



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

# **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

## **TRABAJO FIN DE MÁSTER**

### **MODELADO DE UN PROCESO DE ALMACENAMIENTO ESTACIONAL DE ENERGIA A TRAVÉS DE LA CONVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE REGULACIÓN EN UNA CENTRAL CON ALMACENAMIENTO POR BOMBEO**

Autor: Alba Pilar Pérez Alonso  
Tutor: Dra. Miriam Reyes Serrano

Valladolid, Septiembre, 2021



## **RESUMEN**

El incremento del uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica ha supuesto el desarrollo de sistemas de almacenamiento, los cuales permiten contrarrestar la variabilidad de dichas energías renovables, almacenando la energía cuando hay excedentes y aportando energía a la red cuando la generación no cubre la demanda. Uno de estos sistemas es el almacenamiento hidráulico por bombeo, el cual permite almacenar la energía de forma estacional.

En el presente Trabajo de Fin de Máster se estudia, mediante un modelo realizado en lenguaje Python, cómo influye en el almacenamiento estacional de una central hidráulica de regulación, la transformación de la misma en una central de almacenamiento por bombeo, al añadir un embalse inferior de menor capacidad. Se detallan los pasos seguidos en el desarrollo y ajuste del modelo, para finalmente simular una serie de casos supuestos con los que estudiar dicha influencia. A mayores se han comparado los beneficios económicos obtenidos en dichos supuestos con los de un caso real, para comprobar el funcionamiento del modelo.

## **PALABRAS CLAVE**

Almacenamiento hidráulico por bombeo; Almacenamiento de energía estacional; Central hidroeléctrica de regulación; Central hidroeléctrica con bombeo; Python.

## **ABSTRACT**

The increased use of renewable energies for electricity production has led to the development of storage systems, which make it possible to counteract the variability of these renewable energies, storing energy when there is a surplus and contributing energy to the grid when generation does not meet demand. One of these systems is pumped hydro storage, which allows energy to be stored seasonally.

This Master's thesis studies, by means of a Python model, how the transformation of a regulation hydroelectric power plant into a pumped storage power plant, by adding a lower reservoir with a smaller capacity, influences the seasonal storage of the plant. The steps followed in the development and adjustment of the model are detailed, to finally simulate a series of assumed cases with which to study this influence. In addition, the economic benefits obtained in these assumptions are compared with those of a real case, in order to check the performance of the model.

## **KEY WORDS**

Pumped Hydro Storage (PHS); Seasonal Energy Storage; Storage hydropower plant; Pumped storage hydropower plant; Python.



## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiera agradecer a Hannes la oportunidad de realizar unas prácticas Erasmus en Engie Laborelec, y su ayuda durante las mismas. A mi tutora Miriam, el gran apoyo que me ha dado en la realización de este TFM, pero, sobre todo, el animarme a no perder esta gran oportunidad.

A Sylvain y Elise, porque siempre se preocuparon de que me sintiese a gusto. A Clara, Dani, Henar y Andrea, mi familia en Bélgica. A mis padres y mi hermano, apoyo constante, incluso en la distancia, y, sobre todo, en la recta final.

A Marcos, gracias, por todo.



# CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Motivación y antecedentes .....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estructura .....	2
2. ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA POR BOMBEO.....	3
2.1. Definición, necesidad y tipos de almacenamiento de energía .....	3
2.2. Centrales hidroeléctricas y almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS) .....	6
3. MODELOS .....	11
3.1. Modelo Excel .....	15
3.2. Puesta a punto del modelo en lenguaje Python.....	25
4. RESULTADOS.....	51
5. CONCLUSIONES .....	67
5.1. Conclusiones generales.....	67
5.2. Conclusiones específicas .....	68
5.3. Líneas de futuro.....	69
6. REFERENCIAS.....	71
ANEXO.....	75



# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1. PORCENTAJE QUE REPRESENTAN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RESPECTO DE LA CAPACIDAD GLOBAL DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FUNCIONAMIENTO A FINALES DE 2020 [10].....	5
FIGURA 2.2. APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SEGÚN SU RATIO DE POTENCIA Y EL TIEMPO DE DESCARGA. ADAPTADO DE [4].....	5
FIGURA 2.3. CAPACIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA POR BOMBEO PURO [13].....	6
FIGURA 2.4. ESQUEMA DE UNA CENTRAL DE REGULACIÓN [17] .....	7
FIGURA 2.5. CENTRAL DE BOMBEO PURO EN CICLO ABIERTO (IZQUIERDA) Y EN CICLO CERRADO (DERECHA) [20].....	8
FIGURA 2.6. ESQUEMA DE UNA CENTRAL REVERSIBLE CON BOMBEO MIXTO [21].....	8
FIGURA 2.7. CURVA DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN DE CARGA DEL ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO POR BOMBEO. ADAPTADO DE [23]. .....	9
FIGURA 2.8. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO HIDROELÉCTRICO POR BOMBEO [24]. .....	10
FIGURA 3.1. DIAGRAMA DE LA SITUACIÓN DE LA QUE SE PARTE PARA REALIZAR EL ESTUDIO. ....	11
FIGURA 3.2. DIAGRAMA QUE SIGUEN LOS MODELOS IMPLEMENTADOS EN EXCEL Y PYTHON. ....	12
FIGURA 3.3. LOCALIZACIÓN DE LA ESTACIÓN DE AFORO DE DONDE SE HAN EXTRAÍDO LOS DATOS PARA SIMULAR EL CAUDAL DEL RÍO AGUAS ARRIBA QUE DESEMBOCA EN EL EMBALSE ( $Q_{IN}$ ). ADAPTADO DE[28].....	13
FIGURA 3.4. CAUDAL DEL RÍO AGUAS ARRIBA $Q_{IN}$ ( $M^3/S$ ), QUE SE VIERTE EN EL EMBALSE SUPERIOR CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	14
FIGURA 3.5. ESQUEMA Y CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL SALTO DE VILLARINO Y DEL EMBALSE DE LA ALMENDRA. ADAPTADO DE [31]. .....	19
FIGURA 3.6. (A) RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (ROJO) OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EXCEL, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. (B) ZOOM DE SIETE DE LOS DÍAS REPRESENTADOS EN LA GRÁFICA A).....	21
FIGURA 3.7. (A) CAUDAL TURBINADO DEL EMBALSE SUPERIOR AL INFERIOR (AZUL) Y CAUDAL BOMBEADO DEL EMBALSE INFERIOR AL SUPERIOR (ROJO) EN $M^3/S$ OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EXCEL, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. (B) ZOOM DE SIETE DE LOS DÍAS REPRESENTADOS EN LA GRÁFICA A) .....	22
FIGURA 3.8. (A) POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (ROJO) EN MW OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EXCEL, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. (B) ZOOM DE SIETE DE LOS DÍAS REPRESENTADOS EN LA GRÁFICA A).....	23
FIGURA 3.9. (A) CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (AZUL) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (ROJO) EN $M^3/S$ OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EXCEL, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. (B) ZOOM DE SIETE DE LOS DÍAS REPRESENTADOS EN LA GRÁFICA A).....	24
FIGURA 3.10. RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	26
FIGURA 3.11. CAUDAL TURBINADO DEL EMBALSE SUPERIOR AL INFERIOR (AZUL) Y CAUDAL BOMBEADO DEL EMBALSE INFERIOR AL SUPERIOR (NARANJA) EN $M^3/S$ OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	26
FIGURA 3.12. POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (NARANJA) EN MW OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	27
FIGURA 3.13. CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN $M^3/S$ OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	27
FIGURA 3.14. RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA PRIMERA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	29
FIGURA 3.15. POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (NARANJA) EN MW OBTENIDOS TRAS LA PRIMERA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	29
FIGURA 3.16. CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN $M^3/S$ OBTENIDOS TRAS LA PRIMERA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	30
FIGURA 3.17. PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA EN €/MWH, CADA HORA, DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ADAPTADO DE [45] .....	31
FIGURA 3.18. PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA EN €/MWH, CADA HORA, DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, EN ORDEN DECRECIENTE. ....	31

