

**BALANCE PRELIMINAR ENTRE LA
ENERGÍA PRODUCIBLE EN LA
CUENCA DEL TAJO POR EL
VOLUMEN TRASVASADO POR EL ATS
Y EL CONSUMO ENERGÉTICO
NECESARIO PARA OBTENER DICHO
VOLUMEN MEDIANTE
DESALINIZACIÓN**

ÍNDICE

1	INTRODUCCION Y OBJETIVOS.....	3
2	VOLUMEN TRASVASADO	4
3	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE EN LA CUENCA DEL TAJO POR EL VOLUMEN TRASVASADO.....	6
3.1	METODOLOGÍA APLICADA	6
3.2	IDENTIFICACIÓN DE LAS CENTRALES A CONSIDERAR.....	7
3.3	DETERMINACIÓN DEL EQUIVALENTE ENERGÉTICO DE CADA CENTRAL	9
3.4	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE EN LA CUENCA DEL TAJO POR EL VOLUMEN TRASVASADO	11
4	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NECESARIA PARA PRODUCIR EL VOLUMEN TRASVASADO DESDE LA CUENCA DEL TAJO MEDIANTE DESALINIZACION DE AGUA DE MAR12	
5	ESTIMACIÓN DEL BALANCE ENERGÉTICO.....	13
6	ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DERIVADAS DEL BALANCE	14
7	RESUMEN Y CONSIDERACIONES ADICIONALES	17

1 INTRODUCCION Y OBJETIVOS

El objetivo es conocer cuál es el balance entre la energía que podría producirse en la cuenca del Tajo por el volumen derivado por el ATS y la energía que sería necesario consumir para obtener el mismo volumen mediante desalinización en destino. Se dispondría así de una primera aproximación a la ganancia o pérdida energética asociada a la sustitución del volumen trasvasado por volumen desalinizado. Una vez obtenido el balance energético, este se traducirá también en balance de emisiones asociadas.

El objetivo es realizar el balance asociado a la disponibilidad en origen, sin incluir el transporte hasta destino. Por tanto, no se consideran ni los consumos (bombeo de Altomira y bombeos del PMD- Ojós y Alhama) ni la producción de energía en los saltos del ATS hasta su llegada a Talave. En la desalinización tampoco se considera el consumo necesario para el transporte desde el depósito de salida de la planta hasta los principales puntos de entrega al Postravase (La Pedrera, Rambla de Algeciras, balsa de Cerro Colorado).

Se trata de un balance preliminar que constituye una primera aproximación al problema. Por ello, con la metodología seguida se intenta quedar siempre del lado de la seguridad. Es decir, las hipótesis contempladas maximizan la energía producible en la cuenca del Tajo. En cuanto a al consumo energético de la desalinización a pie de planta, puesto que no se dispone de datos reales actuales de las tres grandes plantas de la zona, se adoptan valores en la media o por debajo de ella a partir de referencias bibliográficas.

Este informe consta de varios epígrafes. En el segundo epígrafe, tras esta introducción, se analiza la serie anual de volúmenes trasvasados, cuestión clave para conocer a qué volumen debe aplicarse el equivalente energético para calcular la energía producible en la cuenca del Tajo, cuestión que es objeto del tercer epígrafe, o la energía a pie de planta que requeriría la producción de un volumen equivalente mediante desalinización de agua de mar, cuestión que se aborda en el cuarto epígrafe. En el quinto se efectúa el balance energético, operación inmediata una vez realizadas las dos estimaciones anteriores y en el sexto se traduce ese balance energético en términos de emisiones de gases de efecto invernadero. El séptimo y último epígrafe recoge las conclusiones del análisis. En cada apartado se indican las fuentes de información utilizadas.

2 VOLUMEN TRASVASADO

Se ha tomada como serie anual de volumen trasvasado, la serie que figura en la página web de la CHS identificada como Volumen aprobado en origen (La Bujeda) (<https://www.chsegura.es/es/cuenca/infraestructuras/postrasvase-tajo-segura/historicos/>).

Puede argumentarse que el volumen autorizado en origen puede no coincidir exactamente con el realmente trasvasado. Ello es debido a que, fundamentalmente en época reciente, el volumen autorizado podía permanecer en los embalses de la Cabecera del Tajo, de manera que en algún caso podía alcanzarse el final del año hidrológico sin que se hubiera materializado la derivación. No obstante, se considera que esta circunstancia no es relevante a los efectos perseguidos en el presente análisis.

El volumen derivado en origen es el que podría haber seguido aguas abajo de Bolarque y generar energía en los sucesivos aprovechamientos hidroeléctricos hasta la frontera con Portugal. Este volumen incluye las pérdidas hasta destino. Si bien inicialmente, en la Ley 52/1980 se suponían unas pérdidas del 15% del volumen derivado en origen, estimaciones más precisas posteriores las redujeron a un 10%.

En el caso de que el volumen actualmente trasvasado se obtuviera íntegramente mediante desalinización de agua de mar, también sería necesario transportar el agua producto desde las distintas plantas hasta los puntos de consumo. El volumen desalinizado a pie de planta debería incluir las pérdidas que se produjeran en el transporte. La red de transporte estará constituida mayoritariamente por conducciones en presión (nueva ejecución), canales a cielo abierto (infraestructuras del Postrasvase ya existentes) y también incluye almacenamientos en embalses de regulación (La Pedrera y Rambla de Algeciras), así como en balsas de menor capacidad. Por ello, parece razonable considerar un porcentaje de pérdidas equivalente al utilizado para los volúmenes derivados desde la Cabecera del Tajo. En consecuencia, es razonable suponer que el volumen a desalinizar coincidiría con el derivado en origen desde la cuenca del Tajo.

En la tabla siguiente se recoge la serie anual de volumen autorizado en origen ($\text{hm}^3/\text{año}$).

