrar y utilizar aguas regeneradas*"[60].

4.2. PARA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN Y SUMINISTRO DE AGUAS REGENERADAS

En el primer caso, y siguiendo las exigencias europeas, la actividad de producción y suministro de aguas regeneradas está sometida a la obtención de una previa autorización administrativa (art. 109 *ter*.1 TRLA).

Dado que, de acuerdo con las actuales exigencias de calidad exigidas, las aguas regeneradas no son las meras aguas depuradas, habrá que entender que se trata de actividades diferentes —sin perjuicio de que una planta de depuración pueda adaptarse para llevar a cabo las actividades de regeneración— sometidas a títulos habilitantes igualmente distintos (autorización de vertido y autorización de producción de aguas regeneradas)[61]. Además,

58. Sólo se excluyen de la necesidad de título habilitante los proyectos de investigación o piloto, para los que sólo se precisa declaración responsable ante la autoridad sanitaria correspondiente, de acuerdo con los requisitos de desarrollo contenidos en el art. 3.4 RRA.

59. Navarro Caballero, Teresa María, "La reutilización del agua y la economía circular", *Revista Catalana de Dret Públic,* n.º 68, 2024, págs. 64-65.

60. La "dimensión infraestructural" de este sistema estaría nucleada en torno a las instalaciones con capacidad para realizar el tratamiento adicional para producir las "aguas regeneradas", que pueden ser las mismas estaciones de depuración de aguas residuales (EDARs) modificadas o completadas, u otras, contiguas o no a las anteriores, específicamente destinadas a la regeneración (tratamiento adicional) del agua (ERAs). Junto a ello, el otro elemento central serían las infraestructuras de almacenamiento y las redes o conducciones de distribución —específica— hasta los usuarios finales. En todo caso se trata de obras hidráulicas en virtud del art. 122 TRLA.

61. Por eso señala el art. 5.2 RRA que cuando se otorgue o modifique la autorización de producción y suministro de aguas regeneradas, la autoridad competente revisará, en su caso, la autorización de vertido al dominio público.

y como dice el art. 109 *ter*.2 TRLA, "*la autorización no exime a sus titulares de obtener otras licencias o autorizaciones preceptivas para el ejercicio de la actividad, en particular las establecidas en el artículo 84 LRBRL y en el artículo 5 del Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, aprobado por el RDLegislativo 1/2016, de 16 de diciembre*".

Las autorizaciones de producción y suministro son otorgadas por el Organismo de cuenca correspondiente, previo informe preceptivo y vinculante de las autoridades sanitarias. La autorización viabiliza, pues, no sólo el examen de compatibilización del proyecto con la planificación hidrológica, sino también el control sanitario correspondiente.

Se trata en cualquier caso de autorizaciones condicionadas y sometidas a revisión periódica (aún sin indicarse el plazo concreto para ello), fundamentalmente para asumir las exigencias del necesario Plan de gestión del riesgo. El plan, de hecho, forma parte del título habilitante, siendo vinculante para todos los operadores, y siendo necesaria su validación igualmente tanto por la autoridad de cuenca como por la sanitaria.

<table>
<tr><td rowspan="8">Esquema del procedimiento de autorización</td><td rowspan="3">Iniciación</td><td colspan="2">Presentación (electrónica en el caso de personas jurídicas)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Solicitud + descripción del sistema de reutilización</td></tr>
<tr><td colspan="2">Determinación de los lugares potenciales o previstos de uso</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Instrucción</td><td colspan="2">Examen documentación</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Informe de compatibilidad con el PHD (un mes)</td><td>Informe favorable ⇨ requerimiento de Plan de gestión del riesgo (un mes)</td></tr>
<tr><td>Informe no necesario ⇨ requerimiento de Plan de gestión del riesgo (un mes)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Informe preceptivo y vinculante de la autoridad sanitaria autonómica (tres meses) + otros informes convenientes</td></tr>
<tr><td colspan="2">Información pública (un mes)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Resolución</td><td colspan="2">Propuesta de resolución ⇨ notificación interesados (diez días para alegaciones)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Resolución + notificación (máx. 12 meses) ⇨ silencio negativo</td></tr>
</table>

Si el solicitante de la autorización de regeneración no es el titular de la autorización de vertido (normalmente el ente local correspondiente), se

notificará a este, que tendrá preferencia para el otorgamiento de la misma, a fin de facilitar la adaptación de las plantas ya existentes de depuración (para posterior vertido) y su conversión en plantas de tratamiento (para su reutilización)[62]. En este caso, el titular de la autorización de vertido podrá solicitar la citada autorización en un plazo de un mes, por, al menos, el mismo volumen de producción de la solicitud inicial de autorización de producción y suministro de agua regenerada. Como se ha dicho, "*si la entidad local u otro organismo público opta por ejercer su derecho de preferencia a regenerar el vertido, deberá promover y gestionar la ERA o bien directamente o bien recurriendo a terceros con sujeción a las fórmulas de contratación pública, mientras que si es el particular quien promueve el sistema de reutilización estaremos ante una obra hidráulica de titularidad privada, con un régimen de promoción y gestión lógicamente distinto*"[63].

La autorización de producción y suministro de aguas regeneradas se otorgará para el volumen que potencialmente pueda ser regenerado, de acuerdo con las características de las instalaciones, sin perjuicio lógicamente de las resoluciones concesionales que sean necesarias para el aprovechamiento ulterior de las aguas por parte de los usuarios del agua regenerada.

Ahora bien, y al igual que los títulos concesionales de aprovechamiento privativo, esta autorización no garantiza en ningún caso el volumen de agua autorizado a regenerar (la disponibilidad de un volumen inferior al autorizado no da derecho, así, a ninguna indemnización a cargo de la Administración).

Finalmente, esta primera autorización tendrá un plazo de diez años, entendiéndose renovada por plazos sucesivos de igual duración por un máximo de tres renovaciones (sólo al autorizado inicial, y siempre que este haya dado cumplimiento a las condiciones establecidas en el título autorizatorio y se mantengan las mismas condiciones). No obstante, la autoridad competente ha de revisar necesariamente la autorización en los siguientes casos: a) cuando se haya revisado la autorización de vertido asociada; b) cuando se produzca un cambio sustancial de capacidad; c) cuando se haya producido una modernización sustancial del equipo; d) cuando se hayan incorporado nuevos equipos o procesos que supongan un cambio en la calidad producida o en la gestión del riesgo; y e) cuando se hayan producido cambios en las condiciones climáticas o de otro tipo que afecten de manera significativa al estado de las masas de

62. Sobre la conveniencia de la gestión integral en este sentido de los servicios urbanos del agua puede verse Navarro Caballero, Teresa María, "El papel de la reutilización en la gestión sostenible del agua", en Fernández Prieto, Marta (Coord.), *Derecho y Agua en el horizonte 2030*, Aranzadi, Pamplona, 2023.

63. Companys Alet, Antoni, "Novedades del régimen jurídico…", *op. cit.*, pág. 73.

agua, a la salud humana, al medio ambiente y —hay que entender "o"— a la sanidad animal, de acuerdo con los objetivos de —la correspondiente, habrá que entender— planificación hidrológica. Se reconoce pues al organismo de cuenca la potestad para adaptar unilateralmente las condiciones de la autorización en el caso del surgimiento sobrevenido de nuevas circunstancias ambientales vinculadas con la actividad de regeneración.

Al margen del cambio de circunstancias y de los supuestos de revisión de oficio, si lo que se produce es el propio incumplimiento de las condiciones incorporadas a la autorización, procederá la revocación de la misma, mediante resolución motivada, y previa audiencia del interesado (ni la revisión ni la revocación darán lugar a indemnización en favor del autorizado).

4.3. PARA EL USO DE LAS AGUAS REGENERADAS

En este caso, en tanto uso privativo, se sigue requiriendo concesión administrativa o, como novedad, modificación de las características de la concesión ya existente[64]. En este sentido, cualquier concesionario de aguas que quiera disponer de agua regenerada deberá solicitar, en su caso, la modificación de la concesión vigente —de uso privativo general— para incluir el —uso privativo— del agua regenerada (asumiendo las exigencias de calidad del nuevo marco regulador). La concesión permite el aprovechamiento de estos recursos para un uso determinado en cualquier caso.

64. E incluso se podía haber llegado más allá. El Reglamento europeo 2020/741 se centraba, desde la esencialidad del control de los riesgos, en la actividad de producción y suministro de las aguas regeneradas. Y por ello no sujetaba realmente el consumo, o las actividades previas de distribución o almacenamiento del agua regenerada, a una autorización específica. El Reglamento comunitario partía de la base, así, de que la autorización para la producción de agua regenerada ya establece los lugares en los que se utilizará el agua (art. 6.3). Dejaba libertad a los Estados miembros para exigir o no un permiso. Es evidente que tratándose de un uso privativo de consumo el legislador español había de exigir concesión administrativa —por el implícito carácter demanial de las aguas regeneradas—, a pesar de que no se encuentre una previsión expresa en tal sentido en el TRLA, ni existan pronunciamientos jurisprudenciales al respecto, como sí sucede en el caso de las aguas desalinizadas (recientemente, por ejemplo, STS de 22 de febrero de 2024, rec. 385/2023). De hecho, y como se ha dicho, "*tampoco las aguas residuales —posteriormente convertidas en agua regenerada— son un recurso hídrico ni un bien integrante del dominio público (a diferencia del agua marina), sino que se consideran un elemento potencialmente contaminante del mismo (art. 1 bis.a RDPH*)", Companys Alet, Antoni, "Novedades del régimen jurídico de la reutilización de aguas residuales. Aspectos controvertidos y principales aportaciones del Real Decreto 1085/2024, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de reutilización del agua", *Revista Jurídica Pérez*-Llorca, n.º 12, 2024, pág. 57. Lo que no se justifica tan claramente es la necesidad de autorización, hay que entender, también para dichas actividades secundarias de almacenamiento y/o distribución.

El concesionario del agua regenerada puede ser, por tanto, o un concesionario —de uso privativo— anterior o un nuevo concesionario. Y, a la vez, puede ser: el mismo titular de la autorización de producción y suministro, convirtiéndose éste en responsable por tanto de la distribución del agua regenerada entre los distintos usuarios finales[65], de acuerdo con los requisitos de calidad exigidos normativamente[66]; o un operador diferente (sin unificación funcional, pues, de ambas fases).

En cualquier caso, la concesión de utilización de las aguas regeneradas será título suficiente para amparar el uso privativo del agua regenerada por los distintos usuarios finales. Su regulación específica se contendrá, en el marco siempre del plan de gestión del riesgo correspondiente y de la autorización de producción y suministro:

— En las respectivas ordenanzas municipales, en el supuesto de estaciones de regeneración de aguas de titularidad municipal o, al menos, gestionadas por entes locales.

— En los instrumentos jurídicos correspondientes.

Esquema del procedimiento de concesión	*Iniciación*	*Solicitud electrónica (personas jurídicas) + documentación acreditativa (iniciación —de oficio o a instancia de parte— de modificación de concesiones anteriores)*
	Instrucción	*Inicio del trámite de competencia de proyectos*
		Informe de compatibilidad con el PHD + informe preceptivo y vinculante de las autoridades sanitarias (u otros) ⇨ 3 meses
		Información pública (un mes)
	Resolución	*Propuesta de resolución*
		Condicionado específico + Plan de gestión del riesgo del agua regenerada
		Resolución e inscripción en el Registro de Aguas

Ahora bien, y de forma similar a lo establecido por el RD 1620/2007, cuando el interesado en el uso de las aguas regeneradas sea el primer usuario

65. El RRA no concreta sin embargo el cauce jurídico necesario para que el concesionario ceda las aguas regeneradas a dichos usuarios finales.

66. En estos casos de unificación de operadores, el procedimiento para la autorización de producción y suministro —no ostentada con anterioridad— puede tramitarse de forma simultánea con la solicitud de concesión.

y el uso de destino esté reconocido en el marco de su concesión original, quedará exento de la necesidad de disponer de una nueva concesión (art. 109 bis.2 TRLA). En tales casos, la persona interesada simplemente solicitará a la autoridad competente la modificación de la concesión existente para incluir el uso de las aguas regeneradas solicitadas, sin necesidad de observar el trámite de competencia de proyectos (como una especie de "regularización" de los aprovechamientos previos)[67].

Así pues, el otorgamiento de la autorización antes reseñada no está sujeto a un procedimiento competitivo, pero los títulos habilitantes concesionales para el uso sí lo están cuando el solicitante no sea el primer usuario del agua derivada.

En cualquier caso, la utilización de la figura de la concesión de aguas permite disponer de un régimen jurídico de asignación de los derechos de uso del agua regenerada con criterios de aprovechamiento racional de los recursos y con sujeción al orden de prioridad que establezcan al respecto los planes hidrológicos de cuenca, y al conjunto de derechos y obligaciones propios de toda concesión de aguas[68].

Como se ha dicho, la necesidad de contar con una concesión específica de uso por cada usuario final de agua regenerada podría constituir un obstáculo —por la complejidad y duración de los expedientes— a la promoción de las técnicas de reutilización. Por ello se establece ahora que la concesión de aguas regeneradas puede amparar el uso de agua regenerada por distintos usuarios finales (art. 11.3 RRA)[69], aparte de que, como hemos señalado, el concesionario de agua puede ser igualmente el titular de la autorización de producción y suministro, siendo responsable, en su caso, de la distribución de agua entre los distintos usuarios finales (art. 11.2 RRA).

El RRA no regula de forma expresa el plazo de vigencia de la concesión de aguas regeneradas, pudiéndose entender que se ajustará a lo previsto en el art. 59.4 TRLA (plazo concreto no superior a setenta y cinco años, aunque dependiendo lógicamente de la vigencia de la autorización de producción y suministro asociada).

---

67. Igualmente, y para posibilitar la continuidad de los aprovechamientos de aguas gestionados por entes locales, también se exime de la necesidad de una nueva concesión cuando el concesionario para la primera utilización de las aguas sea una asociación de municipios o una entidad pública que los represente y la solicitud de modificación de la concesión la formule al menos uno de los municipios asociados o representados.
68. Companys Alet, Antoni, "Novedades del régimen jurídico…", *op. cit.*, pág. 57.
69. Companys Alet, Antoni, "Novedades del régimen jurídico…", *op. cit.*, pág. 66.

5. REQUISITOS DE CALIDAD DE LAS AGUAS REGENERADAS Y CONTROL DE CUMPLIMIENTO

Las aguas regeneradas deben cumplir necesariamente los requisitos de calidad por uso o destino recogidos en el Anexo I.A y I.B del RRA, así como los que en su caso se determinen en el correspondiente plan de gestión del riesgo[70].

La actividad de reutilización y el uso privativo de las aguas regeneradas se vinculan, pues, con unos umbrales mínimos de calidad de las mismas.

Si el agua regenerada está destinada a varios usos, serán de aplicación las condiciones de calidad más exigentes de las requeridas para los usos previstos, a no ser que el plan de gestión del riesgo prevea un tratamiento o barrera adicional por parte de un agente distinto al operador de la estación regeneradora.

Se entenderá que la calidad del agua es adecuada y suficiente si el control realizado en el punto de cumplimiento se ajusta a los "*requisitos de conformidad*" previstos en el Anexo II del RRA, así como a las exigencias específicas que sobre la calidad del agua y su control determine en cada caso el plan de gestión del riesgo.

El carácter integrado e interconectado de la actividad de reutilización conlleva su propia configuración sistémica.

Dentro del "sistema de reutilización" se encuentran los distintos sujetos u operadores, con sus respectivos derechos y obligaciones, destacando lógicamente la necesidad de cumplimiento de los requisitos establecidos en la autorización (de producción y distribución) o concesión (de uso) otorgada, así como en la parte del plan de gestión del riesgo que les corresponda.

<table>
<tr><td rowspan="5">Agentes del sistema (cadena de producción, suministro y distribución)</td><td colspan="2">Gestor de la EDAR</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">Gestor de la ERA</td><td>Coincidente con el gestor de la EDAR</td><td>Derechos</td></tr>
<tr><td>No coincidente con el gestor de la EDAR</td><td>Obligaciones: retribución a percibir</td></tr>
<tr><td colspan="2">Gestor u operador de las redes e infraestructuras de distribución/transporte y almacenamiento (en su caso)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">Usuarios finales</td><td>No son parte responsable</td></tr>
</table>

70. Si los usos finales no se contemplan en el Anexo I, la autoridad competente, previo informe preceptivo y vinculante de la autoridad sanitaria, fijará las condiciones de calidad adaptadas al uso más semejante de los descritos en el mismo, aunque en todo caso es necesario motivar la reutilización del agua en estos casos.

El TRLA prevé, así, sólo dos títulos habilitantes para subsumir los cinco tipos de operadores del sistema integral de reutilización previstos en la normativa comunitaria, dado seguramente el difícil deslinde, en su traslación al ámbito doméstico, de las cinco fases y el número de agentes y funciones en concurrencia.

En concreto, el responsable del cumplimiento de la calidad exigida en el denominado "punto de cumplimiento", así como de la ejecución del programa de control, será el operador de la estación regeneradora, es decir, el titular de la autorización de producción y distribución de las aguas regeneradas (que puede sin embargo solicitar, en su caso, una reducción de los indicadores o frecuencia de los análisis, cuando la probabilidad de riesgo sea baja).

Igualmente, es posible exigir al operador de las infraestructuras de almacenamiento y/o distribución la realización de controles específicos de calidad de las aguas (cuando no tenga la condición, se entiende, de operador de la estación regeneradora o bien intervenga más de un agente en las funciones de almacenamiento y/o distribución).

En cualquier caso, está claro que todas las partes del sistema de reutilización, incluidos los usuarios de las aguas regeneradas, han de asegurar, como previsión realmente de autocontrol, no sólo, lógicamente, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la autorización o concesión otorgada —en sentido estricto, no es que deban asegurar el cumplimiento, como establece el art. 109 *quater*.1 TRLA, sino que el mismo forma parte integrante del propio título público habilitante—[71], sino también los relativos a la parte del plan de gestión del riesgo de las aguas regeneradas correspondiente. Pero, además, corresponde al organismo de cuenca y a las autoridades sanitarias la propia vigilancia (externa) del control de su cumplimiento.

En el caso de la producción de un incidente que repercuta en el cumplimiento de las condiciones —de calidad— establecidas en la autorización o concesión, se adoptarán las medidas determinadas en el plan de gestión del riesgo del agua regenerada (si el incidente no está previsto en el plan, se realizará una evaluación del riesgo específica, añadiéndose, en su caso, las medidas que conduzcan a un riesgo aceptable; si estaba previsto, se revisará la evaluación del riesgo, y en su caso se modificará su clasificación y se introducirán las medidas adicionales que se consideren necesarias).

71. Acreditación periódica del cumplimiento que puede realizarse a través de certificados emitidos por entidades colaboradoras de la Administración hidráulica.