FIGURA 3.19. CASO 1: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	33
FIGURA 3.20. CASO 2: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	34
FIGURA 3.21. CASO 3: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	34
FIGURA 3.22. CASO 4: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	35
FIGURA 3.23. CASO 5: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	35
FIGURA 3.24. CASO 6: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	36
FIGURA 3.25. CASO 7: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	36
FIGURA 3.26. CASO 8: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	37
FIGURA 3.27. CASO 9: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	37
FIGURA 3.28. CASO 10: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA SEGUNDA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	38
FIGURA 3.29. VOLUMEN TOTAL TURBINADO Y BOMBEADO (HM <sup>3</sup> ) DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, PARA CADA UNO DE LOS CASOS, TRAS LA 2ª MODIFICACIÓN. ....	38
FIGURA 3.30. BENEFICIOS TOTALES OBTENIDOS MEDIANTE TURBINACIÓN (€), COSTE TOTAL QUE SUPONE EL BOMBEO (€) Y BALANCE (€) DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, PARA CADA UNO DE LOS CASOS, TRAS LA 2ª MODIFICACIÓN. ....	39
FIGURA 3.31. MEDIA DEL BENEFICIO OBTENIDO POR VOLUMEN TURBINADO (€/ HM <sup>3</sup> ) Y MEDIA DEL COSTE POR VOLUMEN BOMBEADO (€/ HM <sup>3</sup> ), PARA CADA UNO DE LOS CASOS, TRAS LA 2ª MODIFICACIÓN.....	39
FIGURA 3.32. MUESTRA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE 7 HORAS PARA EL CASO 7 COMO COMPROBACIÓN DEL VALOR NEGATIVO QUE TOMA EL VOLUMEN ALMACENADO EN EL EMBALSE SUPERIOR.....	40
FIGURA 3.33. MUESTRA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE 7 HORAS PARA EL CASO 7, TRAS LA IMPLEMENTACIÓN DE LA 3ª MODIFICACIÓN. ....	43
FIGURA 3.34. CASO 6: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA CUARTA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	44
FIGURA 3.35. CASO 7: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA CUARTA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	45
FIGURA 3.36. CASO 8: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL EN EL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) Y EN EL EMBALSE INFERIOR (NARANJA) OBTENIDOS TRAS LA CUARTA MODIFICACIÓN DEL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO.....	45
FIGURA 3.37. EVOLUCIÓN DEL AGUA EMBALSADA EN ESPAÑA DESDE MEDIADOS DEL AÑO 2019 HASTA MEDIADOS DEL AÑO 2021. ADAPTADO DE [47]. ....	46
FIGURA 3.38. CAUDAL DEL RÍO AGUAS ARRIBA (M3/s) INCREMENTADO CUATRO VECES, QUE SE VIERTEN EN EL EMBALSE SUPERIOR CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	47
FIGURA 3.39. CASO 2: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. ....	48
FIGURA 3.40. CASO 5: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. ....	48

FIGURA 3.41. CASO 6: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. .....	49
FIGURA 3.42. CASO 7: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. .....	49
FIGURA 3.43. CASO 8: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 70%. .....	50
FIGURA 4.1. MÍNIMO PRECIO A PARTIR DEL CUAL SE TURBINA Y MÁXIMO PRECIO A PARTIR DEL CUAL SE BOMBEA PARA CADA CASO DE ESTUDIO, UNA VEZ DETERMINADOS LOS PRECIOS DE TURBINACIÓN Y BOMBEO DETERMINADOS A PARTIR DEL EQUILIBRADO DEL EMBALSE SUPERIOR Y EL CRITERIO DE CORTE RESPECTIVAMENTE, A PARTIR DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA. ....	51
FIGURA 4.2. CASO 2: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 10%, A PARTIR DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA. ....	52
FIGURA 4.3. CASO 2: CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN M <sup>3</sup> /S, OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	53
FIGURA 4.4. CASO 2. POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) OBTENIDA MEDIANTE EL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	53
FIGURA 4.5. CASO 5: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 10%, A PARTIR DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA. ....	54
FIGURA 4.6. CASO 5: CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN M <sup>3</sup> /S, OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	55
FIGURA 4.7. CASO 5: POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (NARANJA) EN MW OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	55
FIGURA 4.8. CASO 6: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 10%, A PARTIR DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA. ....	56
FIGURA 4.9. CASO 6: CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN M <sup>3</sup> /S, OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	57
FIGURA 4.10. CASO 6: POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (NARANJA) EN MW OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	57
FIGURA 4.11. CASO 7: RATIO DE AGUA ALMACENADA FRENTE A LA CAPACIDAD TOTAL DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), OBTENIDOS TRAS LA 5ª MODIFICACIÓN, PARA UN VALOR INICIAL EN AMBOS DEL 10%, A PARTIR DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN BÉLGICA. ....	58
FIGURA 4.12. CASO 7: CAUDAL VERTIDO DEL EMBALSE SUPERIOR AL RÍO (NARANJA) Y DEL EMBALSE INFERIOR AL RÍO (AZUL) EN M <sup>3</sup> /S, OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	59
FIGURA 4.13. CASO 7: POTENCIA GENERADA MEDIANTE TURBINACIÓN (AZUL) Y POTENCIA REQUERIDA PARA EL BOMBEO (NARANJA) EN MW OBTENIDOS MEDIANTE EL MODELO EN LENGUAJE PYTHON, PARA CADA HORA DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO. ....	59
FIGURA 4.14. RESUMEN DE POTENCIAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS (MW) OBTENIDAS EN TURBINACIÓN Y BOMBEO EN CADA CASO DE ESTUDIO. ....	60
FIGURA 4.15. VOLUMEN TOTAL TURBINADO Y BOMBEADO (HM <sup>3</sup> ) DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, PARA CADA UNO DE LOS CASOS. ....	61
FIGURA 4.16. NÚMERO DE HORAS TEÓRICAS DE TURBINACIÓN Y BOMBEO, OBTENIDAS A PARTIR DEL MODELO, PARA CADA CASO DE ESTUDIO. ....	62
FIGURA 4.17. NÚMERO DE HORAS REALES DE TURBINACIÓN Y BOMBEO, OBTENIDAS A PARTIR DEL MODELO, PARA CADA CASO DE ESTUDIO. ....	62
FIGURA 4.18. INGRESOS TOTALES OBTENIDOS MEDIANTE TURBINACIÓN (M€) DEL EMBALSE SUPERIOR AL INFERIOR (AZUL) Y DEL INFERIOR AL RÍO (VERDE), COSTE TOTAL (M€) QUE SUPONE EL BOMBEO (ROJO) Y BENEFICIOS (M€) (MORADO) DURANTE EL PERÍODO DE ESTUDIO, PARA CADA UNO DE LOS CASOS. ....	63
FIGURA 4.19. MEDIA DEL BENEFICIO OBTENIDO POR VOLUMEN TURBINADO (K€/ HM <sup>3</sup> ) DEL EMBALSE SUPERIOR (AZUL) E INFERIOR (NARANJA), Y MEDIA DEL COSTE POR VOLUMEN BOMBEADO (K€/ HM <sup>3</sup> ) (MORADO), PARA CADA UNO DE LOS CASOS. ....	65
FIGURA A. 1. RESULTADOS OBTENIDOS CADA HORA DURANTE EL PRIMER DÍA DEL PERÍODO DE ESTUDIO, MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON. ....	77
FIGURA A. 2. RESULTADOS OBTENIDOS CADA HORA DURANTE EL ÚLTIMO DÍA DEL PERÍODO DE ESTUDIO, MEDIANTE EL MODELO INICIAL EN LENGUAJE PYTHON. ....	79
FIGURA A. 3. RESULTADOS OBTENIDOS CADA HORA DURANTE EL ÚLTIMO DÍA DEL PERÍODO DE ESTUDIO, MEDIANTE EL MODELO LENGUAJE PYTHON, TRAS LA PRIMERA MODIFICACIÓN. ....	80



# ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. TIPOS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DE SU PRINCIPIO FÍSICO DE FUNCIONAMIENTO. ADAPTADO DE [9].	4
TABLA 3.1. NOMENCLATURA Y DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS A DEFINIR POR EL USUARIO.	14
TABLA 3.2. NOMENCLATURA Y DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS OBTENIDOS A PARTIR DE LOS MODELOS, PARA CADA HORA, DURANTE UN AÑO.	15
TABLA 3.3. VALORES ELEGIDOS PARA LOS PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO.	18
TABLA 3.4. VALORES MEDIOS DEL RATIO DE EVAPORACIÓN PARA CADA ESTACIÓN DEL AÑO DURANTE EL PERÍODO DE 1985 AL 2011, MEDIDOS MEDIANTE ATMÓMETROS DE PICHÉ LOCALIZADOS EN 56 ESTACIONES DE MEDICIÓN DE ESPAÑA. ADAPTADA DE [43].	28
TABLA 3.5. VALORES DE LOS PARÁMETROS DE ENTRADA INTRODUCIDOS EN EL MODELO CONSTANTES EN TODOS LOS CASOS.	32
TABLA 3.6. VALORES DE LOS PARÁMETROS DE ENTRADA, VARIABLES PARA CADA CASO, INTRODUCIDOS EN EL MODELO.	32
TABLA 3.7. CAUDAL DE TURBINACIÓN ( $m^3/s$ ), N° DE HORAS DE TURBINACIÓN Y PRECIO DE LA ELECTRICIDAD (€/MWh) A PARTIR DEL CUAL SE TURBINA PARA EL CASO 6, EL CASO 7 Y EL CASO 8.	44
TABLA 3.8. PARÁMETROS DE ENTRADA MODIFICADOS TRAS DISMINUIR LA CAPACIDAD DEL EMBALSE SUPERIOR Y AUMENTAR EL CAUDAL DEL RÍO Y EL CAUDAL ECOLÓGICO.	47
TABLA 4.1. COMPARACIÓN DE LOS INGRESOS (M€), COSTES (M€) Y BENEFICIOS (M€) ENTRE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON BOMBEO DE CANELLES-SANTA ANA [21] Y LOS RESULTADOS Y PARÁMETROS DEL CASO 5.	64
TABLA 4.2. COMPARACIÓN DE LOS INGRESOS (M€), COSTES (M€) Y BENEFICIOS (M€) ENTRE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON BOMBEO DE CANELLES-SANTA ANA [21] Y LOS RESULTADOS Y PARÁMETROS DEL CASO 6.	64
TABLA 4.3. COMPARACIÓN DE LOS INGRESOS (M€), COSTES (M€) Y BENEFICIOS (M€) ENTRE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON BOMBEO DE CANELLES-SANTA ANA [21] Y LOS RESULTADOS Y PARÁMETROS DEL CASO 7.	64
TABLA A. 1. RESULTADOS OBTENIDOS CADA HORA DURANTE EL PRIMER DÍA DEL PERÍODO DE ESTUDIO, MEDIANTE EL MODELO EXCEL 76	
TABLA A. 2. RESULTADOS OBTENIDOS CADA HORA DURANTE EL ÚLTIMO DÍA DEL PERÍODO DE ESTUDIO, MEDIANTE EL MODELO EXCEL.	78



## NOMENCLATURA

$\%V_{T,L}$	Porcentaje inicial de agua almacenada en el embalse inferior
$\%V_{T,U}$	Porcentaje inicial de agua almacenada en el embalse superior
$A_L$	Altura que alcanza el agua almacenada en el embalse inferior
$A_U$	Área del embalse superior
CHD	Confederación Hidrográfica del Duero
$H_L$	Altura del agua almacenada en el embalse inferior
$H_U$	Altura del agua almacenada en el embalse superior
$P_{L-U}$	Potencia necesaria para bombear
$P_{U-L}$	Potencia obtenida mediante turbinación
$Q_{\text{envir}}$	Caudal ecológico del río
$Q_{\text{in}}$	Caudal del río aguas arriba que entra en el embalse superior
$Q_{L-U,\text{max}}$	Caudal máximo bombeado del embalse inferior al superior
$Q_{L-R}$	Caudal vertido desde el embalse inferior al río
$Q_{L-U}$	Caudal bombeado del embalse inferior al superior
$Q_R$	Caudal del río aguas abajo
$Q_{U-L}$	Caudal turbinado del embalse superior al inferior
$Q_{U-L,\text{max}}$	Caudal máximo turbinado del embalse superior al inferior
$Q_{U-R}$	Caudal vertido desde el embalse superior al río
SAIH	Sistema Automático de Información Hidrológica
$V_L$	Volumen de agua almacenado en el embalse inferior
$V_L / V_{T,L}$	Ratio volumen de agua embalsada en el embalse inferior respecto al volumen total de dicho embalse
$V_{T,L}$	Volumen total embalse inferior
$V_{T,U}$	Volumen total embalse superior
$V_U$	Volumen de agua almacenado en el embalse superior

$V_U / V_{T,U}$	Ratio volumen de agua almacenada en el embalse superior respecto al volumen total de dicho embalse
$\Delta H_{U-L}$	Altura neta entre el embalse superior y el embalse inferior
$\eta_P$	Rendimiento del conjunto de equipos destinados a bombear
$\eta_T$	Rendimiento del conjunto de equipos destinados a turbinar





# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Motivación y antecedentes

En los últimos años, la investigación y desarrollo en el uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica se ha visto incrementada ante la necesidad de reducir la huella de carbono, y con ello, frenar el cambio climático.

La problemática que surge como consecuencia del uso de energías renovables es su variabilidad, dando lugar a períodos con excedentes de energía, mientras que, en otros, la generación no es suficiente para cubrir la demanda.

Como solución al problema anterior, el desarrollo del almacenamiento de energía permitirá dotar de flexibilidad al sistema energético. Para ello, las instituciones están impulsando dicho desarrollo a través del uso de tecnologías de almacenamiento de energía.

Una de estas tecnologías es el almacenamiento hidráulico por bombeo, el cual permite almacenar la energía de forma estacional o a largo plazo, y que representa más del 94% de la capacidad de energía instalada [1]. Se prevé que su capacidad se incremente en un 7% a nivel mundial en el año 2030 [2].