Año hidrológico	Vol. anual autorizado en origen ($\text{hm}^3/\text{año}$)
1978/79	63
1979/80	36
1980/81	253
1981/82	345
1982/83	94
1983/84	141
1984/85	350
1985/86	353
1986/87	350
1987/88	400
1988/89	350
1989/90	250
1990/91	300
1991/92	247
1992/93	185
1993/94	250
1994/95	192
1995/96	343

Año hidrológico	Vol. anual autorizado en origen (hm ³ /año)
1996/97	465
1997/98	447
1998/99	546
1999/00	571
2000/01	600
2001/02	516
2002/03	489
2003/04	517
2004/05	422
2005/06	218
2006/07	218
2007/08	247
2008/09	276
2009/10	292
2010/11	378
2011/12	417
2012/13	384
2013/14	486
2014/15	279
2015/16	188
2016/17	142
2017/18	174
2018/19	314
2019/20	295
2020/21	314
Promedio (1980/81- 2020/21)	332

Tabla 1. Volumen de trasvase anual autorizado en origen (La Bujeda)(hm³/año) (Fuente: <https://www.chsegura.es/es/cuenca/infraestructuras/postrasvase-tajo-segura/historicos/>)

Para calcular el promedio se ha prescindido de los dos primeros años de la serie, puesto que corresponden al período de puesta en servicio y no se pueden considerar representativos. Este valor medio de 332 hm³/año es el que se va a emplear tanto para estimar la energía producible en la cuenca del Tajo como la energía necesaria para producirlo mediante desalinización. Este período es también el establecido en la Instrucción de Planificación Hidrológica vigente a efectos de asignación y reserva de recursos¹.

¹ No obstante, cabe señalar que si se divide en dos períodos atendiendo al procedimiento de explotación seguido 1980/81 – 1996/97, durante el cual no se contaba con normas de explotación aprobadas y de 1997/98 en adelante, cuando fueron adoptadas unas normas, modificadas en 2014 y en 2021, el volumen medio trasvasado en el primer período ascendió fue de 275 hm³/año, mientras que en el segundo ha ascendido a 368 hm³/año.

3 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE EN LA CUENCA DEL TAJO POR EL VOLUMEN TRASVASADO

3.1 METODOLOGÍA APLICADA

A continuación se detalla la metodología seguida para determinar la energía producible en la cuenca del Tajo por el volumen trasvasado.

En primer lugar se han identificado todos los aprovechamientos de la cuenca del Tajo en los que dicho volumen podría haber sido turbinado y, por tanto, haber generado energía. Como se ha indicado en la introducción el criterio aplicado ha sido estimar una cota máxima de la energía producible. Para ello se ha considerado que el volumen derivado podría turbinarse en todos los aprovechamientos con toma en el cauce del Tajo aguas abajo de la presa de Bolarque, incluida la central de pie de esta presa (Bolarque I). Se han considerado, por tanto, todas las centrales existentes, con independencia de que sean fluyentes o de pie de presa de embalses con capacidad de regulación y dentro de estas últimas, se ha dado el mismo tratamiento a las asociadas a embalses de uso hidroeléctrico que a las asociadas a embalses de usos múltiples.

Cada central se ha caracterizado por su equivalente energético (kWh/m^3), de manera que multiplicando el volumen susceptible de ser turbinado en cada central, que es el volumen trasvasado, por el equivalente energético de la central se obtiene la energía máxima producible en esa central. Sumando la energía producible en cada una de las centrales identificadas, se obtendría la energía total producible en la cuenca.

La metodología indicada claramente conduce a una cota máxima de la energía producible por los siguientes motivos:

- No puede asegurarse que si el volumen derivado por el ATS no lo fuera, automáticamente sería turbinado en todas las centrales existentes agua abajo.

En el caso de las centrales asociadas a embalses con capacidad de regulación dependerá de la situación del embalse (cota de la lámina de agua), de la estrategia de explotación seguida y de las condiciones establecidas en la concesión. Basta señalar que el porcentaje de utilización de las centrales existentes en la cuenca del Tajo con potencia instalada superior a 10 MW oscila entre el 10% y el 28%, con una utilización media de 1.046 h.²

En el caso de centrales fluyentes, la derivación supondrá una reducción de la energía producida solo si el caudal circulante se ve sustancialmente reducido con respecto al que circularía si el trasvase no tuviese lugar. La utilización media de las centrales fluyentes asciende a 3.210 horas³. Si bien debe analizarse cada salto en particular, detalle que excede el objeto del presente análisis, previsiblemente fuera de la campaña de riego, superen el caudal nominal, por lo que la afección probablemente sea inexistente o muy reducida. En cambio, dentro del período de campaña de riego de la propia cuenca, previsiblemente ésta constituye el principal factor de alteración del régimen de caudales y determina los caudales circulantes que pueden ser turbinados. Por tanto, el incremento de afección real que supone el trasvase en este período previsiblemente no sea muy elevado.

² Confederación Hidrográfica del Tajo, 50 Años de la Confederación Hidrográfica del Tajo, 2004.

³ Consultar la referencia anterior.

- El equivalente energético utilizado, como se indica más adelante, corresponde al salto bruto nominal. En el caso de centrales asociadas a embalses con capacidad de regulación, el valor real puede ser inferior en función de la cota de lámina de agua real en el embalse.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CENTRALES A CONSIDERAR

En la figura siguiente se reflejan las centrales hidroeléctricas y térmicas de potencia igual o superior a 10 MW en la cuenca del Tajo, En el presente análisis se han considerado las nueve centrales hidroeléctricas situadas aguas abajo de Bolarque, incluyendo el salto de pie de esta presa. A continuación de la figura se incluye una tabla con el nombre y la potencia de cada una según los datos contenidos en la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027, actualmente en consulta pública. Las centrales están ordenadas de aguas arriba hacia aguas abajo.