Al margen de las —respectivas— responsabilidades de los diferentes operadores del sistema[72], la autoridad competente es la responsable de la inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones establecidas en la autorización de producción y suministro de aguas regeneradas y en la concesión de uso, en especial en relación con aquellos aspectos asociados a la protección del dominio público hidráulico (art. 20.1 RRA). Por su parte, la autoridad sanitaria correspondiente será la responsable de inspeccionar y vigilar la calidad del agua, en especial, respecto de aquellos aspectos asociados a la salud pública desde el punto de entrega de las aguas regeneradas hasta el lugar de uso, aunque todo ello obviamente sin perjuicio de las competencias que correspondan a otras autoridades con competencias sectoriales específicas.

<table>
<tr><td rowspan="5">Régimen transitorio (de adecuación de las ERAs preexistentes y de los usuarios)</td><td rowspan="2">Títulos para el uso del agua regenerada</td><td>Titulares de autorizaciones de “uso” ⇨ solicitud de concesión de aguas (o modificación de la que tuvieran)</td><td>Sin trámite de competencia de proyectos</td><td>Antes del 31/12/2028</td></tr>
<tr><td>Titulares de concesiones de uso de aguas regeneradas ⇨ solicitud de modificación, en su caso</td><td>Sin trámite de competencia de proyectos</td><td>Antes del 31/12/2028 (o antes de la fecha de extinción de la concesión si es anterior)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Títulos para la producción de agua regenerada</td><td>Entidades con operaciones de producción y suministro de aguas ⇨ solicitud de autorización</td><td></td><td>Antes del 26/06/2023</td></tr>
<tr><td>Entidades de regeneración no incluidas en el Reglamento 2020/741 ⇨ solicitud autorización de producción o suministro</td><td></td><td>Antes del 31/12/2025</td></tr>
</table>

6. CENTRALIDAD DE LOS PLANES DE GESTIÓN DEL RIESGO

Sin duda, la clave de bóveda del nuevo régimen europeo de la reutilización del agua es la gestión del riesgo que conlleva esta actividad. La perspectiva holística adoptada pivota sobre la gestión sistemática del riesgo,

72. Que deberán acreditar periódicamente ante la autoridad competente y la autoridad sanitaria, respecto del cumplimiento de las condiciones establecidas en los correspon-

a fin de garantizar, adoptando un enfoque preventivo y multibarrera, y de manera continuada, que la reutilización del agua es segura en función de los fines y los contextos de producción y uso[73]. Se busca garantizar indirectamente la confianza en este tipo de recursos no convencionales. De ahí la importancia de los nuevos planes de gestión de riesgos[74].

Tal y como se ha dicho, "*el medio más efectivo para garantizar la seguridad en el uso de las aguas regeneradas pasa por una comprensión sistemática del proceso de reutilización en todas sus fases (tratamiento, distribución y consumo), que permita evaluar el riesgo y diseñar de manera anticipada las estrategias de corrección*"[75].

Los planes de gestión del riesgo forman parte de los títulos habilitantes para la producción de aguas regeneradas y para su uso, de tal forma que el incumplimiento de sus previsiones supone un incumplimiento de éstos, con aplicación de las medidas sancionadoras previstas en el TRLA.

Aún más, la finalidad del "sistema de reutilización" radica fundamentalmente en la identificación y gestión —por los sujetos correspondientes— de los riesgos, a fin de posibilitar tanto la producción y suministro de agua regenerada a partir de un efluente como su posterior uso. Se ha resaltado por ello en este sentido su "función coordinadora"[76]. La identificación, anticipada y programática, por el plan de los posibles riesgos enlaza, pues, con las garantías de seguridad y calidad de las aguas regeneradas, haciendo posible su utilización por parte de los usuarios finales.

Estos planes, con un contenido mucho más amplio y ambicioso que los denominados "programas de autocontrol" del RD 1620/2007, se configuran

---

dientes títulos habilitantes, pudiendo consistir incluso en un certificado emitido por una entidad colaboradora de la Administración.

73. Navarro Caballero, Teresa María, "La reutilización del agua…", *op. cit.*, pág. 65. Como muy bien resume la autora, el Reglamento europeo "*ha adoptado un nuevo enfoque en la gestión de los riesgos en la reutilización, pasando de la gestión reactiva propia del reglamento español —en el que, a través de los controles que contemplaban sus anexos, se monitorizaba la calidad de las aguas actuando en caso de detectarse alguna desviación de los parámetros y valores límite admitidos— a una gestión proactiva que pretende, con un enfoque multibarrera, garantizar que las aguas regeneradas se usan y gestionan de forma segura*".
74. A nivel europeo, las especificaciones técnicas de los planes —condiciones relacionadas con los usos agrícolas— han sido desarrolladas mediante el Reglamento Delegado (UE) 2024/1261, de la Comisión, de 11 de marzo.
75. Molina Giménez, Andrés, "La evaluación y gestión del riesgo que conlleva la actividad de reutilización", en Tornos Más, Joaquín (Dir.), *Observatorio del ciclo del agua 2022*, Aranzadi, Pamplona, 2023, pág. 324.
76. *Vid.* Setuáin Mendía, Beatriz, *La reutilización de agua en un contexto de cambio. Un análisis jurídico-administrativo*, Aranzadi, Pamplona, 2023, pág. 153.

como un instrumento nuclear para la gestión anticipada del riesgo de la actividad de regeneración y, sobre todo, del uso de las aguas regeneradas.

El plan viabiliza una gestión integrada de los riesgos de todo el "sistema de reutilización". La garantía de inocuidad y seguridad se extiende a todas las fases de la cadena de regeneración de las aguas. Por ello, serán las partes de dicho sistema las encargadas de elaborarlo[77], conjugándose a través del mismo el conjunto de funciones —y responsabilidades— de cada una de ellas.

Aún más, según el art. 21.2 RRA, es el propio plan de gestión del riesgo el que define el sistema de reutilización, desempeñando pues una función delimitadora del propio alcance del mismo, a través de la identificación —anticipada— de los riesgos asociados a las —distintas— funciones relacionadas con la producción, suministro y uso de las aguas regeneradas. Junto a la concreción secuencial de los riesgos, el plan ha de plantear igualmente los elementos clave para su gestión, así como las medidas y actuaciones necesarias para mantener el riesgo en niveles aceptables para la salud humana, el medio ambiente y la sanidad animal.

El plan, pues, define los riesgos, en función de las distintas fases, y establece las medidas y previsiones de gestión —aceptable— de los mismos, desde el propio reconocimiento de su inevitabilidad.

E, igualmente, identifica las partes responsables (operadores y usuarios finales) y su respectivo margen de responsabilidad en cuanto a su efectivo cumplimiento.

Se persigue, en fin, asegurar una gestión sistemática, proactiva y continuada del riesgo, que permita asegurar anticipadamente la inocuidad de las aguas regeneradas para los usos permitidos.

El plan debe incluir, en cualquier caso, la conformidad de todas las partes responsables, y ha de ser presentado formalmente durante el procedimiento de solicitud de otorgamiento, revisión o renovación de la autorización de producción y suministro de aguas regeneradas para su valoración por la autoridad competente, visto el informe de la autoridad sanitaria (art. 21.3 RRA)[78]. Este precepto podría plantear ciertos interrogantes, en su forza-

77. Con la posibilidad incluso de aplicación de un mismo plan de gestión del riesgo del agua regenerada a varios sistemas de reutilización del agua (art. 21 RRA).

78. Además, las partes responsables (¿del plan o del sistema de reutilización? deben poner a disposición de las autoridades competentes y de las autoridades sanitarias —que también son competentes, en su ámbito—, para cuando éstas lo soliciten, la documen-

da transposición de las exigencias comunitarias[79]: ¿El plan debe realizarse conjuntamente —como parece exigir el art. 21.1 RRA (y el art. 109 *ter*.3 TRLA)— o simplemente contar con la "conformidad" —que obviamente no es un requisito claro desde nuestra perspectiva interna— de todas las partes? Obviamente no es lo mismo. Igualmente, la "presentación" del plan dentro del procedimiento autorizatorio ni es un elemento de fácil entendimiento ni se regula cómo debe hacerse (aunque sí parecería claro que la presentación del plan no ha de hacerse con la solicitud inicial de autorización[80]). Y, finalmente, ¿por qué el plan debería contar con la conformidad de todas las partes, se supone que incluyendo a los usuarios finales, o, incluso, ser elaborado conjuntamente por todas —¿participando los usuarios finales en la elaboración de un plan técnico de gestión?[81]— si realmente sólo se exige instrumentalmente para el procedimiento de autorización de la producción y suministro de las aguas?[82] Parece lógico pensar que los requisitos de seguridad han de exigirse a la actividad de producción, y que las aguas regeneradas, respetándolos, son seguras para su uso o consumo. Afortunadamente, así parece haberse asumido, a partir de la definición de las

---

tación y registros relativos a la elaboración y aplicación del plan, así como un resumen de sus resultados (art. 21.4 RRA).

79. El término "partes responsables" no se define, de hecho, en el art. 109 TRLA, sino en el Reglamento (UE) 2020/741, incluyendo en cualquier caso, lógicamente, al productor de agua regenerada.

80. Y sin embargo eso es lo que exige el art. 109 *ter*.3 *in fine* TRLA: "*El Plan será presentado junto con la solicitud de otorgamiento, renovación o modificación de la autorización de producción o suministro de aguas regeneradas para su valoración por el organismo de cuenca*". Al margen de la indeterminación e imprecisión de los términos (¿otorgamiento? ¿valoración?) llama la atención sobre todo la exigencia de elaboración —conjunta o no— por todas las partes del sistema, pero su prestación vinculada sólo a los expedientes de autorización en materia de producción o suministro de aguas regeneradas (y ello al margen de la posible asincronía temporal entre las fases de producción/suministro y de uso).

81. En este sentido se ha dicho que esta "elaboración conjunta" entre todas las "partes responsables", incluidos los usuarios, plantea una difícil aplicación práctica, pues siempre que los usuarios deban obtener una concesión mediante el trámite de competencia de proyectos (por no ser los primeros usuarios), no tendrán asegurado el derecho de uso de las aguas en cuestión, por lo que no podrán suscribir ningún documento con el titular de la autorización de regeneración (en caso de haberse otorgado), Companys Alet, Antoni, "Novedades del régimen jurídico…", *op. cit.*, pág. 59.

82. De hecho, tal y como señala el art. 23 RRA, el plan de gestión del riesgo del agua regenerada se revisará y valorará "*cuando proceda la revisión y renovación de la autorización de producción y suministro de aguas regeneradas*". Habrá que diferenciar, pues, según el sistema de reutilización establecido, donde, al margen de dichos usuarios, sí pueden existir otras partes claramente responsables —de la inocuidad de las aguas—, como el operador de distribución del agua regenerada o el de almacenamiento.

"partes responsables" del art. 2.1.t RRA, que efectivamente no incluye a los "usuarios finales"[83].

Sí se concreta de forma más adecuada el contenido mínimo de dichos planes, que ha de basarse en los elementos clave de gestión del riesgo contenidos en el Anexo III RRA, recogiendo:

— Todos los requisitos aplicables a los operadores de las estaciones regeneradoras de agua incluidas en su ámbito territorial, así como los requisitos mínimos especificados en el propio Anexo I y en el Anexo III.B, con el fin de mitigar, en cualquier caso, y en la mayor medida posible, los riesgos antes del punto de cumplimiento (de todas formas, los riesgos no se mitigan, porque en principio aún no se han producido, se evalúan);

— Los agentes peligrosos, riesgos, medidas preventivas apropiadas y/o posibles medidas correctivas, de conformidad con el Anexo III.C;

— Las barreras adicionales para el sistema de reutilización del agua, seleccionadas de las previstas en el Anexo III.D; y

— Cuantos requisitos adicionales se necesiten tras el punto de cumplimiento para garantizar que el sistema de reutilización del agua es seguro, incluidas condiciones relativas a la distribución, el almacenamiento y el uso, según corresponda, identificando a las partes responsables del cumplimiento de dichos objetivos.

En síntesis, pues, la gestión del riesgo debe incluir la identificación y la gestión proactivas de los riesgos e incorporar el concepto de producción de aguas regeneradas con la calidad específica exigida para usos concretos, lo que habrá de proyectarse luego en los condicionados de las autorizaciones de producción y suministro y en las concesiones de uso de las aguas.

7. CONCLUSIONES

El agua y la energía son, sin duda, los dos recursos escasos y estratégicos más importantes en la actualidad tanto desde la perspectiva de su ordenación racional como desde la óptica, más específica, de su proyección

83. Sin embargo, el art. 109 *ter*.3 TRLA sí señala expresamente que con el fin de garantizar que las aguas regeneradas se "usan" y se "gestionan" de forma segura, las partes responsables "*y los usuarios finales*" elaborarán —conjuntamente se entiende— un plan de gestión del riesgo de las aguas regeneradas, mediante el cual no sólo se pretende la anticipación —y gestión proactiva— al mismo, sino la propia "coordinación" del conjunto de funciones dentro del "sistema de reutilización de aguas".

al ciclo urbano del agua. En este ámbito, el principio de circularidad, como vector de sostenibilidad, se orienta tanto a "cerrar" el ciclo como a la propia optimización, racionalidad y reaprovechamiento del agua.

La reutilización de las aguas regeneradas se imbrica, pues, con los objetivos de eficiencia y seguridad hídricas, protección ambiental y sanitaria del medio y "valorización" del recurso.

A partir del propio impulso comunitario, y sobre la base de las recientes reformas internas, las aguas regeneradas, que dejan de tener la condición de vertido, se convierten en recurso clave en el marco de la gestión racional e integrada de los recursos hídricos.

La nueva regulación se sustenta sobre los pilares de la garantía de la calidad y seguridad —ambiental y sanitaria— de las aguas regeneradas, en función de los usos permitidos, así como sobre la compatibilidad con la planificación hidrológica. El enfoque sistémico y proactivo de gestión del riesgo se convierte, así, en el núcleo del sistema de reutilización.

En tanto actividad no declarada como servicio público, el fomento —directo e indirecto— de la actividad de regeneración de las aguas residuales se convierte en deber fundamental de las Administraciones públicas, concretado, en determinados supuestos, en la necesaria elaboración de planes de fomento de la reutilización de agua vinculada a los usos urbanos.

Las fases del sistema de reutilización, y los posibles sujetos —concurrentes y responsables— se reconducen a dos grandes tipos de actividades, sujetas a los títulos habilitantes correspondientes: la producción y suministro de aguas regeneradas, necesitada de autorización administrativa previa, y el uso o consumo de las mismas, sometido a concesión administrativa.

En ambos casos, la responsabilidad por la calidad de las aguas regeneradas —articulada sobre los planes de gestión del riesgo— corresponde a los distintos operadores del sistema, al margen de los deberes de control, inspección y seguimiento propios de las autoridades —hidráulicas y sanitarias— correspondientes.

Sin duda, en fin, la pieza angular del nuevo sistema son los planes de gestión del riesgo, acogiendo un enfoque preventivo, sistémico y continuado de los riesgos en función de los fines y los escenarios de producción y uso. De hecho, forman parte de los títulos habilitantes, asumiendo la necesidad de anticipación a fin de garantizar la inocuidad máxima de las aguas regeneradas y su compatibilidad con los intereses ambientales y sanitarios prevalentes.

Capítulo 17

La producción de energía hidroeléctrica en las redes de abastecimiento y saneamiento. El aprovechamiento energético de las aguas residuales y la incidencia de la nueva Directiva de aguas residuales[1]

Belén Burgos Garrido
Profesora de Derecho Administrativo
Universidad de Granada

1. INTRODUCCIÓN

Antes de adentrarnos en la producción de la energía hidroeléctrica en las redes de abastecimiento y saneamiento y, más específicamente, el aprovechamiento hidroeléctrico de las aguas residuales se torna ineludible una breve alusión a tres ideas de partida: el agua y la energía como recursos esenciales en nuestra sociedad, su integración en un binomio indisociable y su contextualización en el escenario de cambio climático en el que nos hallamos inmersos.

1. Este trabajo es resultado de los Proyectos: TED2021-132418B-I00, financiado por MICIU/AEI /10.13039/501100011033 y por la Unión Europea NextGenerationEU/PRTR (WATENER: El binomio agua-energía: claves jurídicas para la transición a un sistema energético autosuficiente y sostenible), PID2021-128816OB-I00, financiado por AEI/10.13039/501100011033/FEDER,UE (HIDROENERGY: El binomio agua y energía: régimen jurídico de las concesiones hidroeléctricas y su necesaria revisión en un contexto de crisis energética y cambio climático), PID2022-140060NB-I00, financiado por MCIN /AEI /10.13039/501100011033 / FEDER, UE ("La regulación de riesgos derivados del cambio climático y las nuevas fórmulas para su justa distribución social. La transición hídrica como sector de referencia") y 023-1-ES01-KA220-HED-000160257, financiado por la Comisión Europea (URBAN IMPRINT: Connecting Universities and local governments to implement urban agendas).

1.1. AGUA Y ENERGÍA DOS RECURSOS ESENCIALES

Es de sobra conocido que el agua es un compuesto químico localizado en todos los seres vivos sobre la faz de la Tierra, sin cuya presencia, devendría imposible la generación de los alimentos necesarios para la vida[2] y el mantenimiento del equilibrio de los ecosistemas, denominándose, en este sentido, como el *oro azul.* De ahí, la relevancia de su mantenimiento en *cantidad* y *calidad* suficientes[3].

Igualmente, su carestía puede producir notables impactos en la salud[4], así como en el desarrollo de multitud de sectores productivos. Por ello, no

---

2. En relación con ello, la necesidad de agua en la producción de recursos alimentarios ha sido destacada de forma prominente por la Comisión Europea. Con el fin de sensibilizar a la sociedad sobre esta problemática, la misma ha procedido a cuantificar la cantidad de agua requerida para la producción de ciertos productos básicos de consumo habitual. Así, por ejemplo, puntualiza que se precisan alrededor de 140 litros de agua para obtener una taza de café, 900 litros para producir apenas 1 kilo de maíz o 16.000 litros para tan solo 1 kilo de carne de vacuno. COMISIÓN EUROPEA, *Escasez de agua y sequía en la Unión Europea*, Comisión Europea, Bruselas, 2010, p. 3. Datos, sin lugar a duda, llamativos y desconocidos, en gran medida, para la mayoría de los ciudadanos, lo que debería inducirnos a una profunda reflexión acerca del impacto de nuestra huella hídrica y de nuestra creciente dependencia de este recurso vital.

3. Tal y como he defendido más extensamente en BURGOS GARRIDO, B., *Régimen jurídico administrativo de la sequía y escasez hídrica. Instrumentos para su prevención y gestión*, Aranzadi Thomson Reuters, Cizur Menor (Navarra), 2021.
Al respecto debemos señalar que la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) estima que, hacia el año 2050, la producción de alimentos mediante técnicas de riego se incrementará en más de un 50%, aun cuando el volumen de agua extraída por el sector agrícola sólo experimente un aumento aproximado del 10 %. Este palpable desequilibrio evidencia un profundo problema en la gestión de los recursos hídricos, los cuales, acentuados por los efectos del cambio climático, comienzan a delinear los grandes desafíos y conflictos globales que la humanidad deberá afrontar en las próximas décadas. LOMBARDO ENRÍQUEZ, F. y ARANA GARCÍA, E., "Prólogo", en *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico* (J. Melgarejo Moreno, M. I. López Ortiz y A. Molina Giménez), Tirant lo Blanch, Valencia, 2023, p. 11.
En este punto no podemos dejar de hacer hincapié en que el crecimiento demográfico y económico incrementará de manera significativa la demanda de recursos hídricos, lo que hará imprescindible una planificación racional orientada a gestionar su escasez e irregular distribución.