Esto confirma el papel fundamental que representa esta tecnología para lograr un mayor control sobre el sistema energético. Por ello, este Trabajo de Fin de Máster estudia la influencia en almacenamiento de energía que trae consigo la modificación de una central hidroeléctrica de regulación en una central hidroeléctrica con almacenamiento hidráulico por bombeo.

Cabe destacar que el presente Trabajo Fin de Máster surge como resultado de la realización de Prácticas Erasmus en la compañía ENGIE Laborelec, situada en Linkebeek (Bélgica), dedicada a la investigación en energía eléctrica, desde su generación hasta su uso final, pasando por su distribución y almacenamiento [3]. Estas prácticas se han llevado a cabo en paralelo a la búsqueda, por parte de la compañía, de una definición consolidada de almacenamiento estacional.

## 1.2. Objetivos

El objetivo principal de este TFM consiste en estudiar el proceso de almacenamiento estacional de energía en centrales hidroeléctricas de regulación, añadiendo a las mismas un sistema de almacenamiento por bombeo con un embalse inferior de menor capacidad que el ya existente.

Esto se llevará a cabo mediante la creación de un modelo preliminar de dicho proceso de almacenamiento, el cual se aplicará en distintos supuestos para comprobar la viabilidad de la transformación de estas centrales, en términos de almacenamiento estacional. Se trata de un modelo sencillo basado en procesos simples, que da una primera aproximación de la realidad sin tener que recurrir a modelos complejos.

Partiendo de este objetivo principal, surgen los siguientes objetivos secundarios:

- Realización de un estudio del arte de las centrales hidroeléctricas de regulación y de las centrales hidroeléctricas con bombeo que permita contextualizar el ámbito de estudio.

- Comprobación de la viabilidad del lenguaje y del entorno de programación elegidos para realizar el modelo, en este caso Python y Spyder respectivamente.
- Comprobación del correcto funcionamiento del modelo, en términos del beneficio económico obtenido con la simulación de los casos supuestos.

### 1.3. Estructura

Para conseguir los objetivos detallados anteriormente, el presente trabajo se estructura en tres apartados. En el primero de ellos se muestra una visión general del almacenamiento de energía y de la necesidad de éste, comentando de forma breve los distintos tipos de almacenamiento estacional en función de su principio físico, y sus aplicaciones según su ratio de potencia y el tiempo de descarga. Se sigue con una explicación detallada de las centrales hidroeléctricas de regulación y de las centrales hidroeléctricas con almacenamiento por bombeo, haciendo especial hincapié en el almacenamiento hidráulico de energía por bombeo o PHS (Pumped Hydro Storage), el cual se detalla puesto que es el sistema de almacenamiento objeto de estudio de este trabajo.

En el siguiente apartado se detallan los modelos desarrollados para el estudio, un primer modelo inicial y básico en Excel, que da una idea inicial de cómo funciona la simulación, y partiendo de éste, un segundo modelo programado en lenguaje Python. En primer lugar, se describe el esquema que siguen ambos modelos, cuáles son los parámetros de entrada, las bases de datos empleadas en el desarrollo de los mismos y los parámetros que se obtienen. A continuación, se describe el modelo Excel, con las ecuaciones y condiciones implementadas, y los valores elegidos como parámetros de entrada, para finalmente dar los resultados obtenidos. Seguidamente, se detalla la puesta a punto del modelo desarrollado en lenguaje Python, comenzando con una breve explicación de lo que va a realizar dicho programa. Esta puesta a punto se divide en función de las modificaciones realizadas en el mismo para ajustarlo, partiendo del modelo inicial y comparando los resultados con los del modelo Excel para verificar que el código funciona correctamente. Se realizan cinco modificaciones, simulando distintos casos en cada una de ellas, en los que se varían los parámetros de entrada. A partir de los resultados que se obtienen en una modificación, se detallan los cambios que se realizan en el código de cara a la siguiente y se obtienen los nuevos resultados. Este proceso se repite hasta llegar a la quinta modificación.

En el tercer apartado, correspondiente al cuarto capítulo de este trabajo, se toma la última modificación como la definitiva y se procede a obtener resultados simulando una situación extrema, en la que los embalses del modelo se encuentran al mínimo de su capacidad, comparándolos con el caso en el que no existe almacenamiento hidráulico por bombeo. A partir de dichos resultados se estudia, mediante los resultados obtenidos con el modelo, cómo influye en la capacidad de almacenamiento de energía el hecho de modificar una central hidráulica de regulación en un central de almacenamiento hidráulico por bombeo. Se incluye también el análisis de los beneficios obtenidos en las simulaciones, comparándolos con los que se obtendrían en un caso real.

## **2. ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA POR BOMBEO**

### **2.1. Definición, necesidad y tipos de almacenamiento de energía**

El uso de energías renovables se ha incrementado en los últimos años de forma exponencial [4], presentando, en el año 2020, una capacidad de generación a nivel mundial de 2799GW según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency) [5].

El objetivo de este aumento en el uso de energías renovables consiste en reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, producidas por el uso de combustibles fósiles para la generación de energía [6].

El problema que presentan las energías renovables, como es el caso de la solar o la eólica, es que son variables a la hora de generar energía eléctrica, ya que funcionan de forma independiente de la demanda. Esta producción de energía de forma descentralizada trae consigo problemas de estabilidad de la carga de la red, por lo que se hace necesario el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, los cuales permiten liberar, durante las horas punta, energía a la red, y almacenarla durante las horas valle [7].

Por tanto, se define almacenamiento de energía, dentro del sistema eléctrico, como el “acto de diferir una cantidad de energía generada hasta el momento de su utilización, ya sea como energía final o convertida en otra fuente de energía” [8].

Según el principio físico de funcionamiento que presentan, estos sistemas de almacenamiento de energía se pueden clasificar en sistemas de almacenamiento eléctricos, termomecánicos, térmicos o químicos [9]. En la Tabla 2.1 se muestra esta clasificación.

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

Tabla 2.1. Tipos de sistemas de almacenamiento de energía en función de su principio físico de funcionamiento. Adaptado de [9].

<b>ELÉCTRICOS</b>	Almacenamiento de energía mediante supercapacitores (SCES: Supercapacitor Energy Storage)
	Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage)
<b>TERMOMECÁNICOS</b>	Almacenamiento hidráulico con bombeo (PHS: Pumped Hydro Storage)
	Almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES: Compressed Air Energy Storage)
	Almacenamiento de energía mediante volante de inercia (FES: Flywheel Energy Storage)
	Almacenamiento de energía mediante aire líquido (LAES: Liquid Air Energy Storage)
<b>TÉRMICOS</b>	Almacenamiento termoeléctrico
<b>QUÍMICOS</b>	Hidrógeno
	Metano
	Baterías

De acuerdo con las estadísticas de la base de datos mundial sobre proyectos de almacenamiento de energía de la Alianza del Almacenamiento de Energía de China, hacia finales del año 2020, la capacidad global de proyectos de almacenamiento de energía en funcionamiento ascendía a 191,1GW, lo que supone un aumento del 3,4% respecto al año anterior. El porcentaje que representa cada uno de los sistemas de almacenamiento respecto de dicha capacidad global en funcionamiento se muestra en la Figura 2.1 [10].