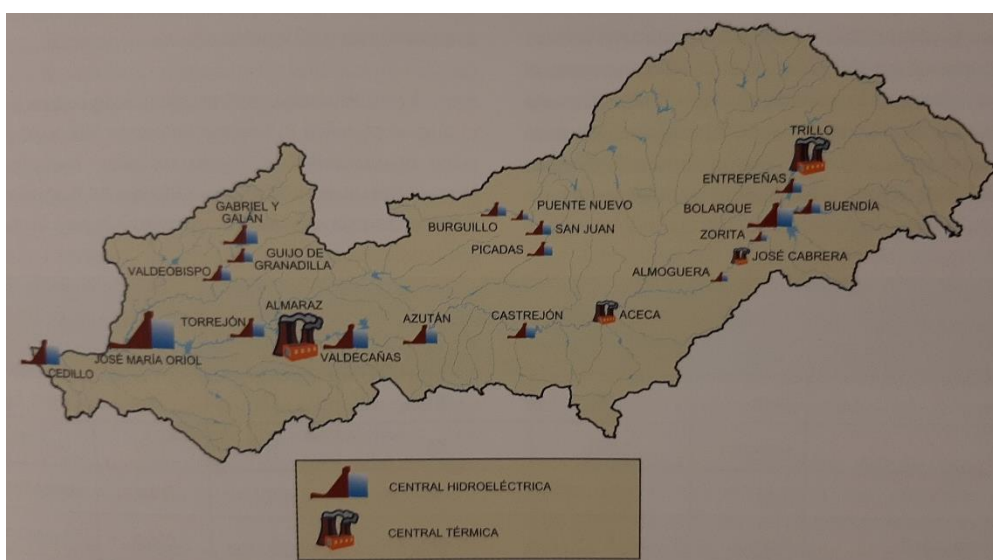


Figura 1. Centrales de potencia > 10 MW en la cuenca del Tajo (Fuente: 50 Años de la Confederación Hidrográfica del Tajo, CHT, 2004)

Central	Potencia (MW)
Bolarque I (pie de presa)	28,7
Zorita	11,1
Almoguera	11,1
Castrejón	96,0
Azután	179,8
Valdecañas	259,3
Torrejón-Tajo	133,9
José María Oriol (Alcántara)	929,7
Cedillo	440,1
TOTAL	2.089,7

Tabla 2. Centrales hidroeléctricas de potencia igual o superior a 10 MW consideradas (Fuente: Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027, http://www.chtajo.es/LaCuenca/Planes/PlanHidrologico/Planif_2021-2027/Documents/BorradorPHT_2021-2027/PHT2227_An03_UsosDemandasAgua.pdf)

En la figura siguiente aparecen las centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW de potencia en la cuenca del Tajo. Puede apreciarse que existe un número importante en el eje del Tajo, entre la presa de Bolarque y el embalse de Valdecañas. Tras la figura se incluye la tabla con las centrales consideradas y su potencia según los datos de la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027. Se trata de 18 centrales que aparecen ordenadas de mayor a menor potencia. La central de Los Molinos, que es la de mayor potencia por debajo de 10 MW, 4,334 MW no se ha considerado. Ello es debido a que es una central de pie de la presa de Bolarque y su salto bruto es el mismo que el de la central de Bolarque I, si bien su caudal nominal es mucho menor. Como es lógico, solo puede considerarse una de las dos a efectos del equivalente energético puesto que el agua no puede turbinarse por las dos a la vez, y ya se ha tenido en cuenta Bolarque I. Puede apreciarse cómo la potencia instalada es irrelevante frente a la de las nueve grandes centrales anteriores.

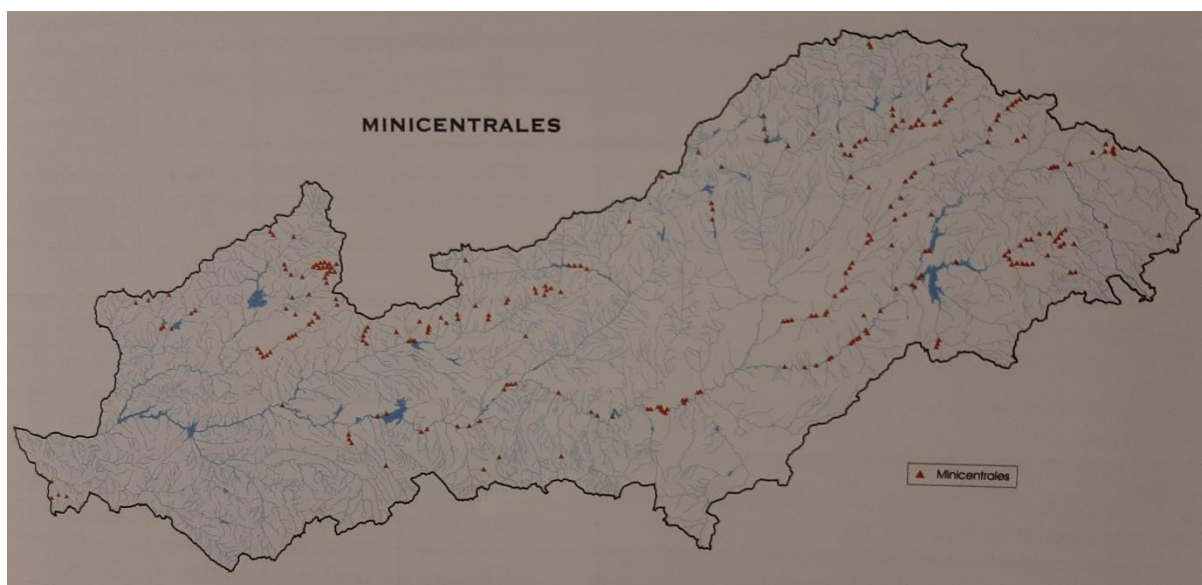


Figura 2. Centrales de potencia < 10 MW en la cuenca del Tajo (Fuente: 50 Años de la Confederación Hidrográfica del Tajo, CHT, 2004)