4. Al respecto *vid*. BURGOS GARRIDO, B., "El binomio Agua y Salud, dos derechos amenazados por la emergencia climática y sanitaria", en *Constitucionalismo: diálogos intergeneracionales entre España e Italia*. Vol. II. (Dirs. A. Pérez Miras, G. M. Teruel Lozano, S. Romboli y G. Palombino), CEPC-BOE, 2025m pp. 937-963.

en vano, desde los tiempos más remotos los seres vivos han buscado ubicar sus asentamientos en las proximidades de este recurso vital, valga como ejemplo representativo la creación de Egipto alrededor del Nilo.

La energía, por su parte, es otro de los recursos más imprescindibles para el ser humano, ya que, sin ella, careceríamos de electricidad, lo que impactaría de manera profunda en nuestra sociedad contemporánea, fuertemente tecnificada, en sectores cruciales como las telecomunicaciones o los procesos productivos.

En consonancia con lo expuesto, no debe pasarse por alto nuestra dependencia energética de naciones extranjeras, una problemática que se hizo patente con la invasión de Ucrania por parte de Rusia y la drástica subida de precios que acarreó. La realidad es que tanto la Unión Europea y, consecuentemente, España, deben aspirar a la autosuficiencia en este aspecto, no solo por razones de seguridad, sino también por la necesidad de garantizar nuestra estabilidad económica, en aras de proteger nuestro estado del bienestar.

Consecuentemente, desde la óptica del Derecho administrativo, como rama del Derecho público encargada de regular la actividad de la Administración en sus múltiples manifestaciones, el agua y la energía constituyen dos de sus objetos más sensibles y complejos. Ambos recursos son cardinales no solo para el bienestar individual, sino también para el desarrollo y el progreso colectivo de la sociedad, la cohesión social, la seguridad y la preservación de los ecosistemas. La intervención de los Poderes públicos debe entenderse no solo justificada sino plenamente deseada y oportuna.

1.2. LA INTERDEPENDENCIA ESTRUCTURAL DEL BINOMIO AGUA-ENERGÍA

Por otra parte, se da la circunstancia de que *agua* y *energía*, constituyen un binomio indisociable[5].

5. Sobre el mismo puede acudirse a NAVARRO ORTEGA, A. y ARANA GARCÍA, E., "El binomio agua y energía: claves jurídicas para la transición a un sistema energético autosuficiente y sostenible", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 675-690 y a AA.VV., "A review of water-energy nexus trend, methods, challenges and future prospecte", en *Intemational Journal of Energy and Water Resources*, 4, 2020. Otros autores sin embargo prefieren hablar de *trinomio*, *vid*. al respecto CONDE ANTEQUERA, J., "Perspectivas jurídicas del trinomio Agua-Energía-Cambio Climático", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J.

La existencia de este binomio se puede apreciar desde la antigüedad, donde ya se recurría a la propia energía mecánica del agua para obtener energía. Un claro ejemplo de ello lo encontramos en el siglo I a.C., cuando los romanos empleaban los molinos hidráulicos que constituyeron una de las primeras formas documentadas de aprovechamiento del agua como fuerza motriz, ya sea para moler el grano o para abastecerse de ella. De forma análoga, en la antigua China, especialmente desde la Dinastía Han (206 a. C.-220 d. C.), se utilizaban ruedas hidráulicas no únicamente para moler grano, sino también para accionar los fuelles de las forjas o para triturar minerales[6]. En definitiva, el agua ha sido empleada como fuente de energía, mucho antes de la invención de la turbina. Más modernamente debemos señalar que la máquina de vapor, símbolo de la Revolución Industrial y fuerza motriz del progreso, no existiría sin el agua.

Pero esta interdependencia de ambos sectores (agua para la energía y energía para el agua) se aprecia con mayor rigor si cabe en la actualidad. En relación a ello, la propia Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE, 2018) ha reconocido la existencia de un "vínculo natural" entre los recursos hídricos y la producción de energía, al destacar que ambos constituyen elementos interdependientes dentro de un mismo sistema de sostenibilidad, cuya gestión integrada resulta esencial para garantizar el desarrollo equilibrado y la seguridad ambiental a largo plazo.

Ello se debe a que, de un lado, la producción de energía depende del agua, como ocurre, por ejemplo, en la generación hidroeléctrica o en los procesos de enfriamiento de centrales térmicas y nucleares. En este sentido, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030) identifica, de forma expresa, como uno de los potenciales impactos del cambio climático en el sistema energético la reducción de la producción hidroeléctrica como consecuencia de la disminución de los caudales de los ríos.

De otro lado, se emplea la energía eléctrica a lo largo de todo el ciclo urbano del agua que se divide en las fases de abastecimiento, saneamiento y reutilización[7].

Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 941-958.

6. NEEDHAM, J., "Science and Civilisation in China", en *Physics and Physical Technology*, vol. 4, part 2: Mechanical Engineering, Cambridge University Press, 1965, pp. 370 a 373.

7. Algunos autores que comentan estas tres fases son: CARBONELL TALAVERA, J., "Suministro de agua potable y saneamiento en España", en *Agua y Derecho. Retos para el siglo XXI* (Dir. M. A. Benito López; Coords. J. Melgarejo Moreno, A. Molina Giménez y A. Ortega Giménez), Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra),

En primer término, en el proceso de abastecimiento es necesaria la energía para las labores de extracción, potabilización, almacenamiento y distribución del recurso entre la población[8]. Así, por ejemplo, en regiones como Canarias, Israel, o Arabia Saudí, la desalinización es esencial para el suministro de agua potable, aunque conlleva un consumo energético que oscila entre 3 y 5 kW/h por metro cúbico de agua producida[9]. Si bien la cantidad de energía requerida para su extracción se ve influida por las circunstancias orográficas y climáticas del terreno.

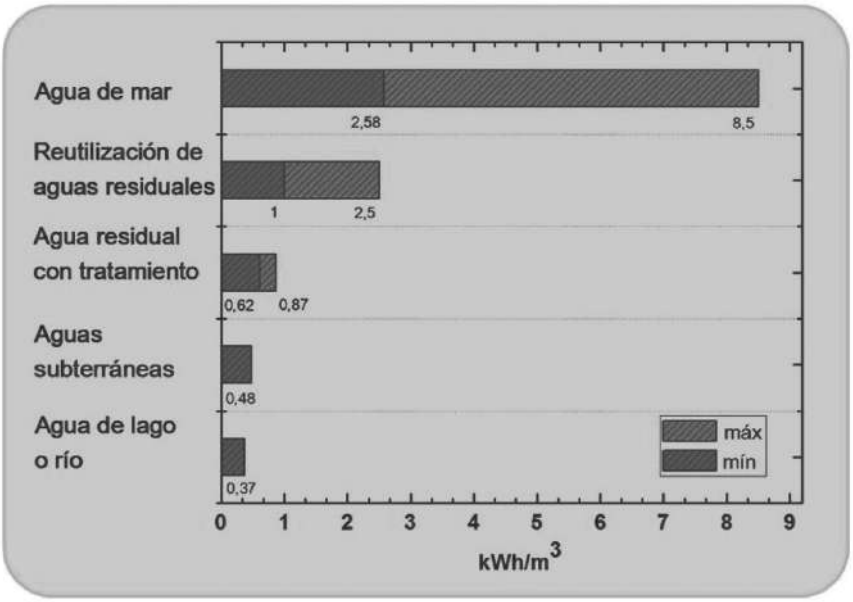
De igual modo, los requerimientos energéticos para su potabilización también varían en función del tipo de fuente de la que se obtenga. Esto dependerá de si se trata de aguas superficiales o subterráneas (obviamente las segundas ostentan un mayor coste), o de si son aguas recicladas o aguas marinas. Cabe señalar que estas últimas son las que demandan un porcentaje más elevado de energía para su desalación[10], sobre todo, mediante el proceso de ósmosis inversa, como se puede observar en el gráfico que sigue.

2015, p. 80; RODRÍGUEZ FLORIDO, I., *Los servicios urbanos del agua y su organización administrativa: el debate sobre una autoridad reguladora del servicio,* Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2023, pp. 62 a 65; y MORCILLO BERNALDO DE QUIRÓS, F., "La regulación en España desde la óptica del sector de servicios de agua urbana", en *Agua y Derecho. Retos para el siglo XXI* (Dir. M. A. Benito López; Coords. J. Melgarejo Moreno, A. Molina Giménez y A. Ortega Giménez), Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2015, p. 68.

Sobre la eficiencia energética en este ciclo *vid*. MOLINA GIMÉNEZ, A., "Generación y eficiencia energética en el ciclo del agua urbana. Retos desde la óptica del Derecho", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 959-968.

8. Para un estudio más pormenorizado de esta fase, *vid*. SETUÁIN MENDÍA, B., "Abastecimiento de aguas", en *Diccionario Enciclopédico El Consultor* (Coords. R. Santos Díez, J. Castelao Rodríguez, A. Ballesteros Fernández, D. Ortega Gutiérrez y L. A. Gálvez Muñoz), El Consultor de los Ayuntamientos, Madrid, 2003, pp. 20 y ss.
9. NAVA ESCUDERO, C., "Desalación de agua y justicia energética. La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible", en *Cuestiones Constitucionales,* núm. 47, 2022, julio-diciembre, pp. 243-272.
10. Al respecto *vid*. LORA MARÍA, J. LÓPEZ PÉREZ, F., y CARBONELL ALCAINA, C., "Costes energéticos en la desalación", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 727-714.

Gráfico 1: Energía necesaria (expresada en kW/h) para producir 1 m^3 de agua potable en función del tipo de fuente de la que se extraiga.



Fuente: IHA (International Hydropower Association) 2016.

En segundo término, también se requiere energía en el ámbito del saneamiento que se subdivide en las fases de *alcantarillado* y *depuración.* El *alcantarillado* se integra por un sistema de tuberías y conducciones usado para la recogida de las aguas pluviales de los núcleos de población y de las aguas residuales (domésticas e industriales) y su transporte hacia los sistemas de depuración o vertido. Por su parte, la *depuración*, explicada de manera sucinta, consiste en la supresión de las impurezas del agua mediante la aplicación de diversos tratamientos, que pueden ser de carácter físico, químico y biológico dependiendo de las características de los efluentes. Su objetivo es devolver el agua, tras el tratamiento, en condiciones adecuadas para su vertido a los cauces, de modo que no represente un riesgo ni resulte nociva para la salud humana ni para los ecosistemas. Este proceso depurativo genera, además de las propias aguas residuales, sólidos y semisólidos (fundamentalmente lodos y arenas), algunos de los cuales pueden ser valorizados energéticamente[11]. Asimismo, si la planta

11. Al respecto *vid*. RUIZ DE APODACA ESPINOSA, A., "Economía circular y regulación de los lodos de EDAR", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 691-714.

depuradora reúne las condiciones oportunas, puede generar biogás en este proceso, convirtiéndose, por tanto, al mismo tiempo en una instalación tanto consumidora como generadora de energía. En esta línea, se alude al concepto de ecofactorías, entendidas como instalaciones de nueva generación que representan una de las principales promesas en la lucha contra la descarbonización, al ser capaces de producir hidrógeno verde o renovable, mediante procesos sostenibles[12]. Esta visión es recogida por la *Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050*, aprobada por el Gobierno de España el 3 de noviembre de 2020, documento en el que se subraya la contribución esencial del hidrógeno renovable y de los combustibles de origen sostenible, destacando especialmente la capacidad del primero para aportar mayor flexibilidad operativa y posibilidades de almacenamiento energético dentro del sistema[13].

12. El proceso de generación del hidrógeno verde se fundamenta en la separación de las moléculas de agua mediante electrólisis, técnica que permite obtener hidrógeno a partir de fuentes renovables de manera limpia y sostenible. Al respecto, *vid.* LEIVA LÓPEZ, A. D., "La regulación del hidrógeno renovable en España", en *Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular* (Dirs. I. DE GUAYO CASTIELLA y L. MELLADO RUIZ), Marcial Pons, Madrid, 2023, pp. 149-160.
En particular, SASTRE BECEIRO, expone que para la obtención del derecho de aprovechamiento de recursos hídricos con fines de producción de hidrógeno verde, podrían contemplarse diversas vías jurídicas de acceso y gestión, tales como la concesión de aguas subterráneas, la concesión de aguas superficiales destinadas a la generación de hidrógeno, la autorización para la modificación de las características esenciales de una concesión preexistente, la transformación del régimen jurídico de aguas de carácter privado en dominio público con finalidad de producción de hidrógeno renovable, o bien la concesión orientada a la reutilización de aguas con destino a la producción de hidrógeno verde. SASTRE BECEIRO, M., "Títulos jurídicos ambientales necesarios para la producción de hidrógeno renovable", en *Revista de Derecho urbanístico y medio ambiente*, núm. 354, 2022, pp.167 y ss.
Por su parte, MELLADO RUÍZ plantea una propuesta de notable interés orientada a la simplificación de los títulos jurídicos habilitantes en materia de aprovechamientos hidráulicos, al sugerir, por ejemplo, que para los usos privativos de carácter no consuntivo o circular baste con una autorización administrativa, en lugar de una concesión. Si bien esta propuesta puede suscitar cierta controversia, ello parece deberse más a la escasez, irregularidad y carestía inherentes al recurso hídrico, que a la trascendencia práctica de la diferenciación entre ambas figuras. En cualquier caso, expone el mencionado autor que la sustitución de la concesión por la autorización no implica una relajación de los controles administrativos, sino, en todo caso, una mayor agilidad y flexibilidad en el régimen de ordenación y gestión del recurso. MELLADO RUÍZ, L., Desafíos regulatorios de la economía circular azul, Aranzadi S.A.U, Cizur Menor (Navarra), 2023, p. 211.

13. Sobre esta estrategia *vid.* ROSA MORENO, J., "Algunas claves jurídicas de la transición energética renovable", en *Derecho y energía renovables* (Dirs. J. Rosa Moreno y G. Valencia Martín), Thornson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2021, pp. 108-111.

No en vano, la disociación de las moléculas de agua mediante el proceso de electrólisis implica la liberación de aproximadamente 6.500 kWh de energía por cada metro cúbico tratado. En términos equivalentes, una tonelada de hidrógeno posee un poder energético comparable a 136 toneladas de petróleo, lo que pone de manifiesto su extraordinaria densidad energética y su potencial como fuente alternativa en los procesos de descarbonización.

Por último, también son obvios los requerimientos energéticos en el ámbito de la *reutilización* y la *regeneración*, metas a las que el Ordenamiento jurídico debe aspirar, tal y como expresa magistralmente EMBID IRUJO[14]. De un lado, la *reutilización* consiste en poner a disposición de los usuarios el agua que ha sido previamente usada y depurada para diversos fines, observando el art. 109 del TRLA. De otro lado, la *regeneración* de las aguas se refiere a que el agua ya depurada es sometida a distintos tipos de tratamientos complementarios o adicionales al proceso depurativo, al objeto de alcanzar una calidad adecuada que permita su uso en función de los fines a los que se destine, garantizando que no existen riesgos ni para la salud pública ni para el medioambiente.

Lo cierto es que todos estos procesos consumen una cantidad considerable de energía, alcanzando los 8.633 GWh/año[15], lo que equivale, aproximadamente, al 1,5% de la demanda total nacional y al 0,54% del total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos a la atmósfera por parte de España. De ese consumo energético, alrededor del 7% del consumo total energético mundial se destina al suministro de agua. Y, más concretamente, entre un 2 y un 3 % se emplea en el bombeo y tratamiento de agua de las poblaciones urbanas y del sector industrial[16]. A la par, según Naciones Unidas, el sector energético es el mayor consumidor de agua a nivel global,

14. EMBID IRUJO, A., "Prólogo", en SETUÁIN MENDÍA, B., *El saneamiento de las aguas residuales en el Ordenamiento español. Régimen jurídico,* Lex Nova, Las Rozas de Madrid (Madrid), 2002, p. 35.

15. Estas cantidades se desglosan en: suministro y potabilización: 3.182 GWh/año, desalación (ósmosis inversa): 2 275 GWh/año, distribución (doméstica, comercial y municipal): 646 GWh/año (residencial 440, comercial 144 y otros 62), alcantarillado: 189 GWh/año, depuración: 1.454 GWh/año y reutilización (incluye distribución): 887 GWh/año. FERRER, J., AGUADO, D., BARAT R., SERRALTA J. Y LAPUENTE OJEDA E. J., *Huella Energética en el Ciclo Integral del Agua en la Comunidad de Madrid*, Fundación Canal Isabel II, 2017, pp. 182-183.

16. PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL AGUA *et. al.*, *Turbinación en redes de abastecimiento, un cambio en el modelo de regulación de presiones-Life Turbines*, CONAMA, 2024, p. 5. Disponible en la URL: https://www.conama.org/2024/comunicaciones/turbinacion-en-redes-de-abastecimiento-un-cambio-en-el-modelo-de-regulacion-de-presiones/ (con acceso 01/04/2025).

representando aproximadamente el 19% del uso total de agua[17]. Por lo tanto, el nexo agua-energía está configurado como un entramado de dos sectores interdependientes. En relación a ello podemos hablar de la *huella energética*[18] de los usos del agua y de la *huella hídrica*[19] de los sistemas de energía, siendo, por tanto, de vital importancia de acuerdo con MELLADO RUÍZ, desarrollar un sistema de indicadores ambientales que posibilite su medida dado que "lo que no se mide y no se conoce no se puede mejorar"[20].

En consecuencia, los cambios en las demandas de agua afectan directamente al consumo energético y viceversa. Esta interrelación implica que cualquier Política pública en uno de los sectores desencadena efectos colaterales sobre el otro. Desde una perspectiva jurídica, esta interdependencia exige la creación de marcos normativos coherentes, la implementación de una gobernanza integrada de ambos sectores y la instauración de procedimientos administrativos que consideren los impactos cruzados mutuos. En este contexto, se requiere una coordinación intersectorial entre las diversas instituciones involucradas.

La consideración de estos sectores como servicios públicos esenciales y de interés general refuerza la legitimidad del intervencionismo estatal, especialmente en contextos de escasez o en la situación de emergencia climática en la que nos encontramos sumidos, cuestión que abordaremos a continuación.