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

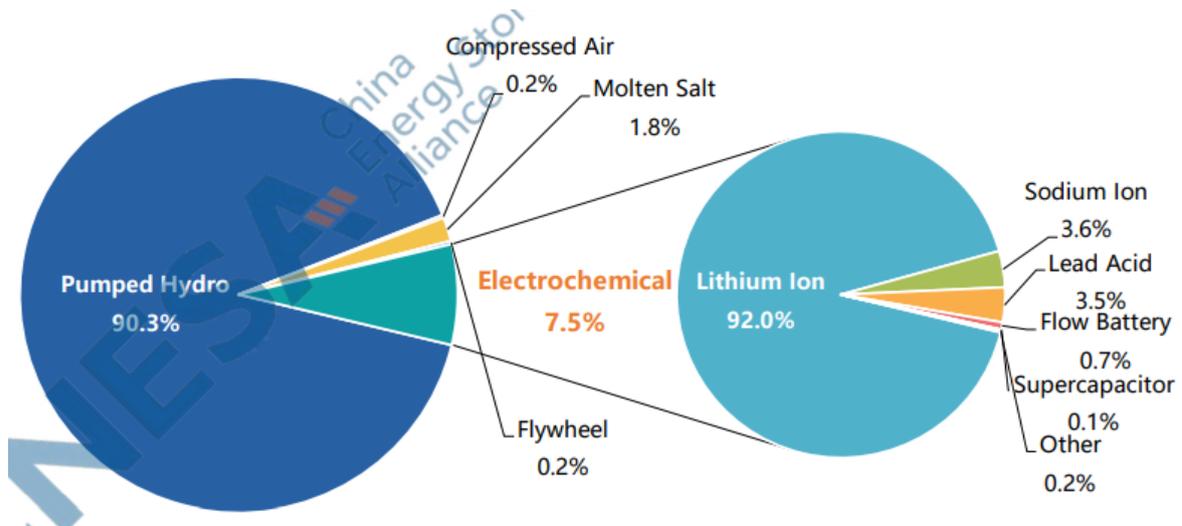


Figura 2.1. Porcentaje que representan los sistemas de almacenamiento de energía respecto de la capacidad global de proyectos de almacenamiento de energía en funcionamiento a finales de 2020 [10].

En la Figura 2.2 se muestran las aplicaciones de algunos de los sistemas mencionados en la Tabla 2.1, clasificados según su potencia (en escala logarítmica), pudiendo alcanzar los 1000MW, y según el tiempo de descarga, el cual varía desde los segundos hasta los días, llegando incluso a un tiempo de descarga que puede variar desde los segundos a los días [4], y en algunos casos a los meses [9]. Estas aplicaciones consisten en la mejora de la calidad de la potencia, con tiempos de operación inferiores al segundo y que aseguran la estabilidad de la potencia suministrada; los puentes de potencia para asegurar la continuidad del servicio en el caso de que se cambie de fuente de generación energética y que operan en intervalos de segundos a minutos; la gestión de la energía, es decir, desacoplar generación y consumo de energía eléctrica [11].

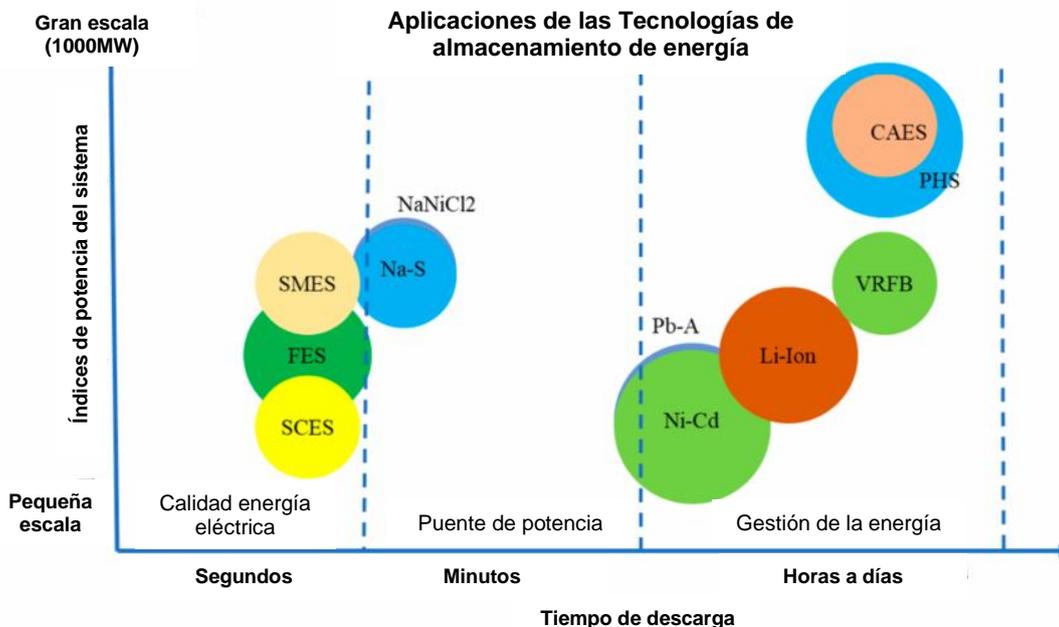


Figura 2.2. Aplicaciones de las Tecnologías de almacenamiento de energía según su ratio de potencia y el tiempo de descarga. Adaptado de [4].

Los últimos datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energías Renovables indican que, en relación a la capacidad de generación hidroeléctrica en el

año 2020, ésta alcanzó casi los 1.332GW, dentro de los cuales aproximadamente 121GW provienen de la capacidad de generación hidroeléctrica por bombeo pura [5]. En la Figura 2.3 se observa cómo desde el año 2010 hasta el año 2017 la capacidad de generación hidroeléctrica de bombeo pura ha crecido progresivamente, reduciendo dicha tendencia de crecimiento del año 2017 al 2020, por lo que prácticamente se ha mantenido constante a lo largo de éstos últimos cuatro años. Cabe destacar que esta tecnología produjo 114.480GWh en el año 2019 [12].

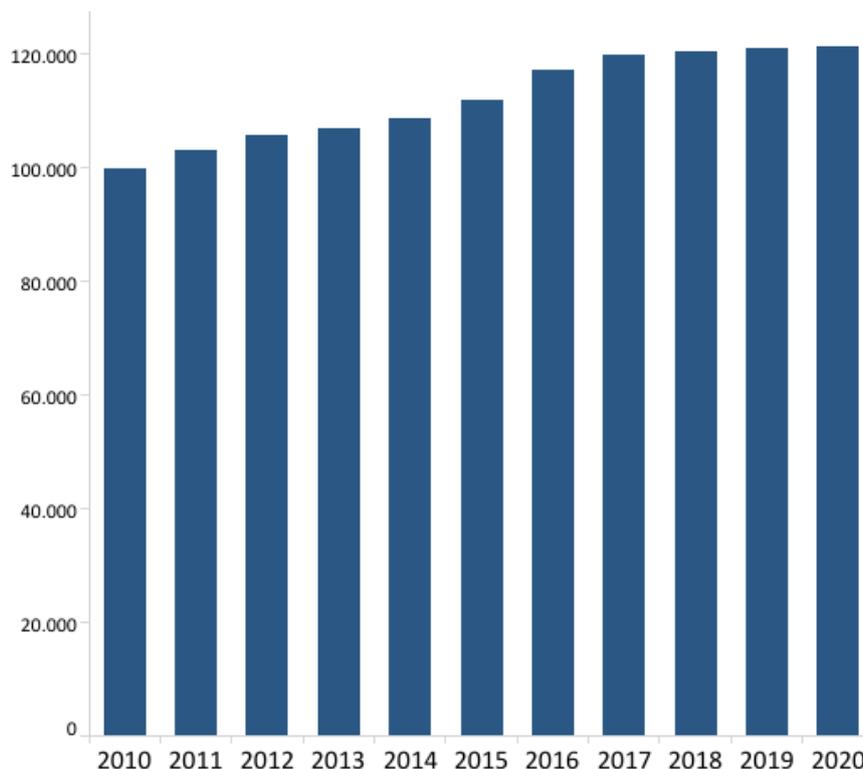


Figura 2.3. Capacidad de generación hidroeléctrica por bombeo puro [13].