Central	Potencia (MW)
Talavera	3,344
El Montecillo	3,24
Pedro Ortiz Ramos	2,906
Buenamesón	2,207
Palomarejo	1,82
Higares	1,54
Valdajos	1,508
El Castro	1,44
Cebolla	1,376
Lavaderos-San Bernardo	1,376
La Aldehuela	1,224
Safont	0,914
Villaverde	0,9
Estremera	0,8
El Maquilón	0,8

Central	Potencia (MW)
Aceca	0,645
La Milagrosa	0,608
Fuente de la Huelga	0,328
TOTAL	27

Tabla 3. Centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW consideradas (Fuente: Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027, http://www.chtajo.es/LaCuenca/Planes/PlanHidrologico/Planif_2021-2027/Documents/BorradorPHT_2021-2027/PHT2227_An03_UsosDemandasAgua.pdf)

3.3 DETERMINACIÓN DEL EQUIVALENTE ENERGÉTICO DE CADA CENTRAL

El equivalente energético de una central, que es la energía que se produce cuando se turbinan un metro cúbico de agua es variable a lo largo del tiempo, puesto que depende del salto existente en cada momento y del rendimiento en la generación, que también varía con el salto y el caudal. La fórmula que permite calcularlo es:

$$c = \frac{1000 * 9,81 * \rho * h_b}{36 * 10^5}$$

Donde c = equivalente energético (kWh/m³)

ρ = rendimiento conjunto (turbina-alternador) y pérdidas de carga

h = salto bruto(m)

Puesto que en el presente trabajo se trata de una primera aproximación, se adopta un valor fijo tanto para el rendimiento como para el salto.

Para algunas centrales se ha dispuesto de un valor de este equivalente utilizado para estudios con objetivo similar al de presten trabajo. En ese caso se ha empleado directamente este coeficiente. Esta circunstancia se da en las nueve centrales de potencia igual o superior a 10 MW. El equivalente energético se ha obtenido de la Documentación técnica que dio soporte a la Ley del Plan Hidrológico Nacional de 2001⁴. Tal como se señala en dicha documentación, esta información fue obtenida del documento “Evaluación energética de las detracciones de aguas superficiales para planes de regadío oficiales “ (UNESA, 1987). A pesar del tiempo transcurrido, estos coeficientes siguen siendo válidos, pues no se tiene conocimiento de actuación alguna que haya modificado el salto en estas centrales. Por otra parte, como comprobación adicional, se ha calculado el equivalente energético de cada una de las nueve centrales aplicando la fórmula anterior, con el salto indicado en la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027 y los resultados están encajados con los valores propuestos por UNESA en 1987, por lo que se asumen éstos. En la tabla siguiente se indican los valores del equivalente energético para las nueve centrales de potencia superior a 10 MW.

Central	Potencia (MW)	Equivalente energético (kWh/m ³)
Bolarque I (pie de presa)	28,7	0,0915
Zorita	11,1	0,0304
Almoguera	11,1	0,0306

⁴ MIMAM, Documentación Técnica. Plan Hidrológico Nacional. Análisis económicos, 2000

Central	Potencia (MW)	Equivalente energético (kWh/m ³)
Castrejón	96,0	0,0690
Azután	179,8	0,0605
Valdecañas	259,3	0,1410
Torrejón-Tajo	133,9	0,0740
José María Oriol (Alcántara)	929,7	0,1935
Cedillo	440,1	0,0810
TOTAL	2.089,7	0,7715

Tabla 4. Equivalente energético de las centrales hidroeléctricas de potencia igual o superior a 10 MW consideradas (Fuente: MIMAM, Documentación Técnica. Plan Hidrológico Nacional. Análisis económicos, 2000).

Si no se dispone de información específica para la central, como sucede para todas las de potencia inferior a 10 MW, se aplica la fórmula anterior. Para el salto se adopta el salto bruto nominal o de diseño, que es el valor que se ha supuesto que se da como característico de la central. Este dato se ha tomado de la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027. En este caso la hipótesis de salto constante, al ser todas las centrales fluyentes, coincide con la realidad.

En cuanto al rendimiento, para centrales de pequeña potencia es inferior a las de gran potencia. De acuerdo con referencias bibliográficas, se considera que es razonable un valor de 0,8 para el coeficiente ρ de la fórmula anterior. Con objeto de verificar la idoneidad de este valor, se ha calculado el valor de ρ para todas las centrales consideradas de potencia igual o inferior a 10 MW a partir de los datos de potencia, caudal y salto que figuran en la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027. El valor medio de ρ , una vez eliminadas aquellas centrales en las que los datos aparentemente no encajan, es de 0,73. Por tanto se adopta finalmente para estas centrales un valor de ρ de 0,75. En la tabla que se incluye a continuación figuran los coeficientes energéticos.

Central	Potencia (MW)	Equivalente energético (kWh/m ³)
Talavera	3,344	0,0102
El Montecillo	3,24	0,0102
Pedro Ortiz Ramos	2,906	0,0102
Buenamesón	2,207	0,0102
Palomarejo	1,82	0,0061
Higares	1,54	0,0061
Valdajos	1,508	0,0143
El Castro	1,44	0,0123
Cebolla	1,376	0,0061
Lavaderos-San Bernardo	1,376	0,0041
La Aldehuela	1,224	0,0082
Safont	0,914	0,0061
Villaverde	0,9	0,0082
Estremera	0,8	0,0102
El Maquilón	0,8	0,0102
Aceca	0,645	
La Milagrosa	0,608	0,0041
Fuente de la Huelga	0,328	0,0061

Central	Potencia (MW)	Equivalente energético (kWh/m ³)
TOTAL	27	0,1431

Tabla 5. Equivalente energético calculado para las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW consideradas

3.4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIBLE EN LA CUENCA DEL TAJO POR EL VOLUMEN TRASVASADO

De acuerdo con lo indicado en el apartado de metodología la energía producible por el volumen trasvasado se releja en la siguiente tabla.