1.3. AGUA Y ENERGÍA EN UN CONTEXTO DE CAMBIO CLIMÁTICO

Para concluir nuestra introducción, como tercera y última idea, debemos enmarcar el tema que vamos a tratar dentro de la *emergencia climática* en la

17. UNESCO, *Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos de 2022: Aguas subterráneas, hacer visible el recurso invisible,* World Water Assessment Programme (WWAP), París (Francia), 2022, p. 79.
18. En el caso de España, diversos estudios han puesto de relieve que el consumo energético medio asociado al tratamiento y distribución de agua se ha reducido ligeramente, situándose en torno a 0,95 kWh por metro cúbico. Paralelamente, el aprovechamiento energético del propio sector, es decir, la generación de energía verde y renovable por parte de los servicios urbanos de abastecimiento y saneamiento, ha experimentado un incremento respecto a evaluaciones anteriores, alcanzando aproximadamente los 611 GWh anuales. MELGAREJO MORENO, J., LÓPEZ ORTIZ M. I, y MOLINA GIMÉNEZ, A., *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico*, Tirant lo Blanch, Valencia, 2023, p. 64.
19. Sobre la cuantificación de la huella hídrica en el ámbito urbano, *vid*. SOTELO NAVALPOTRO, J. A. y SOTELO PÉREZ, M., "Consumo de agua y huella hídrica de las ciudades españolas", en *Estudios Geográficos*, núm. 284, 2018, pp. 115-140.
20. MELLADO RUÍZ, L., *Desafíos regulatorios de la economía circular azul*, *op. cit.,* p. 182.

que nos hallamos inmersos; pues toda regulación jurídica que se precie o que se pretenda aprobar no debe de perder de vista la realidad de la que parte y en la que, indefectiblemente, debemos posicionarnos.

Es innegable que el agua y la energía no pueden observarse como fenómenos aislados, y que las normas no pueden abstraerse de la propia realidad sobre la que pivotan, siendo este un dato metajurídico de indudable trascendencia a considerar.

Por ello, resulta pertinente atender a lo señalado por la Agencia Internacional de Energías Renovables, la cual advierte de que, en la actualidad, si bien el 90% de la generación de la electricidad global requiere un consumo considerable de los recursos hídricos, las proyecciones apuntan a que, para el año 2035, la demanda global de energía se incremente en un 35%, lo que acarreará el aumento del consumo de agua en un 85% debido a la interdependencia antes mencionada[21]. Se concluye, por tanto, que estos valores evidencian la imperiosa necesidad de lograr un uso eficiente, racional e integrado de los recursos hídrico-energéticos.

En este sentido, corresponde a las Administraciones públicas la adopción de políticas de sensibilización dirigidas a la ciudadanía, orientadas al fomento del ahorro hídrico como vía eficaz para lograr la reducción significativa de los consumos energéticos. Sin embargo, no basta con la adopción de medidas de fomento, por sí solas insuficientes, sino que es acuciante implementar medidas jurídicas proactivas que promuevan y garanticen la eficiencia en todas las fases del ciclo integral del agua. Esta exigencia se justifica, además, porque ambos sectores se consideran servicios económicos de interés general.

En efecto, nos encontramos ante un escenario global caracterizado por la intensificación y expansión, tanto en su dimensión territorial como temporal, de fenómenos hidrológicos extremos, tales como las sequías y las inundaciones[22], tal y como se desprende de los sucesivos informes elaborados por el

21. FERROUKHI, R., DIVYAM NAGPAL, D., LÓPEZ-PEÑA, A., HODGES, T., MOHTAR, R. H., DAHER, B., MOHTAR, S., y KEULERTZ, M., *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus,* International Renewable Energy Agency, 2015, p. 23.

22. En relación con ello, el Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos de 2024 pone de manifiesto la creciente contundencia y gravedad de ambos fenómenos. En concreto, en el periodo 2002-2021, las inundaciones provocaron 100.000 muertes, (cifra a la que se deben añadir otras 8.000 defunciones registradas en el año 2022). Asimismo, se estima que 1.600 millones de personas se vieron afectadas por inundaciones en ese mismo periodo, a lo que cabe sumar otros 57 millones de personas en 2022, causando pérdidas económicas por valor de 832 billones

Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) que se han venido publicando. El más reciente de ellos el 19 de marzo de 2023, no hace sino ratificar y consolidar esta preocupación, al confirmar la tendencia creciente y persistente de dichos eventos[23].

Este cambio climático constituye un fenómeno de alcance global, cuyos efectos trascienden fronteras y se dejan sentir, consecuentemente, en el conjunto del planeta, en Europa[24] y en España. En el caso de nuestro país, concurre además una circunstancia agravante: el hecho de que presentamos una

---

de dólares (765,44 billones de euros) incrementadas en 2022 por otros 45 billones de dólares adicionales (es decir, unos 41,59 billones de euros). Recientemente, por desgracia en España hemos tenido ocasión de comprobar, la intensidad y virulencias de estos fenómenos con la DANA de Valencia acaecida el 29 de octubre de 2024, cuya excepcionalidad pluviométrica ha puesto de manifiesto tanto la vulnerabilidad estructural del territorio como la necesidad de fortalecer los mecanismos de prevención, planificación hidrológica y, sobre todo, gestión del riesgo frente a episodios extremos asociados al cambio climático, siendo crucial en este punto la actuación rápida y eficaz de los responsables políticos; gestión esta última que, en el caso autonómico, no estuvo ni mucha menos a la altura de la situación (valgan estas palabras para rendir un sentido recuerdo y homenaje a las víctimas de aquel trágico episodio, así como a sus familias y a quienes trabajaron incansablemente en las labores de emergencia y reconstrucción, cuyo esfuerzo y sacrificio representan la mejor expresión de la solidaridad y resiliencia colectivas ante la adversidad). En cuanto a las sequías, el mismo informe señala que entre 2002 y 2021 más de 1.400 millones de personas se vieron afectadas por esta clase de desastres, con un saldo superior a 21.000 muertes y unas pérdidas económicas valoradas en aproximadamente 170.000 millones de dólares (157.131 millones de euros). ONU, *The United Nations World Water Development Report 2024: Water for prosperity and peace,* París (Francia), 2024, p. 13, disponible en la URL: https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000388948 (con acceso 23.04.2024). En referencia a los datos obtenidos por el CRED (Centre for Research on the Epidemiology of Disasters), *2022 Disasters in Numbers*, Bruselas (Bélgica), 2023.

23. En concreto, evidencia que ya se ha producido el aumento de la temperatura global en 1,1.ºC y detalla las devastadoras consecuencias de que continúen incrementándose. IPCC, *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Edits. H. Lee y J. Romero), IPCC, Ginebra (Suiza), disponible en la URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/ (con acceso 16.05.2023).

24. Así, por ejemplo, en Europa constituyen un fenómeno cada vez más intenso y de ramificación extremadamente veloz, prueba de ello es que, en un corto lapso de tiempo (apenas en tres años), se ha pasado en 2018 de una afectación por la sequía y por el estrés hídrico en Europa del 11% de la población y del 17% de su territorio, a la nada desdeñable cifra del 30% de la población y el 20% del territorio europeo, según datos del último informe de la Agencia Europea del Medio Ambiente. AGENCIA EUROPEA DEL MEDIO AMBIENTE, *Water resources across Europe, confronting water stress: an updated assessment*, EEA Report núm. 12/2021, Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2021, p. 8.

especial vulnerabilidad frente a sus impactos, tal y como advierte el Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), organismo técnico de referencia en la materia[25].

Esta situación ha sido calificada por el Secretario General de las Naciones Unidas, António Guterres, como un auténtico "*código rojo para la humanidad*". Con esta expresión, el máximo responsable de la ONU advierte sobre la gravedad del cambio climático, enfatizando que, en el peor de los escenarios, si la comunidad internacional no actúa con la urgencia requerida para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, a finales de este siglo podríamos alcanzar un incremento medio de la temperatura global de hasta 4,4°C, lo que multiplicaría la intensidad y frecuencia de estos fenómenos meteorológicos extremos[26]. A su vez, estos gases de efecto invernadero provocan una alteración significativa del régimen de precipitaciones, lo que reduce la calidad y disponibilidad del agua dulce y, en consecuencia, incrementa los requerimientos energéticos necesarios para su captación, tratamiento y distribución[27]. De este modo, se profundiza en un pernicioso, oscuro y peligroso círculo vicioso que compromete tanto la sostenibilidad ambiental como la seguridad hídrica y energética global.

Pues bien, precisamente, la eficacia conjunta de los sectores hídrico y energético puede constituir un freno importante a la emisión de esos gases de efecto invernadero. Ello es así porque la generación de energía hidroeléctrica se muestra, comparativamente, como una de las formas de producción energética más respetuosas con el medioambiente, especialmente frente a las fuentes basadas en la combustión de carbón, que se sitúan entre las más contaminantes; máxime cuando actualmente el 80% de la energía mundial se obtiene de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), principales responsables de la emisión de los gases de efecto invernadero y, por ende, responsables directos del cambio climático que

25. En España se pronostica de manera generalizada una reducción de recursos hídricos a medida que nos adentremos en el s. XXI. CEDEX (CENTRO DE ESTUDIOS HIDROGRÁFICOS), *Evolución del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y las sequías en España.* Informe técnico para Ministerio de Agricultura, Alimentación, Pesca y Medio Ambiente, Madrid, 2017, p. 299.

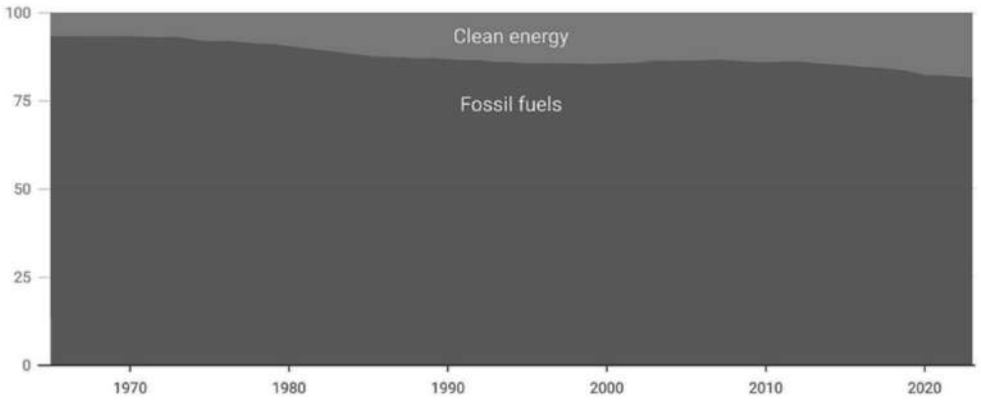
26. IPCC, *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Edits. V. Masson-Delmotte et al.), Cambridge University Press, Cambridge (Reino Unido), 2021, disponible en la URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/ (con acceso 09.07.2022).

27. MARTÍN V., "Una mirada a la relación entre el agua y la energía", en Red latinoamericana de organismos de cuenca, 2020. Disponible en la URL: https://www.reloc-relob.org/post/una-mirada-a-la-relaci%C3%B3n-entre-el-agua-y-la-energ%C3%ADa (con acceso 07/07/2025).

amenaza la estabilidad de los ecosistemas y la supervivencia de las generaciones presentes y futuras[28].

Estos datos corroboran la revisión estadística de la energía mundial 2024 del Instituto de Energía (la organización profesional de miembros del mundo de la energía), tal y como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

Gráfico 2: Participación de la demanda mundial de energía primaria de los combustibles fósiles y la energía limpia, %, 1965-2023.



Fuente: Energy Institute Statistical. Gráfico de Carbon Brief[29].

28. En concreto, en el caso de la Unión Europea somos responsables del 10% de esas emisiones. WACHSMUTH, J., DUSCHA, V., ECKSTEIN, J., HERBST, A., PLOETZ, P., DUWE, M., Y GUIDEHOUSE, K., "The European Commission's 2050 Vision 'A clean planet for all', implications for Sector Strategies and Climate Governance", en *Climate Change*, núm. 17, 2022.
Sobre los derechos y la protección de las generaciones futuras *vid*. PALOMBINO, G., *Il principio di equità generazionale. La tutela costituzionale del futuro*, Mondadori-Le Monnier, Milano, 2022; PANTALONE, P., *La crisi pandemica dal punto di vista dei doveri. Diagnosi, prognosi e terapia dei problemi intergenerazionali secondo il diritto amministrativo (Percorsi di diritto amministrativo*), Editoriale Scientica, 2023; y ROVERSI MONACO, M., *La tutela dell'ambiente nella giurisprudenza amministrativa. Profili ricostruttivi*, Cacucci, 2018.

29. EVANS, S. y VIISAINEN, V., "Analysis: Wind and solar added more to global energy than any other source in 2023", en *Carbon Brief clear on climate*, junio de 2024. Disponible en la URL: https://www.carbonbrief.org/analysis-wind-and-solar-added-more-to-global-energy-than-any-other-source-in-2023/?utm_source=chatgpt.com (con acceso 17.07.2025) y ENERGY INSTITUTE, *Statistical Review of World Energy*, 2024. Disponible en la URL: https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf (con acceso 17.07.2025).

1.4. OTRAS CONSIDERACIONES QUE JUSTIFICAN EL INTERVENCIONISMO DE LOS PODERES PÚBLICOS

A todo lo anterior, podríamos sumar otras consideraciones relevantes que justifican el intervencionismo por parte de los Poderes públicos.

En primer lugar, la evidencia de que el agua y el saneamiento han sido reconocidos expresamente como un derecho humano por la ONU en las Resoluciones de la Asamblea General de Naciones Unidas 64/292, de 28 de julio de 2010[30] y A/RES/70/169, de 17 de diciembre de 2015[31]. De igual modo, este mismo organismo ha formulado un llamamiento global para garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos, tal como se recoge en su reciente Resolución A/RES/79/211, de 19 de diciembre de 2024. Estos reconocimientos se insertan dentro de una amplia serie de documentos internacionales que enfatizan la relevancia estratégica de los recursos hídricos y energéticos.

En segundo lugar, debe destacarse que los sectores del agua y de la energía son reconocidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) por la Resolución A/RES/70/1 titulada *Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenibl*e, de 25 de septiembre de 2015. En concreto, el ODS 6, pretende garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos. Por su parte, el ODS 7 aspira a garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Esta Agenda configura

30. Asimismo, este reconocimiento también se viene detectando en nuestro plano interno, así, por ejemplo, en la Ley 2/1992, de 26 de marzo, por la que se regula la evacuación, tratamiento y reutilización de las aguas residuales de la Comunidad Valenciana en su art. 3.g); en la Ley 9/2010, de 30 julio, de Aguas de Andalucía, que alude, en su DA decimosexta, al derecho humano al agua como mínimo vital; o en la Ley 10/2014, de 27 de noviembre, de Aguas y Ríos de Aragón (art. 5.o). Si bien, no todas las normativas autonómicas contienen esa alusión al agua como derecho humano, como es el caso de la norma madrileña o la navarra (respectivamente, Ley 17/1984, de 20 de diciembre, reguladora del abastecimiento y saneamiento de agua de Madrid y Ley Foral 10/1988, de 29 de diciembre, por la que se establecen las normas reguladoras de saneamiento de aguas residuales de Navarra).

31. Estos instrumentos internacionales instauran la obligación de los Estados de garantizar el acceso universal, equitativo y seguro al agua y al saneamiento, elementos esenciales para la dignidad humana y para la realización de otros derechos conexos. *Vid*. BURGOS GARRIDO, B., "El derecho humano al agua y al saneamiento" (The human right to water and sanitation), en *Revista Brasileira de Políticas Públicas*, 2020, pp. 41 y BURGOS GARRIDO, B., "El derecho humano al agua", en *Setenta años de Constitución italiana y cuarenta años de Constitución española* (Dirs. A. Pérez Miras, G. M. Teruel Lozano, E. C. Raffiotta y M. P. Ladicicco), CEPC-BOE, Madrid, 2020, volumen II: Derechos Fundamentales (Coord. C. Montesinos Padilla), pp. 471-489.

un marco jurídico y político de referencia a nivel internacional, en el que se articulan un conjunto de metas específicas a consumar antes del año 2030 con la finalidad de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad de las personas, en un contexto de desarrollo sostenible.

De cuanto se ha expuesto en la presente introducción cabe extraer, al menos, dos conclusiones preliminares: que la intervención de los Poderes públicos en estos ámbitos resulta no solo legítima, sino que se torna ineludible y que esta intervención no puede llevarse a cabo de forma independiente o descoordinada, sino que debe sustentarse en un modelo de gobernanza basado en la planificación integrada y conjunta de ambos sectores.

2. LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN LAS INFRAESTRUCTURAS DE ABASTECIMIENTO Y SANEAMIENTO COMO POSIBILIDAD TÉCNICA Y ASPIRACIÓN COMUNITARIA Y NACIONAL

Expuestas estas consideraciones previas, resulta oportuno efectuar una sucinta referencia a las potencialidades que ofrecen las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento para la generación de energía hidroeléctrica.

A este respecto, desde un punto de vista técnico, aunque sin ánimo de detenernos en pormenores sobre sus especificaciones, debe destacarse que, en el ámbito del abastecimiento, es perfectamente viable el aprovechamiento de la fuerza motriz de los fluyentes de sus redes de distribución mediante la instalación de las correspondientes microturbinas[32]. Esta posibilidad permite valorizar energéticamente las corrientes internas del propio sistema, contribuyendo así a un modelo más eficiente y sostenible de gestión de los recursos hídricos y energéticos.

32. Así, por ejemplo, se está llevando a la práctica un proyecto muy interesante que está siendo coordinado por Aguas de Valencia denominado *Life Turbines* cuyo objetivo es obtener energía hidroeléctrica aprovechando las presiones excedentes presentes en las redes de suministro de agua de las ciudades mediante la instalación de turbinas que transformen el exceso de presión en energía útil, optimizando la gestión de las redes y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL AGUA *et. al.*, *Turbinación en redes de abastecimiento, op. cit.*, p. 5. Igualmente, sobre la viabilidad técnica de la instalación de microturbinas eléctricas destinadas a aprovechar los caudales fluyentes y las sobrepresiones que se generan en determinados puntos de la red de abastecimiento de agua, con el fin de producir energía eléctrica y la doble función que cumplen tanto de generación de energía limpia y renovable, como de reducción de la presión del agua que accede a las instalaciones, evitando sobrecargas y posibles roturas en el sistema, *vid*. MOLINA GIMÉNEZ, A., "Generación y eficiencia energética...", *op. cit.*, p. 964.

Igualmente, en el ámbito del saneamiento y depuración de las aguas residuales, más allá de la posibilidad de instalar turbinas en las redes de recogida de las aguas residuales, la literatura especializada ha identificado diversas técnicas adicionales orientadas a la producción energética que son recopilados con alto grado de detalle por SANTAMARÍA GARCÍA[33]. Según la citada autora, en la actualidad se dispone de múltiples tecnologías innovadoras orientadas a valorizar energéticamente estos procesos, entre las que cabe destacar las siguientes: 1) Celdas de combustible microbiana, tecnología que permite transformar la energía química contenida en los compuestos orgánicos en energía eléctrica, mediante la acción de bacterias especializadas que convierten estos residuos[34]. 2) Producción de energía a partir del biogás generado por los lodos de las aguas residuales en los biodigestores de las plantas depuradoras[35]. 3) Pilas de combustible, que se basan en someter la materia orgánica a un proceso de oxidación con microorganismos unidos a un ánodo para la generación de energía eléctrica[36]. 4) Humedales artifi-

33. SANTAMARÍA GARCÍA, A. K., *Producción de energía a partir de aguas residuales industriales,* Universidad de Alcalá, 2020.