## 2.2. Centrales hidroeléctricas y almacenamiento hidráulico por bombeo (PHS)

Antes de explicar el almacenamiento hidráulico por bombeo, es necesario hablar de las centrales hidroeléctricas y su clasificación. En primer lugar, se llama central a la construcción donde se encuentran los grupos de generación, y su función consiste en transformar la energía potencial que presenta una masa de agua en energía eléctrica al trasladarla entre dos puntos que se encuentran a distinta altura[14].

Por ello, en ellas se pueden diferenciar tres unidades: la unidad de generación, formada por la tubería que lleva el agua a la turbina y la turbina, la unidad de transformación y la unidad de salida.

La producción de potencia eléctrica por parte de estas centrales se calcula a partir de la Ec. 2.1, donde  $\rho$  es la densidad del agua,  $g$  es la gravedad,  $\Delta H$  la altura neta entre embalses,  $\eta$  es el rendimiento del conjunto de equipos y  $Q$  el caudal turbinado [15].

$$P(W) = \rho \cdot g \cdot \Delta H \cdot \eta \cdot Q$$

Ec. 2.1

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

La cantidad de energía producida por la central se calcula como la potencia que genera, por el tiempo de funcionamiento (Ec. 2.2) [15].

$$E(kWh) = P \cdot t = \rho \cdot g \cdot \Delta H \cdot \eta \cdot Q \cdot t \quad \text{Ec. 2.2}$$

En una central en la que varía la altura neta y el caudal, para calcular la potencia y la energía producidas se toman períodos de tiempo lo suficientemente pequeños como para considerar ambos parámetros constantes [16].

Podemos distinguir tres tipos de centrales atendiendo a su funcionalidad [14]:

- Centrales de agua fluyente:

Son aquellas cuyo funcionamiento a lo largo del año es continuo pero variable puesto que se adaptan en todo momento al régimen de caudales del río, sin alterarlo. Por ello, no presentan una capacidad significativa de almacenamiento, lo que hace que la energía producida no se puede adaptar a las necesidades de cobertura de la demanda eléctrica.

- Centrales de regulación:

Se trata de centrales en las que es posible almacenar el agua mediante un embalse situado aguas arriba de la central, lo que permite regular su funcionamiento, atendiendo así a las necesidades de gestión de la demanda. En función de la capacidad del embalse, la regulación puede ser estacional, anual o hiperanual. En la Figura 2.4 se muestran las distintas partes que componen una central de regulación. En una central de este tipo, la altura neta y el caudal varían con el tiempo.

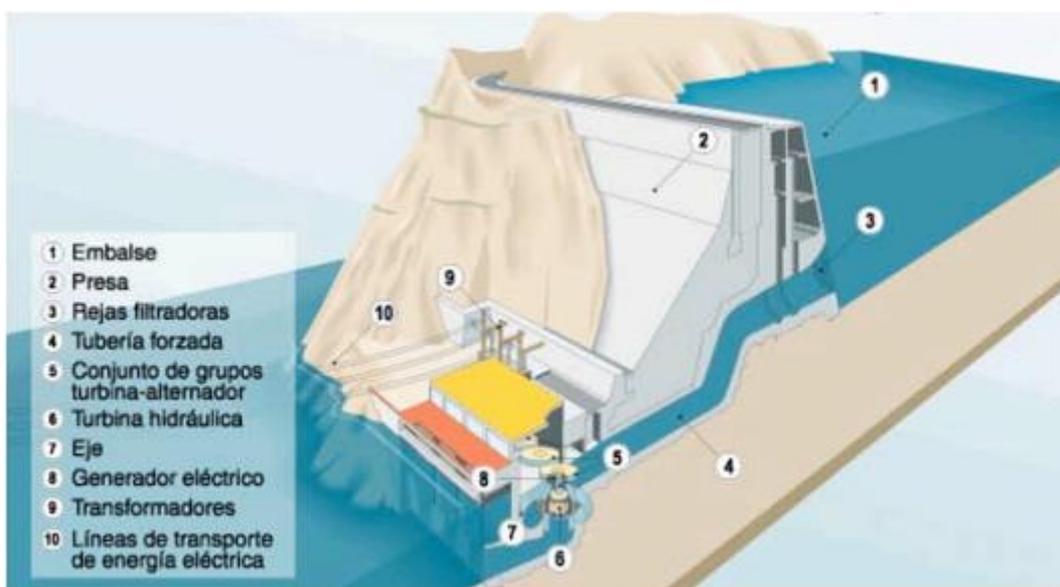


Figura 2.4. Esquema de una central de regulación [17]

- Centrales reversibles o de bombeo:

En este caso, además de generar energía, permiten acumular energía eléctrica mediante el bombeo de agua al embalse superior. Estas centrales a su vez se pueden clasificar en centrales de bombeo puro, o de bombeo mixto.

- Bombeo puro: son aquellas en las que es necesario bombear previamente al embalse superior puesto que la única aportación de agua que presenta dicho embalse proviene del agua bombeada [18].

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

A su vez, se pueden diferenciar en centrales de bombeo puro en ciclo abierto, en las que el embalse superior vierte el agua al río o al mar; o en ciclo cerrado, caracterizadas porque sus embalses están aislados de cualquier caudal natural de agua procedente de ríos o lagos [19] (Figura 2.5).