Tipo de Central	Suma potencia (MW)	Suma equivalentes energético (kWh/m ³)	Volumen medio trasvasado (hm ³ /año)	Energía producible (GWh)
> 10 MW	2.089,7	0,7715	332	256
< 10 MW (fluyentes)	27	0,1431	332	47
TOTAL	2.089,7	0,7715		303

Tabla 6. Estimación de la energía producible en la cuenca del Tajo por el volumen medio anual trasvasado

Como ya se ha indicado, es necesario tener presente que el valor obtenido es una cota máxima de la energía producible en la parte española de la cuenca del Tajo por el volumen trasvasado si dicho trasvase no se hubiese producido. Por los motivos ya indicados, la energía realmente generada habría sido sensiblemente menor.

De acuerdo con la Propuesta de Proyecto de Plan Hidrológico de la Parte Española de la Demarcación Hidrográfica del Tajo 2022-2027, la producción media en el período 2013-2019 en la cuenca ascendió a 2.314 GWh/año. En este valor solo se han tenido en cuenta las centrales las centrales hidroeléctricas de potencia superior a 10 MW, ya que la contribución del resto no es relevante.

La estimación de la máxima energía producible por el volumen trasvasado supone una pérdida máxima de producción del 13% en la cuenca del Tajo.

4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NECESARIA PARA PRODUCIR EL VOLUMEN TRASVASADO DESDE LA CUENCA DEL TAJO MEDIANTE DESALINIZACIÓN DE AGUA DE MAR

Previsiblemente las planas en las que se produciría el volumen necesario para sustituir el volumen trasvasado serían ampliaciones de las planteas existentes de Torre vieja, Valdelentisco y Águilas o instalaciones similares, de gran capacidad. El procedimiento más aproximado para conocer el consumo energético necesario para ello sería apoyarse en los datos de explotación actuales de estas plantas y aplicar sus consumos energéticos al volumen medio anual trasvasado. Sin embargo, no se ha dispuesto de estos datos, por lo que se ha recurrido a referencias bibliográficas para realizar la estimación.

Conviene recordar que se va a estimar la energía necesaria para producir un volumen desalinizado a pie de planta exclusivamente, sin incluir el transporte hasta los puntos de demanda. Los conceptos incluidos, por tanto, son: bombeo de la captación de agua de mar, tratamiento propiamente dicho, que incluye la ósmosis inversa, con su proceso de recuperación de energía y el bombeo de agua producto al depósito de regulación a la salida de la planta. No se incluye el bombeo del agua producto fuera de la planta. El consumo energético de estas etapas es variable dependiendo de la tipología de cada una de ellas.

El consumo energético se va a estimar de acuerdo con la Guía técnica para la caracterización de medidas a incluir en los planes hidrológicos de cuenca (CEDEX, 2011)⁵. En ella, tras analizar diez casos reales, que incluyen plantas de gran capacidad, con distintos sistemas de recuperación de energía y de captación de agua de mar, se proponía un consumo energético medio de 4,1 kWh/m³; los valores oscilaban entre un mínimo de 3,5 kWh/m³ y un máximo de 5 kWh/m³. Si bien la muestra era reducida, no se apreciaba una relación entre la capacidad de la planta y el consumo energético, que se mantenía sensiblemente constante en torno al valor indicado con independencia de la capacidad. Teniendo en cuenta que los diez años transcurridos desde la elaboración de la Guía pueden haber permitido el desarrollo de mejoras tecnológicas que optimicen el consumo, se toma el valor propuesto en la Guía minorado en un 10%, es decir, 3,7 kWh/m³, representativo de unas óptimas condiciones de operación. Un valor encajado normal actual sería de unos 3,9 kWh/m³,

Por tanto, la energía necesaria para desalinizar un volumen equivalente al medio anual trasvasado, que es de 332 hm³, asciende a 1.227 GWh.

⁵ Informe realizado por el CEDEX para la Dirección General del Agua en 2011, publicado como monografía Guía técnica para la caracterización de las actuaciones a considerar en planes hidrológicos y estudios de viabilidad, , 2012 ISBN 978-84-7790.530-1

5 ESTIMACIÓN DEL BALANCE ENERGÉTICO

De acuerdo con los apartados anteriores, la máxima energía producible en la cuenca del Tajo por el volumen medio anual trasvasado se estima en 303 GWh/año. La estimación de la energía necesaria para producir ese mismo volumen a pie de planta mediante desalinización de agua de mar es de 1.227 GWh/año. Por lo tanto, la sustitución del volumen trasvasado desde la cuenca del Tajo por volumen desalinizado de agua marina arroja un déficit energético de 924 GWh/año; es decir, la sustitución del volumen trasvasado por volumen desalinizado implica asumir un consumo adicional de energía como mínimo del orden de 924 GWh/año. Si se considera la generación media del sistema eléctrico peninsular en el período 2014-2021, el incremento de energía necesario sería del 0,36%.

6 ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DERIVADAS DEL BALANCE

Los apartados anteriores han permitido cuantificar que la sustitución del volumen trasvasado por volumen desalinizado da lugar a un incremento del consumo energético de 924 MWh/año. En este apartado se estima el incremento de emisiones de gases de efecto invernadero motivado por la generación de esta energía adicional.

Para ello se ha estimado cual es, en situación actual, la tasa de emisiones por kWh generado a nivel nacional. Una vez estimada, se aplicará dicha tasa a la energía necesaria para obtener el incremento de emisiones. Las fuentes de información utilizadas para ello han sido el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/Inventario-GEI.aspx>) y el balance diario de Red Eléctrica de España (REE) a 31 de diciembre para conocer la energía total generada en el sistema eléctrico español peninsular (<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-diario-balance>).