34. Esta técnica ha sido ampliamente estudiada por autores como MATEO, S., ASENSIO, Y., ZAMORA, H., FERNÁNDEZ-MARCHANTE, C., FERNÁNDEZ, F. J., LOBATO, J., CAÑIZARES, P. y RODRIGO, M. A., *Producción de energía en el tratamiento de aguas residuales. Celdas microbiológicas*, 2015. Disponible en la URL: https://www.aguasresiduales.info/revista/articulos/produccion-de-energia-en-el-tratamiento-de-aguas-residuales-con-celdas-microbiologicas (con acceso 07/07/2025); PISTONESI, C., HAURE, J., y D´ELMA, R., *Energía a partir de las residuales,* Universidad Tecnológica Nacional, Bogotá, Colombia 2010; REVELO, D., HURTADO, N., y RUIZ, J., "Celdas de combustible microbianas: un reto para la remoción de materia orgánica y la generación de energía eléctrica", en *Información Tecnológica*, núm. 24(6), 2013, pp. 17-28; e ISHII, S., SHINO S., NORDEN-KRICHMAR, T., WU, A., YAMANAKA, Y., KENNETH, N. y BRETSCHGER, O., (2013). "Identifying the microbial communities and operational conditions for optimized wastewater treatment in microbial fuel cells", en *water research,* vol. 47, núm. 19, 2013, pp. 7120-7130.

35. Tal y como exponen: BARRAGÁN ESCANDÓN, E., ZALAMEA LEÓN, E., TERRADOS CEPEDA, J., y VANEGAS PERALTA, P., "Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad" en *Eure*, vol. 45, núm. 134, 2019, pp. 259-277; y TEJERA, D., RECIO, D., PACHECO, A., y MARTÍNEZ, L., "Aprovechamiento energético del biogás a partir de los residuales de la Empresa Refinadora de Aceite de Santiago de Cuba ERASOL", en *Revista CENIC Ciencias Biológicas*, núm. 46, 2015, pp. 324-331. Tomado de http://revista.cnic.edu.cu/revistaCB/sites/default/files/articulos/CB24-15_M_0.pdf

36. Modalidad tecnológica que ha sido estudiada, entre otros, por: BOSCH, P., MOLOGNONI, D., CORBELLA, C., y BORRÁS, E., "Sistemas bioelectroquímicos para aumentar la sostenibilidad en procesos de tratamiento de aguas", en *Automática e Instrumentación*, núm. 156, 2020, pp. 29-31 y PISTONESI, C., HAURE, J., y D´ELMA, R., *Energía a partir de las residuales… op. cit.*

ciales, que permiten conjugar la función depuradora natural del agua con la producción de energía al incorporar dispositivos bioelectroquímicos con ánodos en su estructura[37]. 5) Digestión anaerobia que consiste en la degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, generando biogás como subproducto energético[38].

En definitiva, los técnicos concluyen que las instalaciones hídricas presentan un potencial indiscutible para la producción de energía limpia, representando un claro exponente de la transición hacia modelos circulares de gestión en los que el agua y la energía se integran de forma sinérgica, de modo que es factible llegar a ser autosuficientes, o incluso, generar energía de forma excedentaria.

Según los datos aportados por Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) con la aplicación de estos procedimientos en el ámbito del saneamiento y depuración de las aguas es posible generar energía del orden de 600 GWh/año procedente en su totalidad de fuentes renovables[39].

Por lo que a nosotros nos interesa y centrándonos en el ámbito jurídico, es importante destacar que, tanto la generación de energía en las redes de abastecimiento como la producción de energía en las actividades conexas a la depuración, son cuestiones que se alinean plenamente con los objetivos de

37. Técnica que ha sido abordada por: DELGADILLO, O., CAMACHO, A., PÉREZ, L., y ANDRADE, M., *Depuración de aguas residuales por medio de humedales artificiales*, Centro Andino para la Gestión y Uso del Agua (ed. N. Antequera Durán), 2010.

38. AGUILAR BENÍTEZ I., y BLANCO P., "Recuperación de metano y reducción de emisiones en PTAR Nuevo Laredo, Tamaulipas, México", en *Tecnologías y ciencias del agua*, vol. 9, núm. 2, 2018, pp. 86-114; CASTRO MOLANO, L., ESCALANTE HERNÁNDEZ, H., GÓMEZ SERRATO, O., y JIMÉNEZ PIÑEROS, D., "Analysis of methanogenic and energetic potential from slaughterhouse wastewater using anaerobic digestion", en *DYNA*, vol. 83, núm. 199, 2016, pp. 41-49; CEVALLOS PIEDRA, W. K. e HIDALDO VALENCIA, K. L., *Estimación del potencial energético a partir del metano producido por las aguas residuales procedentes de la granja porcina de Zamorano*, en Escuela Agrícola Panamericana, 2013; y, MASS TORRES, K., y MEDRANO MANGA, Y., "Tratamiento de aguas residuales a partir de digestión anaerobia", en *Tecnología al día*, vol. 49, núm. 24, 2013, pp. 1-17.

39. En este contexto, el biogás, generado a partir del tratamiento de los lodos, se erige como la principal fuente energética. Asimismo, expone dicho organismo que este recurso puede ser aprovechado mediante sistemas de cogeneración de energía eléctrica, no solo en el autoconsumo de la propia planta, sino que el excedente es susceptible de comercializarse a terceros. Además, el biogás puede ser inyectado directamente en la red nacional de distribución o utilizarse como combustible en el transporte, ampliando así su ámbito de aplicación. MITECO, *Mejora de la eficiencia energética e integral de las plantas de tratamiento, regeneración y reutilización de aguas residuales*, Madrid, 2020, p. 8.

la Unión Europea. Así, de conformidad con el art. 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, la promoción de las energías renovables es uno de los objetivos de la política energética de la Unión. Igualmente, la mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovable constituye una parte importante del paquete de medidas necesarias contenidas en el Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Ello también encuentra respaldo en la Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (conocida como Directiva RED II), que promueve expresamente la valorización energética de los residuos[40] y subproductos generados en la prestación de los servicios públicos esenciales, como son, precisamente, los relacionados con el ciclo integral del agua. A ello, debemos sumar que el Pacto Verde Europeo de 2019, aboga por la descarbonización de la economía a través del uso de energías renovables y por la reducción de las emisiones en sectores clave, entre los que se incluyen, de forma destacada, los servicios vinculados con el ciclo integral del agua. Finalmente, entre otros muchos documentos comunitarios que nos servirían de soporte, debemos citar el Reglamento (UE) 2021/1119, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (conocido como la *Ley Europea del Clima)*, que instaura jurídicamente el compromiso vinculante de la Unión Europea de alcanzar la neutralidad en las emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, el sector hídrico se integra claramente en los objetivos y políticas de transición ecológica y energética de la Unión Europea.

Por otra parte, en el ámbito jurídico interno, la generación de energía en las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento contribuye de forma directa al cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCC)[41]. En particular, esta actividad resulta coherente con las metas fijadas en el art. 3 de dicha norma, donde se recogen los compromisos nacionales en materia de descarbonización, impulso de las energías renovables y mejora de la eficiencia energética. Conforme al citado precepto, España se ha comprometido

40. Acerca del reconocimiento de los residuos como potenciales recursos energéticos renovables, *vid*. CONDE ANTEQUERA, J., "Residuos y energía", en *Administración local y energías renovables* (Dir. A. Torres López, M. A.) Comares, Granada, 2015, pp. 230-231.

41. Sobre la misma *vid*. ALENZA GARCÍA, J. F., "Objetivos y principios rectores de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética", en *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (Coords. J. F. Alenza García y L. Mellado Ruiz), Marcial Pons, Madrid, 2022, pp. 75-110.

a alcanzar, antes del año 2030, los siguientes objetivos: 1.º) Reducir, al menos en un 23 %, las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española con respecto a los niveles registrados en 1990. 2.º) Lograr que la energía de origen renovable se halle presente en, al menos, un 42 % del consumo de energía final. 3.º) Alcanzar un sistema eléctrico compuesto, al menos, en un 74 % por generación procedente de fuentes de origen renovable. 4.º) Optimizar la eficiencia energética aminorando el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5%, con respecto a la línea de base de acuerdo con la normativa comunitaria.

De forma más específica, la generación eléctrica vinculada al ciclo del agua encuentra un respaldo normativo claro en el mandato del art. 7 de la misma ley, sobre generación eléctrica en dominio público hidráulico que dispone que "*las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico*". En consecuencia, la producción de energía en las instalaciones hidráulicas no sólo resulta compatible con el marco normativo vigente, sino que se trata de una prioridad para avanzar en la consecución de los compromisos climáticos y energéticos de nuestro país.

No obstante, hemos de subrayar que, en este precepto, en su apartado segundo, se determina que reglamentariamente se deben establecer las condiciones técnicas para la realización de las actividades de bombeo, almacenamiento y turbinado, con el fin de optimizar la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Sin embargo, hoy en día, seguimos careciendo de este reglamento cuya existencia sería aconsejable, generando un vacío normativo que limita la operatividad plena de las previsiones legales en esta materia. La ausencia de este desarrollo reglamentario constituye una laguna que debería ser subsanada con prontitud, toda vez que su existencia resulta imprescindible para dotar de seguridad jurídica y eficacia práctica a los objetivos de la ley.

Asimismo, el art. 7.3 de la LCC dispone que con la finalidad de avanzar en nuevos desarrollos tecnológicos en materia de energías renovables y coadyuvar a la consecución de los objetivos arriba expuestos debe impulsarse, *"para usos propios del ciclo urbano del agua, el aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos"*. Esta iniciativa estará siempre supeditada *"al cumplimiento de los objetivos de dichos sistemas cuando sea técnica y económicamente viable*". Nos hallamos, por tanto, ante un precepto que configura un mandato de fomento dirigido a las

Administraciones públicas, orientado a incentivar y promover la generación de energía eléctrica en el marco del ciclo integral del agua. Sin embargo, a mi juicio, dicho precepto presenta una eficacia jurídica claramente limitada, al tratarse de una previsión de naturaleza programática, de carácter voluntario y de nula fuerza vinculante. Sin embargo, veremos cómo en este sentido debe producirse un giro radical hacia preceptos de mayor eficacia motivado por las novedades implementadas por la Directiva 2024/3019, de 27 de noviembre, sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas (DTARU).

En esta misma idea, el Plan Nacional de Depuración, Saneamiento, Eficiencia, Ahorro y Reutilización (Plan DSEAR), aprobado en julio de 2021, recomienda expresamente la implementación de mecanismos de incentivo a la producción de energía hidroeléctrica en los sistemas del ciclo integral del agua, incidiendo en la misma lógica de actuación.

Dicho esto, y partiendo de la premisa de que, desde un punto de vista técnico, la producción de energía hidroeléctrica en el marco de las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento es hoy una posibilidad real y viable, la pregunta que debemos formularnos es si nuestro marco jurídico desde sus ámbitos sectoriales se encuentra adecuadamente preparado para favorecer su implementación, cuestión que abordamos en el siguiente epígrafe.

3. CONSIDERACIONES SOBRE LA PREPARACIÓN DEL MARCO JURÍDICO SECTORIAL PARA LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL CICLO URBANO DEL AGUA

Tal y como acabamos de mencionar, la incorporación de la generación hidroeléctrica en las infraestructuras hídricas plantea un desafío desde el punto de vista jurídico pues no basta con la viabilidad técnica de las soluciones disponibles, sino que resulta imprescindible examinar si el marco normativo vigente, tanto en el sector energético como hídrico, ofrece un entorno regulatorio oportuno para su integración. A continuación, vamos a referirnos a ambos sectores.

En principio, desde el ámbito energético, por lo que hemos comprobado, tanto la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), en sus arts. 6 y 9, como su reglamento de desarrollo, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica (RD de autoconsumo),

en su art. 5, no instauran ningún límite subjetivo a la generación de energía eléctrica para el autoconsumo. Al contrario, más bien, podemos decir que proceden a expandir las posibilidades de participación. Así, de un lado, el art. 6.1.a de la LSE no establece límites subjetivos excluyentes respecto a quién puede generar energía eléctrica al definir a los productores de energía eléctrica como "*aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción"*, de otro lado, el art. 9.1 de la LSE dispone que "*se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos*", por tanto, admite el autoconsumo colectivo y, por tanto, no impone limitación subjetiva alguna. Por su parte, el RD de autoconsumo consolida esta apertura al permitir incluso la participación de comunidades locales, cooperativas y entidades mixtas al reconocer expresamente en su art. 5.2 que "*en cualquier modalidad de autoconsumo, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes*". Este precepto, por tanto, elimina la antigua restricción que vinculaba la instalación generadora exclusivamente al titular del punto de suministro, y abre el régimen de autoconsumo a la participación de terceros, tanto particulares como empresas, cooperativas o comunidades energéticas. Por tanto, se consagra un régimen amplio e inclusivo, que reconoce la posibilidad de que tanto las personas físicas como jurídicas, de forma individual o colectiva, puedan ser titulares, copropietarios o participantes en instalaciones de generación asociadas al autoconsumo, bajo el cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad aplicables.

Igualmente, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que marcó todo un punto de inflexión en la política energética nacional al redefinir la función del Estado en el ámbito energético, pasando este de ser un mero regulador del suministro centralizado a intervenir como garante de la participación ciudadana y de la sostenibilidad ambiental, al suprimir el peaje de respaldo (popularmente conocido como "*el impuesto al sol*"[42]) y eliminar barreras al autoconsumo, permitiendo el mismo de forma indi-

42. Este recargo económico, introducido de forma muy controvertida por el RD de autoconsumo, se aplicaba a los autoconsumidores conectados a la red, bajo la justificación de que debían contribuir a los costes del sistema eléctrico incluso cuando generaban su propia energía. En la práctica, esta medida desincentivó el autoconsumo, generó inseguridad jurídica y situó a España en una posición rezagada respecto a otros Estados miembros de la Unión Europea.

vidual, compartida y con compensación de excedentes. De este modo, se rompía con la visión tradicional del consumidor como sujeto pasivo y se daba cumplimiento a los principios de la Directiva (UE) 2018/2001 sobre energías renovables (RED II), que insta a los Estados miembros a facilitar la participación ciudadana en la producción y gestión energética. Se trata, por tanto, de una norma de transición energética, en la medida en que facilita la democratización del acceso a la energía y promueve la generación distribuida como instrumento de eficiencia y resiliencia del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, podemos afirmar que no existe, desde este ámbito, ningún impedimento para que el responsable de los servicios de abastecimiento y saneamiento aproveche las instalaciones que gestiona para la producción de energía, siempre que se configure como una modalidad de autoconsumo con o sin excedentes (si bien, si la energía producida pretende inyectarse a la red, deben solicitarse los permisos oportunos, amén de cumplir el resto de especificaciones jurídico-técnicas[43]).

Por otra parte, desde el ámbito hídrico, es oportuno recordar, como establece de forma inequívoca el art. 59 del Texto Refundido de la Ley de Aguas (TRLA), que "*todo uso privativo de las aguas no incluido en el art. 54 requiere concesión administrativa*". El precepto mencionado, el art. 54 del TRLA, se refiere exclusivamente a los usos privativos amparados por disposición legal, que la ley fija en 7.000 m^3 anuales como volumen máximo susceptible de utilización sin necesidad de concesión, en determinados supuestos tasados. Asimismo, como también es sobradamente conocido, el art. 60 del TRLA determina el orden de preferencia de usos en el otorgamiento de concesio-

43. A saber: inscripción en el Registro de Autoconsumo de Energía Eléctrica (obligatorio para autoconsumidores con excedentes); solicitud permiso de acceso y conexión a la red de distribución o transporte a la empresa distribuidora o al operador del sistema; firma del contrato de compensación de excedentes o de venta; si no se opta por la compensación, o si la potencia es superior a 100 kW, el titular debe inscribirse en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, obtener una licencia de actividad para generación y venta de energía; contratar un representante para participar en el mercado eléctrico, salvo que se actúe directamente como agente. Además, si la instalación requiere obra civil o afecta al dominio público hidráulico, será necesaria: licencia urbanística del municipio y autorización administrativa previa y de explotación para la instalación de generación, salvo excepciones previstas en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Asimismo, las normas de calidad, seguridad y conexión establecidas por el operador de red. Finalmente, si la energía se genera a partir de infraestructuras hidráulicas públicas: es necesario disponer de la concesión o autorización administrativa del uso del dominio público hidráulico (arts. 55 y ss. del TRLA).

nes, situando al abastecimiento a las poblaciones en su cúspide. Ergo para el aprovechamiento energético de las redes de abastecimiento será necesaria la concesión administrativa.

Ahora bien, el art. 61.2. del TRLA determina que *"el agua que se conceda quedará adscrita a los usos indicados en el título concesional, sin que pueda ser aplicada a otros distintos*". Es decir, existe una clara vinculación finalista de la concesión al uso previsto en su título habilitante. Cualquier uso fuera de este ámbito sería una vulneración de los términos de la concesión.

A este mandato se suma lo dispuesto en el art. 64 del mismo cuerpo legal, que prescribe que "*toda modificación de las características de una concesión requerirá previa autorización administrativa del mismo órgano otorgante*". Exigencia que viene reforzada por el art. 144 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico de 11 de abril de 1986 (RDPH) que reitera esta cuestión.

En conclusión, para poder introducir la generación de la energía hidroeléctrica en las redes de abastecimiento y saneamiento será absolutamente imprescindible, proceder a la modificación concesional si la misma no reconoce *ab initio* ese aprovechamiento energético. Esta forma de actuar no se trata de una mera opción, sino que constituye un requisito jurídico imprescindible para la adecuación del título concesional al nuevo uso pretendido.

En este punto considero que asistimos a una importante rigidez del modelo concesional actual, que obstaculiza la reconversión y actualización de las concesiones, con una excesiva carga burocrática que no se acompasa a los objetivos estratégicos definidos en el Pacto Verde Europeo. Esta cuestión implica la necesidad de repensar, y eventualmente reformar, el TRLA, dado que la exigencia de un exceso de trámites administrativos frena la implantación de soluciones tecnológicas destinadas a la generación de energía limpia dentro del ciclo integral del agua. Esta circunstancia resulta particularmente llamativa si consideramos que nos hallamos ante un uso no consuntivo y compatible, por tanto, con la protección del recurso.

A mi juicio, sería jurídicamente deseable, y estratégicamente oportuno, abordar una reforma normativa de carácter básico, sustentada en los arts. 149.1.23 de la CE en materia de legislación básica sobre protección del medioambiente y 149.1.25 25.ª de la CE sobre bases del régimen energético. Esta reforma debería permitir la incorporación de una autorización *ex lege* de los aprovechamientos energéticos en los servicios urbanos del agua a los gestores de los mismos y, más en concreto, en sus propias infraestructuras (las redes de abastecimiento, saneamiento, plantas potabilizadoras y

depuradoras, etc.), sin necesidad de modificar el título concesional originario, abogando así por el impulso de la energía limpia en estos dos sectores tan estrechamente interrelacionadas; máxime, cuanto estamos hablando de servicios básicos reconocidos como derechos humanos por la ONU, lo que confiere a estos servicios un carácter esencial. En consecuencia, se trata de facilitar y favorecer, desde el ámbito regulatorio, la transición hacia fuentes de energías limpias.