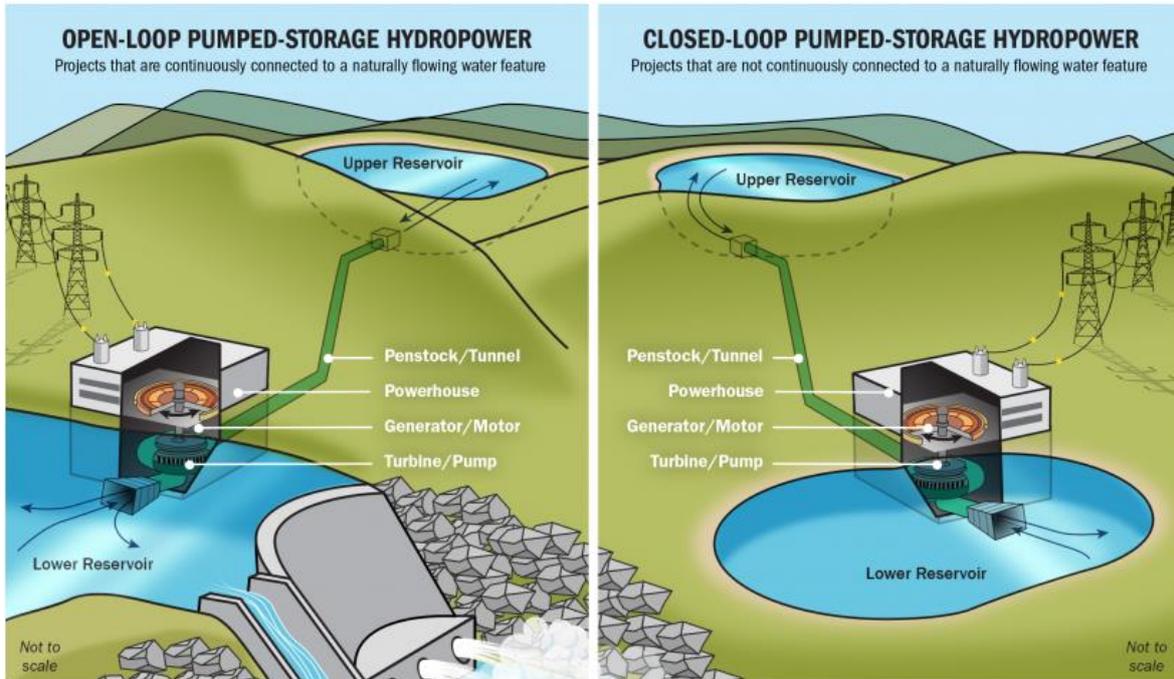


Figura 2.5. Central de bombeo puro en ciclo abierto (izquierda) y en ciclo cerrado (derecha) [20].

- Bombeo mixto: en las que se puede producir energía eléctrica sin necesidad de bombear previamente puesto que el río vierte su caudal al embalse superior, y continúa desde el embalse inferior. De esta forma, si hay excedentes de agua, la central funcionará como una central de regulación, y si es necesario almacenar energía, lo hará bombeando agua desde el embalse inferior al superior [18] (ver Figura 2.6).



Figura 2.6. Esquema de una central reversible con bombeo mixto [21].

Esta tecnología consiste en dos embalses situados a distinta altura, conectados bajo tierra mediante una sala de máquinas en la que se encuentra el equipo

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

turbina/generador. Por tanto, y aprovechando la energía potencial del agua situada en el embalse superior, ésta se turbinada hacia el embalse inferior produciendo energía durante las horas pico. Mientras que durante las horas valle, y puesto que el equipo turbina/generador puede trabajar de forma reversible, se bombea agua en sentido contrario, recuperando así parte de la energía almacenada [22] (Figura 2.8). Por tanto, las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo permiten modificar la curva de carga diaria al introducir una demanda artificial durante las horas valle, nivelando así dicha curva y evitando grandes variaciones de potencia (Figura 2.7), reduciendo así los costes [17].

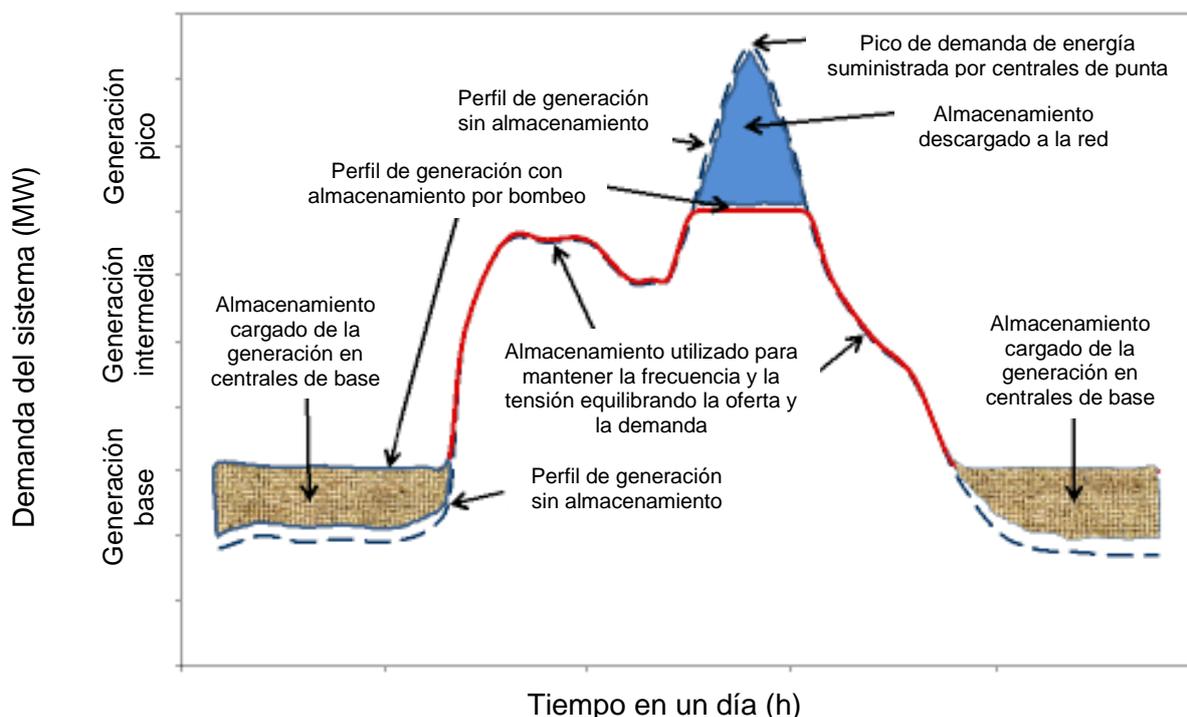


Figura 2.7. Curva de la demanda y generación de carga del almacenamiento hidráulico por bombeo. Adaptado de [23].

Esta tecnología está presente desde principios del siglo XX [17], con una eficiencia que varía entre el 70% y el 80% [22], una vida útil entre los 30 y los 50 años y bajos costes de operación y mantenimiento, además de ser fácilmente disponible [24].

## 2. Almacenamiento hidráulico por bombeo

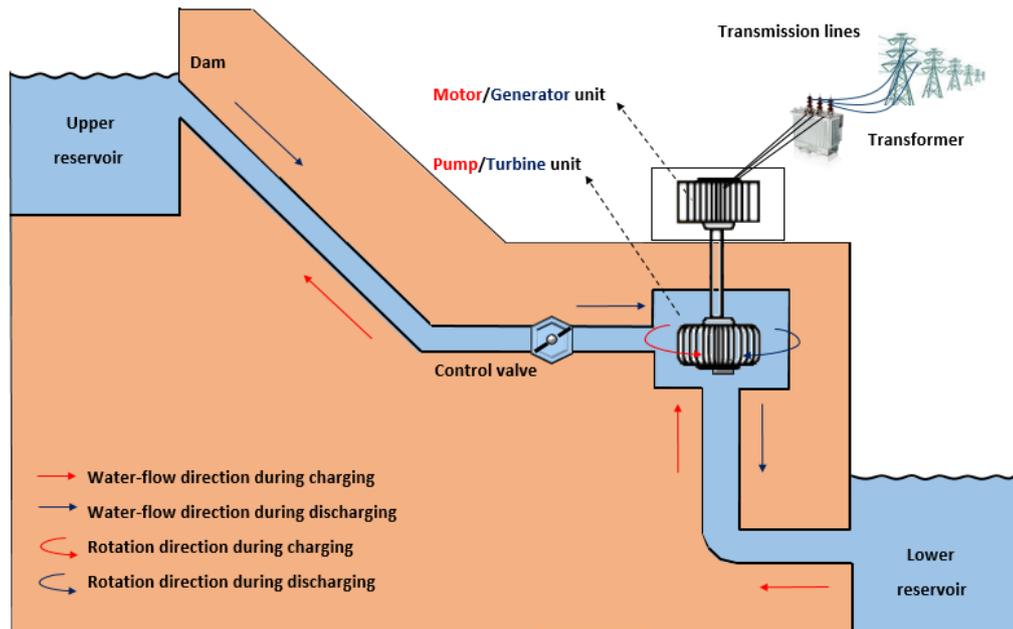


Figura 2.8. Principio de funcionamiento del almacenamiento hidroeléctrico por bombeo [24].