En la figura siguiente se refleja la evolución de las emisiones de GEI a nivel nacional, tanto totales como por sectores de actividad, incluyendo la generación de energía eléctrica desde 1990 a 2019. Puede apreciarse que existe una clara tendencia descendente en todos los sectores desde los valores máximos alcanzados en el período 2005 – 2007. Se produce un descenso muy acusado entre 2007 y 2013, seguido de una cierta estabilización a partir de este año, si bien en 2018 parece iniciarse de nuevo un mayor ritmo de descenso.

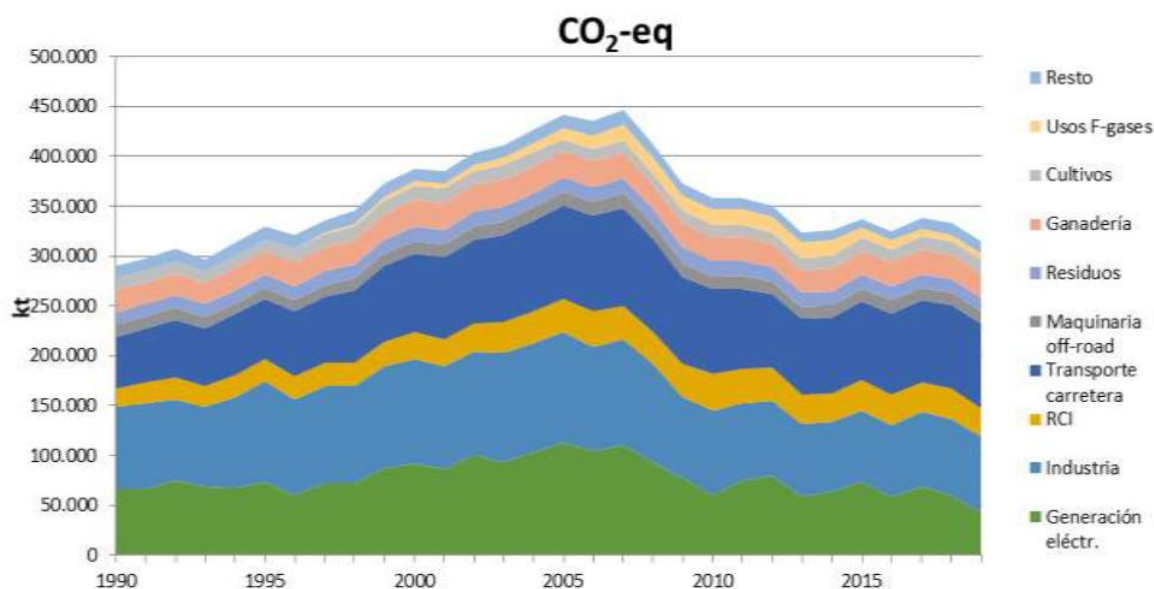


Figura 3. Distribución de emisiones brutas de gases de efecto invernadero a nivel nacional por sectores en el período 1990 - 2019 (Fuente: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/documentoresumeninventariogei-ed2021_tcm30-524841.pdf)

Como puede comprobarse en la figura siguiente, la Nota informativa sobre el Avance de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero correspondientes al año 2020 no solo confirma, sino

que acelera esta tendencia, de manera que 2020 sería el primer año desde el inicio de la serie inventariada, 1990 – 2020, en el que las emisiones desciende con respecto a 1990 (-6,4%).

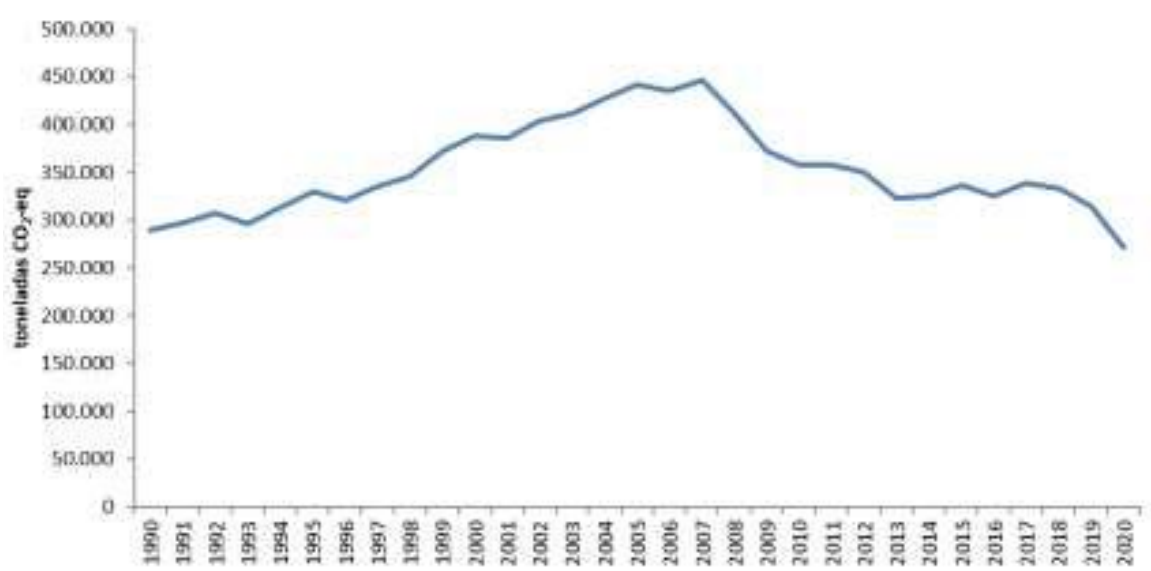


Figura 4. Emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero a nivel nacional en el período 1990 - 2020 (Fuente: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/avance-gei-2020_tcm30-528804.pdf)

Ello es debido a dos causas fundamentales: por una parte el incremento de la generación eléctrica con fuentes de energía renovable y el descenso en el uso del carbón y por otra, las limitaciones de actividad y movilidad asociadas a la pandemia de COVID-19, que han dado lugar a una reducción del PIB del 10,8%. Así, las emisiones asociadas a la generación eléctrica han caído un 34,9% y las asociadas al transporte que es el principal emisor, un 17,6%.