En este sentido, tal y como ha afirmado TC (en sus SSTC, de 14 de julio de 1981, de 28 de enero y de 4 de mayo de 1982) la "*legislación básica"* no equivale a legislación abstracta o de principios, sino que alude a todo lo que atañe al interés general. El Estado no tiene que limitarse a los principios sino entrar a regular el *interés general*; es decir, la competencia estatal sobre la legislación básica habilita al legislador estatal no solo para instaurar principios rectores, sino también para entrar a regular aspectos específicos del contenido material de la protección medioambiental, siempre que no se agote la materia y respetando el espacio normativo de desarrollo que corresponde a las Comunidades Autónomas.

Es más, de acuerdo con la STC 102/1995, de 4 de octubre de 1995, si bien la transversalidad del título de medioambiente no puede justificar ni convertirse en un pretexto para la *vis expansiva* de las competencias estatales, ello no significa que deba vaciarse de contenido. Antes, al contrario, cabe legítimamente una ley básica que tenga por objeto directo la *"preservación, conservación o mejora*" del medioambiente. Precisamente en este marco se inserta la reforma normativa que aquí propongo, que no pretende otra cosa que la descarbonización en todos sectores profundamente interdependientes y especialmente afectados por el cambio climático.

De otro lado, en cuanto al reparto competencial en materia hídrica conviene recordar que, como es sabido el abastecimiento domiciliario de agua potable y el alcantarillado, se configuran como servicios mínimos de prestación obligatoria, con independencia de su tamaño o población, conforme dispone el art. 26 de la Ley Reguladora de las Bases del Régimen Local (LRBRL).

Por otra parte, la gestión de las aguas residuales se aborda en el marco del art. 25.2 de la LRBRL que determina que los Ayuntamientos ostentan como competencias propias, "*en los términos de la legislación del Estado y de las CC.AA.*", una serie de materias, entre ellas, la "*evacuación y el tratamiento de aguas residuales*". No obstante, esta atribución competencial está sujeta, como señala el propio a "*los términos que disponga la legislación del Estado y de*

las CC.AA.", lo que implica que estamos ante una competencia condicionada o delimitada por el reparto competencial constitucionalmente establecido. Esta precisión es realmente de una gran relevancia jurídica porque significa que los municipios no ostentan, *a priori,* competencias plenas en el ámbito de saneamiento y depuración de las aguas residuales, sino que su competencia será matizada y queda subordinada a lo que estipulen tanto las legislaciones estatal y autonómica quedando al "*albur de lo que dispongan*"[44].

Cabe, además, destacar que los Entes Locales no participan con la misma intensidad ni responsabilidad en todas las fases del saneamiento. Esta disparidad se manifiesta en un reconocimiento jurídico diferenciado entre las distintas actividades que lo integran. De modo que, solo la primera de las actividades, la *evacuación* que se realiza mediante el *alcantarillado*, lo declara y eleva a la categoría de *servicio público de carácter obligatorio*. En efecto, el art. 26.1.a) de la LBRL determina la obligación de que el *servicio de alcantarillado* sea prestado en todos los municipios, sin embargo, el *tratamiento* y *depuración* de esas aguas no goza de un reconocimiento obligatorio de igual rango. Ambas fases del saneamiento, por tanto, tienen un encuadre jurídico claramente diferenciado.

No obstante, como advierte FANLO LORAS con acierto, esto no implica que la depuración de las aguas pueda ser también declarada como una prestación obligatoria porque así se "*derive de la legislación de aguas o de la legislación autonómica*"[45]; lo que comporta es que, en atención a cada C.A., el régimen jurídico de estas actividades puede tener una configuración jurídica muy diferenciada.

Esta realidad ha dado lugar a la conformación de una pluralidad de modelos autonómicos de saneamiento. Lo cierto es que no existe un modelo uniforme de reparto de competencias en la materia entre las distintas Administraciones implicadas, de modo que cada legislador autonómico ha planteado el reparto que ha considerado más adecuado en el ejercicio de su autonomía legislativa y competencial. Esto configura un modelo tremendamente asimétrico y con una gran heterogeneidad normativa encontrándonos ante un mosaico de regulaciones autonómicas[46].

---

44. ESTEVE PARDO, J., *Lecciones de Derecho administrativo*, Marcial Pons, Barcelona, 2019, p. 127.
45. FANLO LORAS, A., "Obras Hidráulicas de Saneamiento y Depuración", en *REALA*, núm. 266, 1995, p. 286.
46. No obstante, podemos identificar aspectos comunes en el conjunto de las normativas autonómicas en materia de saneamiento, que conllevan una estructura muy similar de modelo distributivo. En líneas generales, todas las CC.AA. han hecho corresponder a

En definitiva, teniendo en cuenta las legislaciones hídricas autonómicas, podemos afirmar que las competencias de los EE.LL., y, en especial, en lo relativo al tratamiento de las aguas residuales, quedan, muy atenuadas respecto al contenido previsto tanto en la LBRL como de las leyes locales autonómicas, que suelen atribuirles a los municipios íntegramente la competencia sobre la depuración. En definitiva, estas competencias se ven claramente flexibilizadas dado que la normativa autonómica ha promovido una reasignación funcional al pasar ciertas funciones del ámbito local al ámbito autonómico, especialmente en lo que se refiere a la construcción de las obras de depuración e incluso con la gestión del servicio a través de diversas entidades autonómicas o con la creación expresa de entes supramunicipales del agua. Nos hallamos, por tanto, ante un proceso de recentralización funcional en el nivel autonómico, que, si bien responde a la búsqueda de economías de escala y a la necesidad de coordinar las infraestructuras hidráulicas de las que disponemos de gran envergadura, plantea cuestiones jurídicas muy interesantes sobre el equilibrio competencial.

Ahora bien, cabe preguntarse: ¿por qué resulta pertinente traer a colación esta cuestión? La respuesta, a mi juicio, es clara. A la ya tradicional problemática derivada del reparto competencial entre los EE.LL. y las CC.AA. en materia de saneamiento y depuración, se le suma ahora una nueva problemática, derivada de la normativa comunitaria en el ámbito hídrico-energético.

Como es sabido, hasta fechas muy recientes, la piedra angular y pieza clave del régimen jurídico europeo en materia de saneamiento y depuración ha sido, la Directiva sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas 91/271/CEE, de 21 de mayo (antigua DTARU). Norma alabada por la más reputada doctrina como FANLO LORAS, MARTÍN MATEO, EMBID IRUJO o SETUÁIN MENDÍA, ya que marcó un antes y un después en la regulación de la depuración de las aguas constituyendo un auténtico motor de impulso en la materia tanto en el ámbito de las infraestructuras como en el ámbito jurídico.

---

las instancias autonómicas las decisiones más trascendentes relativas al saneamiento, ya sea de forma directa o a través de los diversos entes instrumentales que han constituido al efecto, (con la salvedad de la fase de alcantarillado vinculada, como hemos visto, al ámbito local). También ello ha sido así, respecto de las competencias últimas sobre la planificación (aprobación final de los planes y programas que ordenan el sector). Asimismo, asumen las competencias económico-financieras más relevantes (creación de tributos propios y regulación de ayudas y subvenciones). También corresponde a las Administraciones autonómicas el ejercicio de las competencias de control, las competencias para el establecimiento de normas adicionales de protección del dominio público hidráulico y la competencia para la declaración de obras de interés regional, lo que les permite asumir su impulso, ejecución y financiación.

Desde su adopción, tanto el legislador estatal como los legisladores autonómicos han llevado a cabo una profusa e intensa actividad normativa, orientada al diseño e implementación de una serie de instrumentos para lograr la consecución de los objetivos comunitarios. Se ha desarrollado así un entramado normativo y administrativo dirigido a dar fiel cumplimiento a las exigencias europeas, configurando un sector regulatorio especialmente dinámico. Estos objetivos de protección de las aguas *grosso modo* vienen constituidos por la obligación de recogida de las aguas residuales urbanas y la obligación de dispensarles ciertos tratamientos con carácter previo a su vertido, dependiendo de la zona receptora donde se vierta y el al grado de sensibilidad del medio receptor como obligaciones principales. Estas obligaciones se diseñaron, además, con un lapso temporal para su ejecución, con unos claros horizontes marcados, sin que pudiera superarse, en teoría, la fecha del 31 de diciembre de 2005.

Asimismo, la anterior DTARU introdujo dos conceptos fundamentales en torno a los cuales gravitan las distintas obligaciones que la norma instaura.

El primero de ellos es la noción de a*glomeración urbana* definida por la Directiva como "*la zona cuya población y/o actividades económicas presenten concentración suficiente para la recogida y conducción de las aguas residuales urbanas a una instalación de tratamiento de dichas aguas o a un punto de vertido final*". Es precisamente a esta entidad funcional, la aglomeración urbana, a la que la Directiva asigna directamente el cumplimiento de las obligaciones de recogida, tratamiento y vertido, sin vincularlas formalmente a ningún ente territorial determinado, ya sea municipal, autonómico o estatal. Salta a la vista que este concepto presenta un difícil encaje en nuestro Ordenamiento jurídico, al no coincidir necesariamente su extensión con los términos municipales, ni con los territorios de la CC.AA. por lo que se trata de un concepto no extrapolable y radicalmente distinto a la realidad político-territorial española. Lo que ocasiona, como ya indicara el maestro MARTÍN MATEO, un trastorno en nuestro asentado reparto competencial[47].

Sin embargo, esta quiebra del esquema territorial clásico, a nuestro juicio, debe entenderse como un peaje necesario en aras de la eficacia. En este sentido, como ya indicara EMBID IRUJO, un sistema de depuración y saneamiento eficiente tiene que estar vinculado a las necesidades territoriales que se detecten, y no "*a las divisiones políticas o jurídicas del territorio, muchas veces artificiosas a los ojos de lo aquí pretendido*"[48]. En otras palabras, el diseño de las

47. MARTÍN MATEO, R., *Manual de Derecho Ambiental*, Trivium, Madrid, 1995, p. 226.
48. EMBID IRUJO, A., "Los servicios públicos del agua: su problemática jurídica con atención especial al abastecimiento y la depuración de las aguas residuales urbanas", en *RAr.AP*, núm. 9, 1996, p. 55.

infraestructuras y de los sistemas de saneamiento debe atender a criterios de racionalidad técnica y ambiental, por encima de los límites administrativos que, en ocasiones, resultan artificiosos.

El segundo de los conceptos clave que instauró la anterior DTARU es el concepto de *habitantes-equivalente,* concebido como una unidad de medida estandarizada para establecer la carga contaminante del agua residual bruta (es decir, aquella que aún no han sido sometida a procesos de depuración). Conforme al art. 2.6 de la Directiva se define como "*la carga orgánica biodegradable con una demanda bioquímica de oxígeno de 5 días (DBO_5)*[49] *de 60 gramos de oxígeno por día*", que sería el equivalente a la carga generada diariamente por una persona en un hogar medio, constituyéndose así en un parámetro de referencia en la planificación y dimensionamiento de las infraestructuras.

Ahora bien, la reciente aprobación de la nueva DTARU, ha supuesto un cambio de paradigma a la hora de afrontar la contaminación del agua. La nueva norma abandona el planteamiento estrictamente sectorial de la depuración y aborda la contaminación hídrica desde una perspectiva integral, al introducir el enfoque *One Health* promovido por la Organización Mundial de la Salud (OMS). Este enfoque persigue, en palabras de la propia OMS, "*equilibrar y optimizar de manera sostenible la salud de las personas, los animales y los ecosistemas*"[50]. A la par que garantizar el acceso al saneamiento y "*reforzar las sinergias con la adaptación al cambio climático y las acciones para restaurar los ecosistemas urbanos, especialmente mediante la planificación de la gestión integrada de las aguas residuales urbanas, al tiempo que se hace un uso óptimo de la digitalización*". La nueva Directiva amplía así los objetivos tradicionales de la política de aguas residuales.

---

49. La *demanda de oxígeno del agua residual* es definida por IMHOFF como "*la cantidad de oxígeno en mg/1 que es consumida por el agua durante un cierto tiempo. Es la mejor medida del grado de polución de un agua y también, al mismo tiempo del trabajo que hay que emplear en depurarla*". En relación con esta cuestión hay que diferencias entre: "*1.º Demanda de oxígeno inmediata o química, que es la cantidad de oxígeno consumido por las combinaciones reductoras, sin la colaboración de los organismos vivos, es decir, en un agua esterilizada y 2.º Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO), que es la cantidad de oxígeno en mg/1 que hace falta para descomponer (oxidar) las materias orgánicas del agua residual con ayuda de las bacterias*". IMHOFF, K., *Manual de Saneamiento de Poblaciones*, Blume, Madrid, 1969, p. 89.

50. Sobre esta conexión medio ambiente y salud y los mecanismos que pueden accionar los EE.LL. al respecto, *vid*. ROCA FERNÁNDEZ-CASTANYS, M.ª L., "Cambio climático y protección de la salud: el papel de las Entidades Locales", en *Tecnologías habilitadoras digitales en un contexto de emergencia sanitaria. Retos jurídicos y su proyección en las Ciencias de la Salud*. Tirant lo Blanch, Valencia, 2022, pp. 149-173. Asimismo, sobre las interrelaciones entre medio ambiente, seguridad alimentaria y salud, *vid.* TORRES LÓPEZ, M. A., "Environmental Impact Assessment: Environmental Health and Food Safety", en *Environmental Health in International and EU Law. Current Challenges and Legal Responses* (Dir. S. Negri), Giappichelli Editore, Turín (Italia), 2019, pp. 227-243.

Pero, sin duda, uno de los aspectos más innovadores, y de mayor interés desde la perspectiva jurídico-energética que aquí abordamos, es la incorporación, por primera vez en la normativa europea sobre aguas residuales, de un objetivo expreso de "*reducción progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero*", también integrado en el enfoque *One Health*. Este compromiso, ausente en la regulación anterior, introduce de manera explícita el binomio agua-energía en el ámbito del derecho europeo de aguas, generando un nuevo paquete de obligaciones comunitarias absolutamente inéditas en el ámbito hidro-energético. La interrelación entre el tratamiento de aguas residuales y la transición energética se convierte así en un eje central de la nueva normativa.

En concreto, ello se aprecia en las siguientes cuestiones: así se incorporan varias medidas de eficiencia energética para lograr la ansiada neutralidad energética, pues entiende la nueva DTARU que existe un amplio margen de mejora en la eficiencia del tratamiento de aguas residuales, y ello porque considera que "*sin obligaciones jurídicas claras, solo cabe esperar avances parciales en este sector*" (considerando 24).

Un asunto que, como he comentado, va a resultar controvertido desde la perspectiva de nuestro marco competencial, porque el objetivo de la reducción del uso de la energía en las plantas depuradoras que impone la DTARU se exige "*a escala nacional y no para cada instalación de tratamiento*". Ello podría generar tensiones competenciales, al exigir a los EE.MM. un compromiso global que ineludiblemente repercute en la gestión del servicio en los distintos niveles político-administrativos.

Asimismo, expresamente el art. 1 de la DTARU amplía sustancialmente el objeto de la propia norma. De modo que, al clásico objeto de los EE.MM. de promulgar normas para la recogida, el tratamiento y el vertido de las aguas residuales urbanas y para la protección medioambiental, se incorporan ahora nuevas finalidades, como la protección de la salud humana, así como la *"vigilancia periódica de los parámetros pertinentes para la salud pública en las aguas residuales urbanas"* (fruto obvio de la pandemia). Igualmente, se establece como objetivo la eliminación paulatina de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora *"del balance energético de las actividades de recogida y tratamiento de aguas residuales urbanas y contribuir a la transición hacia una economía circular*".

Desde la perspectiva competencial, esta ampliación del objeto normativo de la DTARU y su consecuente deber de traslación a los EE.MM. en las distintas normativas promulgadas al efecto comporta consecuencias relevantes.

Dado que ya no cabe considerar que la transposición de esta Directiva se fundamenta exclusivamente en las competencias estatales y autonómicas en materia de aguas o sobre el medioambiente, sino que, por el contrario, se exige ahora una interpretación integrada de diversos títulos competenciales, que incluyen, además, la salud pública, la política energética y los objetivos de sostenibilidad económica. Nos encontramos, en suma, ante un marco regulatorio transversal, que desborda las fronteras clásicas del derecho de aguas.

4. LAS NUEVAS EXIGENCIAS DE LA NORMATIVA COMUNITARIA EN EL ÁMBITO HÍDRICO-ENERGÉTICO

Abordando ya de forma pormenorizada las nuevas obligaciones que instaura la DTARU relacionadas con el binomio agua-energía en el tratamiento de aguas residuales urbanas, cabe destacar las siguientes obligaciones que pasamos a desarrollar: realización de auditorías energéticas periódicas; refuerzo de la actividad de control; monitorización de datos por los Estados miembros con la asistencia de la Agencia Europea de Medio Ambiente; y, generación de energía renovable.

4.1. LA OBLIGACIÓN DE REALIZAR AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

En primer lugar, como decimos, se introduce la obligación de realizar auditorías energéticas con una frecuencia cuatrienal, tanto en las instalaciones de tratamiento de aguas residuales urbanas como en los sistemas colectores.

Estas auditorías deben identificar de forma sistemática el potencial de aplicación de las medidas coste-eficacia que posibiliten la reducción del consumo energético y, simultáneamente, la optimización de la producción y uso de las energías renovables en las propias instalaciones, con especial atención a la identificación y aprovechamiento del *potencial de producción de biogás, así como la recuperación y empleo del calor residual,* ya sea internamente en las propias instalaciones o a través de su integración en sistemas energéticos urbanos. Todo ello, con el fin último de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero vinculadas al ciclo de depuración de las aguas (art. 11 de la DATARU).

Por lo que respecta a su plazo de ejecución temporal, la norma europea determina un calendario concreto para la implantación de esta obligación en función del volumen de tratamiento de la planta depuradora que pasamos

a exponer. En primer lugar, en el supuesto de las instalaciones de tratamiento de aguas residuales urbanas que traten una carga igual o superior a 100.000 habitantes-equivalente y los sistemas colectores conectados a ellas, deberán haber realizado su primera auditoría energética a más tardar el 31 de diciembre de 2028. En segundo lugar, en el caso de instalaciones de tratamiento de aguas residuales urbanas que traten una carga situada entre 10.000 y 100.000 habitantes-equivalente y los sistemas colectores conectados a ellas, deberán respetar esta obligación a más tardar el 31 de diciembre de 2032. Observamos, por tanto, que la Directiva limita esta obligación de la auditoría energética a las instalaciones de mayor tamaño, no exigiéndose expresamente respecto de las plantas de tratamiento de tamaño pequeño y mediano, lo que responde a una lógica de proporcionalidad.

Conviene destacar, asimismo, que la Directiva simplemente se circunscribe a exigir que las auditorías se practiquen cada (4 años) y a delimitar el ámbito subjetivo de aplicación de las depuradoras donde deben llevarse a cabo en función de la carga tratada. Sin embargo, no establece ningún requisito o condicionante más allá de lo indicando sobre cómo se deben llevar a cabo estas auditorías, ni fija sus aspectos técnicos, procedimentales o de control, lo que, sin duda, abre la puerta a un amplísimo margen de actuación normativa por parte de los legisladores correspondientes en la fase de transposición.

Por ello, a mi juicio, sería recomendable que el Estado, a la hora de transponer esta disposición, adoptara una normativa básica estatal al respecto, todo ello, al amparo del art. 149.1.23 de la CE, que le confiere la competencia sobre la legislación básica en materia de protección del medioambiente. Esta norma debería desarrollar aspectos esenciales de la ejecución de las auditorías energéticas en las instalaciones de depuración y tratamiento de las aguas residuales urbanas, como, por ejemplo, que detallase quién y cómo pueden realizar esas auditorías. Todo ello, con el fin de asegurar una correcta y homogénea aplicación en todo el territorio nacional.

Existen, en este sentido, dos posibles vías de actuación que podemos valorar.

Primera opción: dictar una normativa básica específica sobre auditorías energéticas en el ámbito depurativo, que contemple, entre otros aspectos: las cuestiones técnicas y requisitos mínimos que se deben examinar en esa auditoría; la cualificación exigible que deben reunir los auditores energéticos o los centros homologados o habilitados reconocidos por las Administraciones, su sistema de acreditación y las condiciones de ejercicio profesional; y, la previsión

de un régimen sancionador específico, que establezca infracciones y sanciones para las plantas depuradoras que no se sometan a las auditorías energéticas con la periodicidad requerida y que contemple otras posibles cuestiones como el falseamiento de los informes o la obstrucción a la labor inspectora.

Todo ello, reforzaría la seguridad jurídica y evitaría posibles conductas fraudulentas o picarescas que podría derivar en un incumplimiento de la Directiva con la consecuente imposición de una multa por parte del TJUE.

Segunda opción: proceder a la modificación del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se traspuso en su día la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, que, a mi juicio, es la alternativa, más sencilla y operativa respecto de las auditorías (sin perjuicio de la promulgación de una ley integral sobre el ciclo urbano del agua), dado que se fundamenta en adaptar un marco normativo ya existente, incorporando de forma expresa al sector del saneamiento y depuración en su ámbito de aplicación.

Lo cierto, es que este Real Decreto regula con detallado esmero un nutrido número de cuestiones relacionadas con las auditorías energéticas[51]. Si bien, actualmente limita su aplicación a las grandes empresas, definidas conforme a los criterios de su art. 2 como aquellas que empleen a más de 250 trabajadores, o que cuenten con un volumen de negocio superior a los 50 millones de euros y, a la par, tengan un balance anual superior a 43 millones de euros[52].

Sin embargo, esta configuración de la norma, a mi juicio, no resulta compatible con el parámetro utilizado por la nueva Directiva, que es puramente técnico y se fundamenta en la carga tratada medida en habitantes-equivalente y los sistemas colectores a ellas asociados, sin atender al número de trabajadores o al volumen de negocio de la instalación. Antes, al contrario, es perfectamente posible, y, de hecho, no es infrecuente en la práctica, que, justamente, las instalaciones de tratamiento de aguas residuales, altamente tecnificadas (con

51. A saber, entre otras cuestiones: alcance de la exigencia y criterios mínimos a cumplir por las auditorías energéticas, regulación de los auditores energéticos y requisitos para su ejercicio, inspección de la realización de las auditorías energéticas, registro administrativo de las auditorías, etc.

52. De igual modo, será también de aplicación la concepción de gran empresa a los grupos de sociedades, definidos conforme a lo preceptuado en el art. 42 del Código de Comercio, que, teniendo en cuenta las magnitudes agregadas de todas las sociedades que forman el grupo consolidado, cumplan los referidos requisitos de gran empresa.

sistemas de control remoto, sensores avanzados y procesos automatizados), requieran un reducido número de personal para su operatividad habitual, siendo, consecuente y paradójicamente, estas instalaciones donde cobra un mayor sentido si cabe la realización de estas auditorías energéticas.

Precisamente, en estos casos, la elevada complejidad tecnológica de la planta depuradora y su potencial de optimización energética (por ejemplo, integrando sistemas de recuperación energética o potenciando el autoconsumo mediante biogás) hace que sean especialmente oportuno y pertinente la necesidad de realizar dichas auditorías, dado que, sin lugar a dudas, estas auditoría constituyen una herramienta absolutamente esencial para identificar oportunidades de mejora en su eficiencia y, consecuentemente, para lograr la reducción la huella de carbono del ciclo de depuración[53].

Lo cierto es que la transposición de la DTARU no puede ampararse exclusivamente en los parámetros propios de la normativa mercantil o laboral, como ocurre con el actual Real Decreto 56/2016 que regula las auditorías, sino que debe atender a la lógica funcional del sector hidráulico y ambiental.

Por tanto, propongo la modificación de este precepto para ampliar su ámbito subjetivo de aplicación a las plantas de tratamiento de aguas residuales urbanas que cumplan los umbrales de carga establecidos en la DTARU, adaptando así de manera ágil y eficaz nuestra normativa a las nuevas exigencias comunitarias.

4.2. NOTABLE INCREMENTO DE LAS OBLIGACIONES DE CONTROL

Junto a la introducción de las auditorías energéticas cuatrienales, la nueva DTARU ha traído consigo un notable refuerzo de las obligaciones de control e inspección, ampliando de forma considerable el ámbito material sobre el que debe proyectarse la actividad de supervisión de las autoridades competentes, derivado de los nuevos objetivos de la DTARU, que ya no se

53. Al respecto, MARTÍNEZ TORRES pone en valor la incorporación de auditorías ambientales inteligentes como instrumento de evaluación que permite incrementar la precisión en la determinación de los parámetros ambientales relevantes a efectos tributarios, facilitando con ello una configuración más rigurosa y justa de la medición de los hechos imponibles vinculados a las externalidades negativas, así como el reconocimiento normativo de su mitigación mediante incentivos fiscales. Esta propuesta apunta hacia un modelo de fiscalidad ambiental en el que la tributación se articule como herramienta al servicio de la sostenibilidad. MARTÍNEZ TORRES, V., *Tributación justa y sostenibilidad a partir de auditorías inteligentes*, Aranzadi, 2023.

limitan al cumplimiento de los estándares de calidad de las aguas, sino que incorporan consideraciones energéticas, climáticas y sanitarias asociadas a la actividad de depuración.

De este modo, muy resumidamente, la nueva regulación exige a los Estados la implementación de un sistema que abarque, la vigilancia, en todas las aglomeraciones urbanas, de los vertidos procedentes de las depuradoras, la monitorización de la cantidad, composición y destino de los lodos generados, así como la supervisión de las aguas reutilizadas en el sector agrícola, sujetas a la excepción de tratamiento terciario (eliminación de nitrógeno y fósforo).

Controles que se extienden, por lo que ahora nos interesa, a las instalaciones de tratamiento de aguas residuales urbanas que gestionen una carga igual o superior a 10.000 habitantes-equivalente, respecto de las cuales se impone un control obligatorio sobre dos aspectos hasta ahora inéditos en la normativa europea: su control sobre los gases de efecto invernadero por ellas emitidos y la energía empleada y producida por los propietarios o gestores de estas instalaciones, independientemente de si se utiliza o genera dentro o fuera de la EDAR (art. 21.1 de la DTARU).

Estas nuevas dimensiones de los controles a ejecutar, sin duda, introducen, a la par, una responsabilidad adicional para los Poderes públicos, que se ven llamados a diseñar unos mecanismos de inspección adecuados a estos fines. En consecuencia, el marco inspector español en materia de aguas residuales deberá adaptarse necesariamente a estas nuevas exigencias, incorporando procedimientos específicos para el control de las variables energéticas, cuestión que, hasta ahora, no formaban parte del núcleo tradicional de la supervisión de los sistemas de saneamiento.

Esta evolución normativa refleja un cambio sustancial en la concepción de la depuración, que debe de dejar de ser vista como una mera obligación de tratamiento de las aguas para lograr su calidad y convertirse en un componente activo de las políticas de mitigación del cambio climático y de la transición energética a la que debemos aspirar.

4.3. MONITORIZACIÓN DE DATOS POR LOS ESTADOS MIEMBROS CON LA ASISTENCIA DE LA AGENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE

Además, la nueva DTARU instaura la obligada monitorización de ciertos datos por los Estados miembros con la asistencia de la Agencia Europea de Medio Ambiente.

Esta obligación se regula de forma minuciosa en un extensísimo art. 28 que recoge varias obligaciones de información y monitorización de los datos. Exclusivamente, por lo que ahora nos atañe, cabe destacar la exigencia de un control exhaustivo de los datos relacionados con la dimensión energética y climática de las estaciones depuradoras de aguas residuales.

En concreto, los Estados deberán remitir a la Comisión Europea, a más tardar el 31 de diciembre de 2030 (y actualizar también con carácter anual), los datos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero desglosados por tipos de gas (por ejemplo, metano, dióxido de carbono, óxido nitroso) y sobre el total de la energía empleada y energía renovable generados por cada depuradora de un mínimo de 10.000 habitantes-equivalente. Asimismo, deberán remitir el cálculo del porcentaje de cumplimiento de la obligación de neutralidad energética, conforme a los objetivos establecidos por la propia Directiva.

Aunque formalmente esta obligación incumbe a los Estados, en su calidad de interlocutores ante las instituciones comunitarias, obviamente, su cumplimiento efectivo dependerá de la correcta y activa colaboración del resto de Administraciones y agentes implicados en la materia; en particular, de las Comunidades Autónomas y Entes locales titulares de las infraestructuras y de los entes públicos o privados responsables de la gestión del servicio, quienes deberán desempeñar un papel crucial en la recopilación, transmisión y validación de los datos exigidos.

Por ello, considero absolutamente imprescindible que en la norma de transposición que lleve a cabo España se incluya una regulación específica que refuerce los mecanismos de cooperación interadministrativa y el flujo de información permanente entre los distintos niveles de gobierno implicados y las prestadoras de los servicios a fin de lograr el intercambio fluido de información de forma regular y sistemática, fomentando la transparencia, la trazabilidad de la información y el intercambio de información en la gestión del ciclo integral del agua.

Este enfoque cooperativo no solo responde a una exigencia derivada del principio de leal colaboración y coordinación que debe imperar entre las Administraciones públicas al amparo del mandato constitucional contenido en el art. 103 de la CE, sino que, como vemos, constituye una condición *sine qua non* para lograr el cumplimiento de los compromisos comunitarios en la materia.

4.4. LA OBLIGACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Finalmente, debemos hacer mención a la nueva obligación de generación de energía renovable impuesta por la DTARU. Obligación claramente enmarcada en el binomio agua-energía, y que consiste en que los propietarios o gestores de las plantas de depuración que traten una carga de aguas residuales igual o superior a 10.000 habitantes-equivalente deben generar un determinado porcentaje de fuentes renovables que se exige de forma progresiva.

En concreto, el art. 10.2 de la DTARU fija un calendario de cumplimiento con hitos claramente definidos que exponemos a continuación: 1.º) Antes del 31 de diciembre de 2030: al menos el 20% de la energía total anual consumida por la instalación deberá proceder de fuentes renovables generadas por el propio operador. 2.º) Antes del 31 de diciembre de 2035: dicho porcentaje se eleva al 40%. 3.º) Antes del 31 de diciembre de 2040: el porcentaje debe de ser del 70%. 4.º) Finalmente, antes del 31 de diciembre de 2045: el objetivo es lograr el 100% de cobertura energética renovable en dichas instalaciones, lo que implica su neutralidad energética[54].

Cabe destacar que este mandato no se limita a promover el autoconsumo de las instalaciones de depuración, sino que impone la obligación de generar energía renovable, bien sea dentro o fuera del perímetro físico de la propia depuradora. Cuestión esta última que resulta ciertamente curiosa. Es decir, para cumplir con esta obligación, los propietarios o los gestores de las instalaciones de depuración podrían perfectamente instalar, por ejemplo, plantas solares fotovoltaicas[55] o parques eólicos fuera de la planta depuradora. Sin embargo, la Directiva precisa de forma taxativa que no se permitirá el mero recurso a la contratación de energía renovable ya existente en el mercado, es decir, no basta con la compra de electricidad verde a través de comercializadoras, es decir, se exige expresamente el establecimiento de instalaciones nuevas. Se percibe así la intencionalidad inequívoca de la norma que no es otra sino impulsar lo dotación de nuevas fuentes de energías renovables.

54. No obstante, se contemplan algunas excepciones en las que se permite el cumplimiento del objetivo en un 65%, e incluso la adquisición de energía procedente de fuentes no fósiles (como la energía nuclear). Esto se detalla en el art. 10.3 de la Directiva al que nos remitimos.

55. Esta tecnología se ha empleado para reducir los costes energéticos en materia hídrica tal y como señalan GARCÍA, M., MONTAÑO SANZ, B. y MELGAREJO MORENO, J., "La utilización de paneles solares fotovoltaicos para reducir la factura energética del trasvase Tajo-Segura", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 941-958.

Además, la DTARU permite que la energía renovable generada pueda destinarse tanto al autoconsumo interno de propia planta como al suministro energético de terceros, lo que, de facto abre la puerta a un modelo en el que los operadores de la depuración puedan actuar como promotores energéticos. Como señala acertadamente CAMPOS POZUELO, da la sensación de que la intención del legislador comunitario es que los operadores del agua actúen como promotores energéticos[56]. Esta implicación, los convierte, sin duda, en agentes activos de la transición energética.

Sobre este particular y desde una perspectiva práctica, subraya la citada autora que las grandes depuradoras (ubicadas en las aglomeraciones urbanas de mayor tamaño) les resultará más fácil cumplir los objetivos propuestos, pues suelen disponer en sus instalaciones de tratamientos de digestión anaerobia que permiten la generación de biogás y suelen contar con infraestructura tecnológica avanzada que permite la autogeneración para autoconsumo; sin embargo, las depuradoras más pequeñas se enfrentarán, sin duda, a un mayor grado de dificultad para lograr los hitos marcados para esa generación energética[57], lo que exigirá probablemente la implantación de soluciones alternativas o la cooperación con otros agentes del sector energético o la implicación de los Poderes públicos para aprobar ayudas y subvenciones en la materia.

Finalmente, debemos aludir a que, como expone la citada autora actualmente España estaría cumpliendo, en términos agregados, con el primer escalón marcado para 2030, que exige a las EDARs mencionadas generen el 20% de la energía total anual utilizada por dichas instalaciones, dado que actualmente generamos aproximadamente un 28%, tal y como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 11. Ratio neutralidad energética actual en España.

		Objetivo			
Ratio Neutralidad Energética actual en España	Actual	2030	2035	2040	2045
Generación renovable exclusivamente en EDAR	28%				
Incluyendo otras instalaciones de generación renovable	35%	20%	40%	70%	100%
Ponderación por he	47%				

Fuente: CAMPOS POZUELO[58].

56. CAMPOS POZUELO, E., *Mesa Redonda y Consultoría: la Nueva Directiva Europea sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas*, celebrada el 13 de junio de 2024, organizada por Aguas Residuales.
57. *Ibidem*.
58. *Ibidem*.

No obstante, en mi opinión, este dato no debe conducirnos en modo alguno a la complacencia, dado que nuestro sistema nacional aún presenta un amplio margen de mejora del 72 % hasta llegar al 100 % por lo que, en este sentido, podemos concluir que aún queda mucho por hacer porque nuestros niveles de generación de energía renovable son todavía muy bajos, encontrándonos particularmente muy lejos del 40% que se nos exigirá en un cercano 2035.

En conexión con lo anterior, podemos apuntar que España posee un total de 2.232 estaciones depuradoras de aguas residuales, de las que únicamente 34 son instalaciones de biogás[59]. Esta cifra resulta, a todas luces, francamente ridícula a nuestro juicio, máxime, cuando se trata de un recurso estratégico que podría coadyuvar a avanzar en tres objetivos prioritarios: la obtención de seguridad energética, mediante el fomento de fuentes autóctonas y renovables de energía, el favorecimiento de la descarbonización del ciclo urbano del agua y, en definitiva, de la lucha efectiva contra el cambio climático.

Por consiguiente, considero que sería no solo posible sino altamente recomendable establecer normativamente incentivos económicos y fiscales para la construcción de nuevas plantas depuradoras sostenibles, así como la reconversión de las ya existentes que no lo sean que es mi propuesta en este sentido.

Pero, la cuestión última sobre la que deseo llamar la atención y que considero de especial trascendencia jurídica y operativa, es que, como anuncié antes, este objetivo de generación de energía en las EDARs no debe ser cumplido por las plantas depuradoras a nivel individual, sino que se indica expresamente por la Directiva que se trata de un objetivo a alcanzarse a escala "*nacional*".

Esta precisión normativa, plantea, a mi juicio, importantes desafíos en cuanto a su ejecución efectiva. En concreto, considero que va a resultar francamente difícil de lograr, si no se arbitra un mecanismo estatal de coordinación que permita organizar y repartir de manera proporcional los esfuerzos y los costes entre los distintos operadores del sector, como, por ejemplo, con la implantación de un organismo estatal que coordine este extremo y que se ocupe de repercutir proporcionalmente esos costes entre los operadores.

Considero que ello es así, esencialmente, por dos razones:

En primer lugar, porque la viabilidad técnica y económica de implementar sistemas de generación de energía renovable varía considerablemente en función del contexto territorial y climático al que nos enfrentemos. En este sentido,

59. Datos obtenidos de CEOE, *Informe sobre el agua en España: situación actual, retos y oportunidades*, Madrid, 2023, p. 15.

la implantación de determinadas instalaciones puede llegar a ser muy costosa o incluso ineficiente en ciertos territorios. En relación con ello, resulta obvio que no es lo mismo ni produce la misma energía la instalación de una planta solar fotovoltaica en una zona con alta radiación solar, como Andalucía o el sureste peninsular, que en otras regiones como en Galicia o la cornisa cantábrica donde la abundante nubosidad pueden dificultar significativamente la rentabilidad de este tipo de instalaciones. De igual modo, la producción de energía eólica depende directamente de las condiciones climáticas.

En segundo lugar, la ausencia de un esquema de compensación o redistribución de costes, por ejemplo, con la creación de un organismo a nivel nacional que se ocupe de esta cuestión, podría derivar en situaciones de evidente desigualdad en los costes del agua reflejados en la factura que tendrán que asumir los ciudadanos de distintos territorios, generando disfunciones que afectarían a la cohesión social y territorial, y contraviniendo los principios de equidad y solidaridad interterritorial (últimamente tan denostada) que debe regir la prestación de los servicios públicos esenciales.

Por todo ello, considero absolutamente necesario, y propongo expresamente, la creación de un organismo estatal o autoridad nacional de coordinación que asuma la responsabilidad de planificar, coordinar y equilibrar el cumplimiento de estos objetivos energéticos en el ámbito del saneamiento urbano. Esta entidad que propongo debería encargarse, entre otras funciones, de: determinar los criterios de reparto de los esfuerzos de generación energética entre las distintas plantas depuradoras; definir los mecanismos de compensación entre territorios y operadores, evitando así desigualdades territoriales no justificadas en el acceso a este bien esencial que además es un mecanismo de protección del medioambiente; y, garantizar una implantación racional y eficiente de estas infraestructuras.