La primera de las causas señaladas previsiblemente se consolide e incremente a medio y largo plazo, con un incremento aún mayor de la generación de energía con fuentes renovables. La segunda, en cambio, responsable de la reducción de la actividad económica y, por tanto, también de la reducción de energía en 2020, es coyuntural y cabe suponer que sus efectos desaparecerán en breve plazo.

Teniendo en cuenta todo lo anterior y con objeto de considerar la tendencia descendente de las emisiones, incluyendo el efecto de incremento de las energías renovables en 2020, pero sin exacerbar la influencia de la reducción de la actividad económica en este año, se va a considerar como representativa de la situación actual de emisiones, la media del período 2014 – 2020. En la tabla siguiente se refleja el cálculo de la tasa de emisiones por MWh generado correspondiente a dicho período.

Año	Emisiones generación eléctrica (1A1a) (kt-CO ₂ -eq)	Energía generada (GWh/año)	kt CO ₂ -eq/GWh
2014	63.407	253.265	0,2504
2015	74.151	267.454	0,2772
2016	58.728	261.836	0,2243
2017	68.903	262.306	0,2627
2018	59.571	260.982	0,2283
2019	43.093	260.829	0,1652
2020	28.013	251.399	0,1114

Año	Emisiones generación eléctrica (1A1a) (kt-CO ₂ -eq)	Energía generada (GWh/año)	kt CO ₂ -eq/GWh
MEDIA	56.553	259.724	0,2171

Tabla 7. Tasa de emisiones (tCO₂-eq) por MWh generado en el período 2015-2021

Por tanto, las emisiones asociadas a la generación de la energía adicional necesaria para la desalinización de un volumen equivalente al trasvasado desde la Cabecera del Tajo, que se ha estimado en 924 GWh/año, es de 201 ktCO₂-eq. Esta cantidad representa un incremento del 0,36% del conjunto de emisiones a nivel nacional por generación de energía eléctrica.

Conviene señalar que el incremento de emisiones así estimado se materializará por completo si la fuente de suministro de energía es el sistema eléctrico general. Si se plantean plantas de generación renovables específicas para atender las desalinizadoras, por ejemplo, con energía fotovoltaica, las emisiones se incrementarían en una cuantía menor. No obstante, con las tecnologías actualmente disponibles, con plantas de generación renovable dedicadas a las desalinizadoras el suministro máximo que puede garantizarse es de entre la tercera parte y la mitad del total, de manera que el resto debe suministrarse desde la red eléctrica general. Ello es debido a la limitada capacidad de almacenamiento de energía de las tecnologías disponibles. Por tanto, teniendo en cuenta las elevadas potencias de las desalinizadoras necesarias no es posible contar con un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro continuo fuera de las horas de funcionamiento. Por lo tanto, como mínimo el porcentaje de emisiones a nivel nacional por generación de energía eléctrica se incrementará entre el 0,18% y el 0,24%.

7 RESUMEN Y CONSIDERACIONES ADICIONALES

En el presente trabajo se ha estimado el balance entre la energía que podría producirse en la cuenca del Tajo por el volumen derivado por el ATS y la energía que sería necesario consumir para obtener el mismo volumen mediante desalinización en destino. Desde el punto de vista nacional, se dispone así de una primera aproximación a la pérdida energética asociada a la sustitución del volumen trasvasado por volumen desalinizado, o lo que es lo mismo, al incremento de generación necesario asociado a dicha sustitución. El volumen considerado es el medio trasvasado en origen en el período 1980/81- 2020/21, que es de 332 hm³.

La estimación de la energía producible en la cuenca del Tajo por el volumen trasvasado es una cota máxima de la misma, puesto que se ha supuesto que todo el volumen trasvasado puede turbinarse en todas las centrales existentes aguas debajo de la presa de Bolarque, incluidas los fluyentes. La energía producible así estimada es de 303 GWh/año, lo que supone el 13% de la producción media en la cuenca del Tajo en el período 2013-2019 de las centrales mayores de 10 MW. La energía estimada para obtener a pie de planta un volumen desalinizado equivalente al medio trasvasado se ha estimado en un mínimo de 1.227 GWh/año a partir de referencias bibliográficas basadas en análisis de datos reales de consumos energéticos de plantas en explotación. Esto supone que la energía necesaria es al menos cuatro veces superior a la energía que se generaría en la cuenca del Tajo por el volumen trasvasado.

El balance energético arroja un déficit mínimo de 924 GWh/año, que supone un 0,36% de la generación media del sistema eléctrico peninsular en el período 2014-2020. Esta sería la energía adicional mínima a generar por el sistema eléctrico para sustituir el volumen trasvasado por volumen desalinizado.

La generación de esta energía adicional, si se asigna íntegramente al sistema eléctrico nacional, supondría un incremento de las emisiones de gases con efecto invernadero del 0,36% respecto a la media 2014-2020. Dicho incremento de emisiones podría reducirse, pero no evitarse por completo, disponiendo plantas de generación renovable (por ejemplo, fotovoltaica) dedicadas a las plantas desalinizadoras. En este caso, solo es posible, debido fundamentalmente a la limitación de los sistemas de almacenamiento, suministrar entre la tercera parte y la mitad del consumo de la desalinizadora, debiendo ser atendido el resto desde la red general.