En definitiva, lo cierto es que el legislador español tiene por delante un importante reto de trasposición normativa que, a mi juicio, debería ser abordado desde una legislación básica específica sobre el ciclo urbano del agua y que aborde, entre otras cuestiones, el aprovechamiento energético de las infraestructuras hidráulicas y de los mecanismos de coordinación interadministrativa en este ámbito.

5. CONCLUSIONES

A modo de recapitulación, y conforme al análisis desarrollado, considero oportuno formular las siguientes conclusiones:

Ante el contexto actual de cambio climático que sufrimos, se impone la necesidad acudir y aprovechar plenamente todas las posibilidades que la innovación tecnológica nos ofrezca para generar energía limpia y sostenible. Esta exigencia no es ya una opción estratégica, sino un imperativo jurídico, económico y ambiental.

Por lo que atañe al marco jurídico, estimo que ello pasa por acometer ciertas reformas estructurales que permitan compatibilizar, de forma más eficaz, la gestión del ciclo urbano del agua con el objetivo de sostenibilidad.

En particular, considero prioritario:

— Flexibilizar el marco jurídico concesional en el ciclo urbano del agua para aunar el desempeño y eficacia de los sectores hídrico-energético, eliminando barreras administrativas y permitiendo incorporar de manera más ágil y eficiente los aprovechamientos energéticos derivados de la gestión de las infraestructuras hidráulicas.

— Superar las distorsiones competenciales existentes en nuestro Ordenamiento jurídico que dificultan la planificación integrada de ambos sectores. Esta problemática se evidencia especialmente en el ámbito del saneamiento y la depuración, donde las obligaciones incorporadas por la nueva DTARU exigen una respuesta normativa coherente y transversal, difícilmente abordable sin el esfuerzo conjunto de actuación coordinada de las Administraciones públicas.

Lo cierto es que el legislador tiene por delante un reto de trasposición normativa de gran calado, que, a mi juicio, debería ser abordado desde una legislación básica unitaria en la materia que se ocupase del ciclo urbano del agua. Esta norma debería abordar, entre otras cuestiones: — el aprovechamiento energético de las infraestructuras hidráulicas en un contexto de sostenibilidad y economía circular; — la creación de un organismo estatal de coordinación que supervise y planifique la implantación de infraestructuras energéticas asociadas a las EDARs, dada la naturaleza nacional de los objetivos de generación de energía renovable exigidos por la DTARU, garantizando un reparto equilibrado de esfuerzos entre los distintos territorios; — así como la promoción de incentivos económicos y fiscales.

En definitiva, la integración de la generación hidroeléctrica en las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento es una oportunidad estratégica que el Derecho debe acompañar y facilitar. Por ello, considero urgente y deseable avanzar hacia un modelo de planificación conjunta e integrada de

los recursos hídrico-energéticos, en línea con nuestros compromisos climáticos en la materia derivados de las nuevas exigencias del marco comunitario.

La interdependencia funcional del binomio agua-energía que se produce de forma evidente en la práctica, exige y debe verse respaldada, por una regulación que lo aborde no con respuestas fragmentarias o desde compartimientos estancos, sino con una adecuada interrelación jurídica de ambos sectores, con un enfoque transversal y coordinado acorde con los desafíos de la transición ecológica y de la economía circular.

6. BIBLIOGRAFÍA

AA.VV., "A review of water-energy nexus trend, methods, challenges and future prospecte", en *Intemational Journal of Energy and Water Resources*, 4, 2020.

ALENZA GARCÍA, J. F., "Objetivos y principios rectores de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética", en *Estudios sobre cambio climático y transición energética* (Coords. J. F. Alenza García y L. Mellado Ruiz), Marcial Pons, Madrid, 2022, pp. 75-110.

AGENCIA EUROPEA DEL MEDIO AMBIENTE, *Water resources across Europe, confronting water stress: an updated assessment*, EEA Report núm. 12/2021, Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2021.

AGUILAR BENÍTEZ I., y BLANCO P., "Recuperación de metano y reducción de emisiones en PTAR Nuevo Laredo, Tamaulipas, México", en *Tecnologías y ciencias del agua*, vol. 9, núm. 2, 2018, pp. 86-114.

BARRAGÁN ESCANDÓN, E., ZALAMEA LEÓN, E., TERRADOS CEPEDA, J., y VANEGAS PERALTA, P., "Factores que influyen en la selección de energías renovables en la ciudad" en *Eure*, vol. 45, núm. 134, 2019, pp. 259-277.

BOSCH, P., MOLOGNONI, D., CORBELLA, C., y BORRÁS, E., "Sistemas bioelectroquímicos para aumentar la sostenibilidad en procesos de tratamiento de aguas", en *Automática e Instrumentación*, núm. 156, 2020, pp. 29-31.

BURGOS GARRIDO, B., "El binomio Agua y Salud, dos derechos amenazados por la emergencia climática y sanitaria", en *Constitucionalismo: diálogos intergeneracionales entre España e Italia*. Vol. II. (Dirs. A. Pérez Miras, G. M. Teruel Lozano, S. Romboli y G. Palombino), CEPC-BOE, 2025m pp. 937-963.

BURGOS GARRIDO, B., "El derecho humano al agua y al saneamiento" (The human right to water and sanitation), en *Revista Brasileira de Políticas Públicas*, 2020, pp. 40-56.

BURGOS GARRIDO, B., "El derecho humano al agua", en *Setenta años de Constitución italiana y cuarenta años de Constitución española* (Dirs. A. Pérez Miras, G. M. Teruel Lozano, E. C. Raffiotta y M. P. Ladicicco), CEPC-BOE, Madrid, 2020, volumen II: Derechos Fundamentales (Coord. C. Montesinos Padilla), pp. 471-490.

BURGOS GARRIDO, B., *Régimen jurídico administrativo de la sequía y escasez hídrica. Instrumentos para su prevención y gestión*, Aranzadi Thomson Reuters, Cizur Menor (Navarra), 2021.

CAMPOS POZUELO, E., *Mesa Redonda y Consultoría: la Nueva Directiva Europea sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas*, celebrada el 13 de junio de 2024, organizada por Aguas Residuales.

CARBONELL TALAVERA, J., "Suministro de agua potable y saneamiento en España", en *Agua y Derecho. Retos para el siglo XXI* (Dir. M. A. Benito López; Coords. J. Melgarejo Moreno, A. Molina Giménez y A. Ortega Giménez), Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2015, pp. 79-84.

CASTRO MOLANO, L., ESCALANTE HERNÁNDEZ, H., GÓMEZ SERRATO, O., y JIMÉNEZ PIÑEROS, D., "Analysis of methanogenic and energetic potential from slaughterhouse wastewater using anaerobic digestion", en *DYNA*, vol. 83, núm. 199, 2016, pp. 41-49.

CEOE, *Informe sobre el agua en España: situación actual, retos y oportunidades*, Madrid, 2023.

CEVALLOS PIEDRA, W. K. e HIDALDO VALENCIA, K. L., *Estimación del potencial energético a partir del metano producido por las aguas residuales procedentes de la granja porcina de Zamorano*, en Escuela Agrícola Panamericana, 2013.

CEDEX (CENTRO DE ESTUDIOS HIDROGRÁFICOS), *Evolución del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y las sequías en España.* Informe técnico para Ministerio de Agricultura, Alimentación, Pesca y Medio Ambiente, Madrid, 2017.

CONDE ANTEQUERA, J., "Perspectivas jurídicas del trinomio Agua-Energía-Cambio Climático", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 941-958.

CONDE ANTEQUERA, J., "Residuos y energía", en *Administración local y energías renovables* (Dir. A. Torres López, M. A.) Comares, Granada, 2015, pp. 230-231.

COMISIÓN EUROPEA, *Escasez de agua y sequía en la Unión Europea*, Comisión Europea, Bruselas, 2010.

CRED (Centre for Research on the Epidemiology of Disasters), *2022 Disasters in Numbers*, Bruselas (Bélgica), 2023.

DELGADILLO, O., CAMACHO, A., PÉREZ, L., y ANDRADE, M., *Depuración de aguas residuales por medio de humedales artificiales*, Centro Andino para la Gestión y Uso del Agua (ed. N. Antequera Durán), 2010.

EMBID IRUJO, A., "Los servicios públicos del agua: su problemática jurídica con atención especial al abastecimiento y la depuración de las aguas residuales urbanas", en *RAr.AP*, núm. 9, 1996.

EMBID IRUJO, A., "Prólogo", en SETUÁIN MENDÍA, B., *El saneamiento de las aguas residuales en el Ordenamiento español. Régimen jurídico,* Lex Nova, Las Rozas de Madrid (Madrid), 2002, pp. 11-62.

ENERGY INSTITUTE, *Statistical Review of World Energy*, 2024. Disponible en la URL: https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf (con acceso 17.07.2025).

ESTEVE PARDO, J., *Lecciones de Derecho administrativo*, Marcial Pons, Barcelona, 2019.

EVANS, S. y VIISAINEN, V., "Analysis: Wind and solar added more to global energy than any other source in 2023", en *Carbon Brief clear on climate*, junio de 2024. Disponible en la URL: https://www.carbonbrief.org/analysis-wind-and-solar-added-more-to-global-energy-than-any-other-source-in-2023/?utm_source=chatgpt.com (con acceso 17.07.2025).

FANLO LORAS, A., "Obras Hidráulicas de Saneamiento y Depuración", en *REALA*, núm. 266, 1995, pp. 277-354.

FERRER, J., AGUADO, D., BARAT R., SERRALTA J. Y LAPUENTE OJEDA E. J., *Huella Energética en el Ciclo Integral del Agua en la Comunidad de Madrid*, Fundación Canal Isabel II, 2017.

FERROUKHI, R., DIVYAM NAGPAL, D., LÓPEZ-PEÑA, A., HODGES, T., MOHTAR, R. H., DAHER, B., MOHTAR, S., y KEULERTZ, M., *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus,* International Renewable Energy Agency, 2015.

GARCÍA, M., MONTAÑO SANZ, B. y MELGAREJO MORENO, J., "La utilización de paneles solares fotovoltaicos para reducir la factura energética del trasvase Tajo-Segura", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 941-958.

IMHOFF, K., *Manual de Saneamiento de Poblaciones*, Blume, Madrid, 1969.

ISHII, S., SHINO S., NORDEN-KRICHMAR, T., WU, A., YAMANAKA, Y., KENNETH, N. y BRETSCHGER, O., (2013). "Identifying the microbial communities and operational conditions for optimized wastewater treatment in microbial fuel cells", en *water research,* vol. 47, núm. 19, 2013, pp. 7120-7130.

IPCC, *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Edits. V. Masson-Delmotte et al.), Cambridge University Press, Cambridge (Reino Unido), 2021. Disponible en la URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/ (con acceso 09.07.2022).

IPCC, *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Edits. H. Lee y J. Romero), IPCC, Ginebra (Suiza). Disponible en la URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/ (con acceso 16.05.2023).

LEIVA LÓPEZ, A. D., "La regulación del hidrógeno renovable en España", en *Retos regulatorios de los gases renovables en la economía circular* (Dirs. I. DE GUAYO CASTIELLA y L. MELLADO RUIZ), Marcial Pons, Madrid, 2023, pp. 149-160.

LOMBARDO ENRÍQUEZ, F. y ARANA GARCÍA, E., "Prólogo", en *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico* (J. Melgarejo Moreno, M. I. López Ortiz y A. Molina Giménez), Tirant lo Blanch, Valencia, 2023, pp. 11-16.

LORA MARÍA, J. LÓPEZ PÉREZ, F., y CARBONELL ALCAINA, C., "Costes energéticos en la desalación", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 727-714.

MARTÍN V., "Una mirada a la relación entre el agua y la energía", en Red latinoamericana de organismos de cuenca, 2020. Disponible en la URL: https://www.reloc-relob.org/post/una-mirada-a-la-relaci%C3%B3n-entre-el-agua-y-la-energ%C3%ADa (con acceso 07/07/2025).

MARTÍN MATEO, R., *Manual de Derecho Ambiental*, Trivium, Madrid, 1995.

MATEO, S., ASENSIO, Y., ZAMORA, H., FERNÁNDEZ-MARCHANTE, C., FERNÁNDEZ, F. J., LOBATO, J., CAÑIZARES, P. y RODRIGO, M. A., *Producción de energía en el tratamiento de aguas residuales. Celdas microbiológicas*, 2015. Disponible en la URL: https://www.aguasresiduales.info/revista/articulos/produccion-de-energia-en-el-tratamiento-de-aguas-residuales-con-celdas-microbiologicas (con acceso 07/07/2025).

MARTÍNEZ TORRES, V., *Tributación justa y sostenibilidad a partir de auditorías inteligentes*, Aranzadi, 2023.

MASS TORRES, K., y MEDRANO MANGA, Y., "Tratamiento de aguas residuales a partir de digestión anaerobia", en *Tecnología al día*, vol. 49, núm. 24, 2013, pp. 1-17.

MITECO, *Mejora de la eficiencia energética e integral de las plantas de tratamiento, regeneración y reutilización de aguas residuales*, Madrid, 2020.

MELLADO RUÍZ, L., *Desafíos regulatorios de la economía circular azul*, Aranzadi S.A.U, Cizur Menor (Navarra), 2023.

MELGAREJO MORENO, J., LÓPEZ ORTIZ M. I, y MOLINA GIMÉNEZ, A., *La economía circular y el sector del agua en España. Análisis jurídico-económico,* Tirant lo Blanch, Valencia, 2023.

MOLINA GIMÉNEZ, A., "Generación y eficiencia energética en el ciclo del agua urbana. Retos desde la óptica del Derecho", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 959-968.

MORCILLO BERNALDO DE QUIRÓS, F., "La regulación en España desde la óptica del sector de servicios de agua urbana", en *Agua y Derecho. Retos para el siglo XXI* (Dir. M. A. Benito López; Coords. J. Melgarejo Moreno, A. Molina Giménez y A. Ortega Giménez), Thomson Reuters-Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2015, pp. 67-78.

NAVA ESCUDERO, C., "Desalación de agua y justicia energética. La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible", en *Cuestiones Constitucionales,* núm. 47, 2022, julio-diciembre, pp. 243-272.

NAVARRO ORTEGA, A. y ARANA GARCÍA, E., "El binomio agua y energía: claves jurídicas para la transición a un sistema energético autosuficiente y sostenible", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo

Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 675-690.

NEEDHAM, J., "Science and Civilisation in China", en *Physics and Physical Technology*, vol. 4, part 2: Mechanical Engineering, Cambridge University Press, 1965, pp. 370 a 373.

ONU, *The United Nations World Water Development Report 2024: Water for prosperity and peace,* París (Francia), 2024. Disponible en la URL: https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000388948 (con acceso 23.04.2024).

PANTALONE, P., *La crisi pandemica dal punto di vista dei doveri. Diagnosi, prognosi e terapia dei problemi intergenerazionali secondo il diritto amministrativo (Percorsi di diritto amministrativo*), Editoriale Scientica, 2023.

PALOMBINO, G., *Il principio di equità generazionale. La tutela costituzionale del futuro*, Mondadori-Le Monnier, Milano, 2022.

PISTONESI, C., HAURE, J., y D´ELMA, R., *Energía a partir de las residuales,* Universidad Tecnológica Nacional, Bogotá, Colombia 2010; REVELO, D., HURTADO, N., y RUIZ, J., "Celdas de combustible microbianas: un reto para la remoción de materia orgánica y la generación de energía eléctrica", en *Información Tecnológica*, núm. 24(6), 2013, pp. 17-28.

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL AGUA *et. al.*, *Turbinación en redes de abastecimiento, un cambio en el modelo de regulación de presiones-Life Turbines*, CONAMA, 2024. Disponible en la URL: https://www.conama.org/2024/comunicaciones/turbinacion-en-redes-de-abastecimiento-un-cambio-en-el-modelo-de-regulacion-de-presiones/ (con acceso 01/04/2025).

ROCA FERNÁNDEZ-CASTANYS, M.ª L., "Cambio climático y protección de la salud: el papel de las Entidades Locales", en *Tecnologías habilitadoras digitales en un contexto de emergencia sanitaria. Retos jurídicos y su proyección en las Ciencias de la Salud.* Tirant lo Blanch, Valencia, 2022, pp. 149-173.

RODRÍGUEZ FLORIDO, I., *Los servicios urbanos del agua y su organización administrativa: el debate sobre una autoridad reguladora del servicio,* Aranzadi, Cizur Menor (Navarra), 2023.

ROSA MORENO, J., "Algunas claves jurídicas de la transición energética renovable", en *Derecho y energía renovables* (Dirs. J. Rosa Moreno y G. Valencia Martín), Thornson Reuters Aranzadi, Pamplona, 2021, pp. 43-130.

ROVERSI MONACO, M., *La tutela dell'ambiente nella giurisprudenza amministrativa. Profili ricostruttivi*, Cacucci, 2018.

RUIZ DE APODACA ESPINOSA, A., "Economía circular y regulación de los lodos de EDAR", en *Agua, energía y medio ambiente* (Coords. J. Melgarejo Moreno, I. López Ortiz y P. Fernández Aracil), Universidad de Alicante, Alicante, 2022, pp. 691-714.

SANTAMARÍA GARCÍA, A. K., *Producción de energía a partir de aguas residuales industriales,* Universidad de Alcalá, 2020.

SASTRE BECEIRO, M., "Títulos jurídicos ambientales necesarios para la producción de hidrógeno renovable", en *Revista de Derecho urbanístico y medio ambiente*, núm. 354, 2022, pp.167-195.

SETUÁIN MENDÍA, B., "Abastecimiento de aguas", en *Diccionario Enciclopédico El Consultor* (Coords. R. Santos Díez, J. Castelao Rodríguez, A. Ballesteros Fernández, D. Ortega Gutiérrez y L. A. Gálvez Muñoz), El Consultor de los Ayuntamientos, Madrid, 2003, pp. 20 y ss.

SOTELO NAVALPOTRO, J. A. y SOTELO PÉREZ, M., "Consumo de agua y huella hídrica de las ciudades españolas", en *Estudios Geográficos*, núm. 284, 2018, pp. 115-140.

TEJERA, D., RECIO, D., PACHECO, A., y MARTÍNEZ, L., "Aprovechamiento energético del biogás a partir de los residuales de la Empresa Refinadora de Aceite de Santiago de Cuba ERASOL", en *Revista CENIC Ciencias Biológicas*, núm. 46, 2015, pp. 324-331. Tomado de http://revista.cnic.edu.cu/revistaCB/sites/default/files/articulos/CB 24-15_M_0.pdf

TORRES LÓPEZ, M. A., "Environmental Impact Assessment: Environmental Health and Food Safety", en *Environmental Health in International and EU Law. Current Challenges and Legal Responses* (Dir. S. Negri), Giappichelli Editore, Turín (Italia), 2019, pp. 227-243.

UNESCO, *Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos de 2022: Aguas subterráneas, hacer visible el recurso invisible,* World Water Assessment Programme (WWAP), París (Francia), 2022.

WACHSMUTH, J., DUSCHA, V., ECKSTEIN, J., HERBST, A., PLOETZ, P., DUWE, M., Y GUIDEHOUSE, K., "The European Commission's 2050 Vision 'A clean planet for all', implications for Sector Strategies and Climate Governance", en *Climate Change*, núm. 17, 2022.