En conclusión, la sustitución del volumen trasvasado desde la Cabecera del Tajo por volumen desalinizado no supone un incremento de generación sustancial para la cuenca cedente, como máximo del orden del 10%. Este incremento de producción es inferior a la energía necesaria para desalinizar, a pie de planta un volumen equivalente al trasvasado. Se requiere la generación adicional del orden de 1 GWh/año, lo que supone aproximadamente un incremento de la necesidad de generación de energía del 0,36% a nivel nacional (período 2014-2020) y un incremento equivalente de las emisiones de gases de efecto invernadero atribuibles a la generación de energía a nivel nacional, salvo que la generación se materialice mediante plantas de generación renovable dedicadas a la desalinización. En este caso, el incremento de emisiones podría ser menor, entre un 0,18% y un 0,24%.

Como cuestiones complementarias relativas al consumo energético conviene destacar que para las aguas trasvasadas, el consumo energético total (kWh/m³) a lo largo de la red principal de transporte entre el embalse de Bolarque y las derivaciones de los canales del Postrasvase es el correspondiente a las siguientes elevaciones:

- Altomira y Bujeda, en el origen del ATS, que afectan a todo el volumen trasvasado. El equivalente energético de estas dos elevaciones es de 1,15 kWh/m³ aproximadamente.

- Bombes del canal principal de la margen derecha del Postrasvase: Ojós y Alhama. El bombeo de Ojós, que afecta a todo el volumen derivado por el canal de la margen derecha del Postrasvase, tiene un equivalente energético del orden de $0,5 \text{ kWh/m}^3$ y el de Alhama, que solo afecta a una parte del volumen derivado por el Canal principal del Postrasvase margen derecha, de $0,4 \text{ kWh/m}^3$.
- Bombes del canal principal de la margen izquierda del Postrasvase: bombeo al embalse de Crevillente en cola del canal de Crevillente, que solo afecta a un parte reducida del volumen derivado por el Canal principal de la margen izquierda y la impulsión de Fuente Álamo, en cola del Canal del Campo de Cartagena, que igualmente solo afecta a un parte reducida del volumen derivado por el Canal principal de la margen izquierda del Postrasvase. La impulsión de Crevillente tiene un equivalente de $0,09 \text{ kWh/m}^3$ y la de Fuente Álamo, un equivalente máximo de $0,37 \text{ kWh/m}^3$.

La suma de los equivalentes energéticos de Altomira y Bujeda podría asimilarse a un consumo energético en origen que afecta a todo el volumen trasvasado, mientras que los restantes corresponderían a otros bombeos intermedios, también en la red de distribución principal que solo afectan a parte del volumen trasvasado.

Asimismo, todo el volumen trasvasado hacia el Segura puede ser turbinado en los tres saltos correspondientes a las tres rápidas del Fontanar, previas a la entrega al embalse del Talave, cuyo equivalente energético es del orden de $0,27 \text{ kWh/m}^3$. No se tendrá en cuenta este beneficio en las estimaciones siguientes para quedar del lado de la seguridad.

El volumen desalinizado, con independencia de la planta en la que se genere, tendrá un consumo energético a pie de planta estimado en $3,7 \text{ kWh/m}^3$. Desde la planta en la que haya sido producido, es necesario incurrir en nuevos consumos en los bombeos que formen parte de la red de transporte principal bien directamente hasta las derivaciones a los puntos de demanda, al igual que sucedía con las aguas trasvasadas a lo largo del Postrasvase, o bien hasta conectar con las conducciones del Postrasvase. A título ilustrativo exclusivamente, se detallan los equivalentes energéticos de los bombeos necesarios en las tres grandes desalinizadoras de la zona, Torrevieja, Valdelentisco y Águilas, como primer paso para la distribución de los caudales producidos.

Para distribuir la mayor parte del volumen producido en la desalinizadora de Águilas es necesario o bien alcanzar la balsa de Cerro Colorado, lo que supone un equivalente energético del orden de $1,2 \text{ kWh/m}^3$ o de Salinares, con un equivalente de $0,8 \text{ kWh/m}^3$. Para distribuir la mayor parte del volumen generado en Valdelentisco es necesario alcanzar la balsa de La Pernerá, mediante un bombeo cuyo equivalente es de 1 kWh/m^3 aproximadamente. Para distribuir el volumen producido en Torrevieja es necesario un bombeo de $0,75 \text{ kWh/m}^3$. Puede apreciarse, por tanto, que los equivalentes energéticos de los bombeos, y por tanto el consumo de energía, a lo largo de la red de transporte son claramente superiores para las aguas desalinizadas que para las aguas trasvasadas.

Igualmente, los equivalentes energéticos en origen, comunes a todas las aguas trasvasadas, es decir, suma del equivalente de Altomira y Bujeda ($1,15 \text{ kWh/m}^3$), o a todas las desalinizadas a pie de planta ($3,7 \text{ kWh/m}^3$), también son claramente inferiores para las aguas trasvasadas. En este caso sí puede efectuarse una comparación directa, que resulta en un consumo adicional del orden de $2,5 \text{ kWh/m}^3$ para la desalinización. Para los bombeos a lo largo de la red principal de transporte no es posible efectuar una comparación directa, puesto que se desconocen los volúmenes que serán elevados en cada bombeo. En cualquier caso, como se ha indicado, los equivalentes de la red de transporte de aguas desalinizadas son notablemente mayores que los de aguas trasvasadas.

A efectos de los usuarios, para traducir esta diferencia en términos económicos, puede establecerse una horquilla para el precio final medio del mercado libre de producción entre la

media de los últimos cinco años, 2016-2020, (0,0534 €/kWh) representativa de la situación previa a la coyuntura actual de precios muy elevados y el precio final medio del mercado libre de producción de noviembre de 2021 (0,2035 €/kWh), representativo de la situación coyuntural actual, que constituiría el límite superior. Sin tener en cuenta otras componentes del coste de la energía de mucha menor relevancia, como las tarifas de acceso, el incremento del coste asociado al incremento del consumo energético en origen exclusivamente oscilaría, como orden de magnitud, entre 0,13 €/m³ y 0,51 €/m³.