Podemos clasificar estos sistemas en función de su potencia nominal en grandes, pequeñas, micro y pico. A pesar de que no hay una definición oficial, se pueden considerar como grandes plantas aquellas cuya capacidad instalada varía desde los cientos de kW hasta más de 10MW. En el caso de las pequeñas hidroeléctricas, este rango se puede aproximar hasta los 10MW máximo. A nivel micro, estas plantas presentan una capacidad hasta los 100kW, y finalmente, para el caso de las centrales clasificadas como pico, su capacidad instalada es inferior a los 5kW [22].

Las desventajas que presenta este sistema de almacenamiento de energía son, por un lado, el hecho de que requiere unas condiciones de emplazamiento específicas, siendo la más importante la disponibilidad de lugares técnicamente adecuados con acceso al agua. Por otro lado, cabe mencionar el alto coste de capital y los problemas medioambientales [24].

### 3. MODELOS

Como ya se ha mencionado en la introducción, en este trabajo se han desarrollado dos modelos. Un primer modelo sencillo en Excel, y a partir de él, un modelo más complejo mediante lenguaje Python, y a través del software Spyder.

Partiendo de un escenario como el representado en la Figura 3.1, en el que la energía se genera mediante la turbinación del embalse al río, se añade un embalse inferior, como el representado en la Figura 3.2, para estudiar la mejora en el almacenamiento estacional, y a partir del cual se bombea hacia el embalse superior.

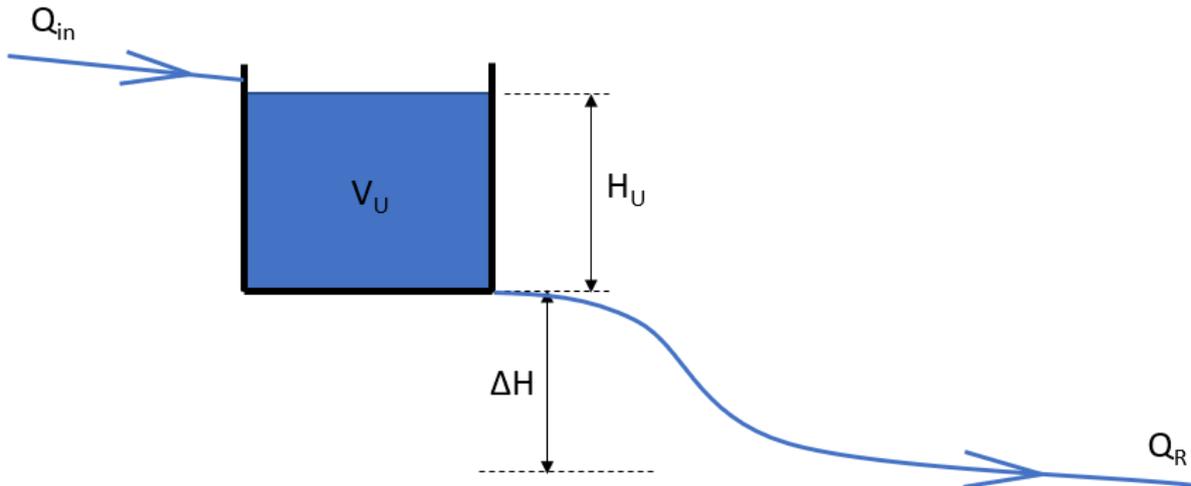


Figura 3.1. Diagrama de la situación de la que se parte para realizar el estudio.

Por tanto, ambos modelos desarrollados siguen el diagrama mostrado en la Figura 3.2, cuyos parámetros se describen a continuación:

- $V_U \equiv$  Volumen de agua almacenado en el embalse superior.
- $V_L \equiv$  Volumen de agua almacenado en el embalse inferior.
- $\Delta H_{U-L} \equiv$  Altura neta entre el embalse superior y el embalse inferior.
- $H_U \equiv$  Altura del agua almacenada en el embalse superior.
- $H_L \equiv$  Altura del agua almacenada en el embalse inferior.
- $Q_{in} \equiv$  Caudal del río aguas arriba que entra en el embalse superior.
- $Q_{U-L} \equiv$  Caudal turbinado del embalse superior al inferior.
- $Q_{L-U} \equiv$  Caudal bombeado del embalse inferior al superior.
- $Q_{U-R} \equiv$  Caudal vertido desde el embalse superior al río.
- $Q_{L-R} \equiv$  Caudal vertido desde el embalse inferior al río.
- $Q_R \equiv$  Caudal del río aguas abajo.

El diagrama muestra dos embalses a diferente altura. El embalse superior tiene una capacidad mayor que el inferior. El caudal del río aguas arriba ( $Q_{in}$ ) se vierte en el embalse superior. Por otro lado, desde el embalse superior se turbinado un caudal hacia el inferior ( $Q_{U-L}$ ) y en sentido contrario se bombea otro caudal ( $Q_{L-U}$ ). Finalmente, ambos embalses vierten agua ( $Q_{U-R}$  and  $Q_{L-R}$ ) al río aguas abajo ( $Q_R$ ).

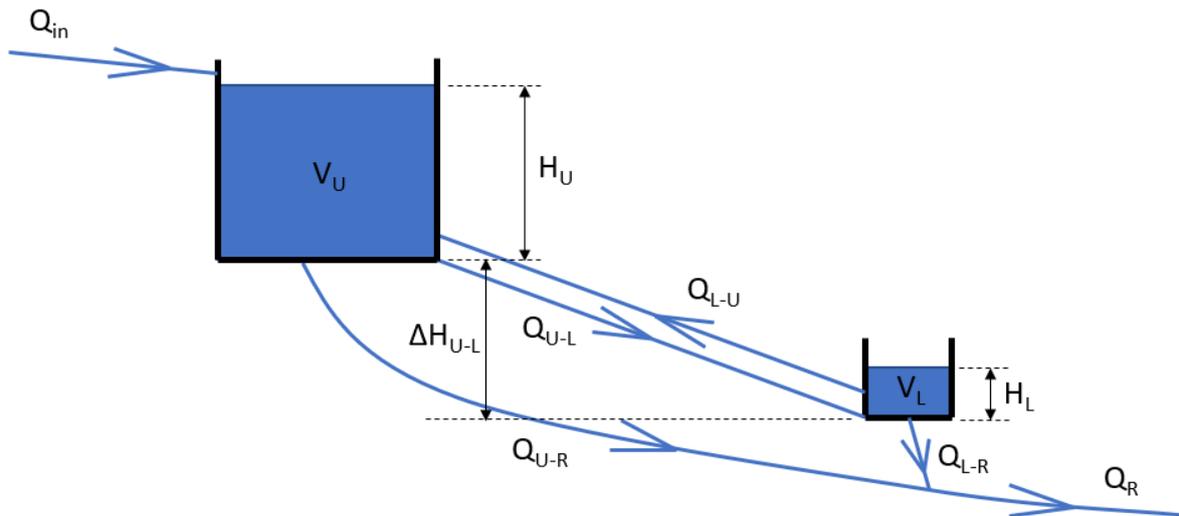


Figura 3.2. Diagrama que siguen los modelos implementados en Excel y Python.

Cabe destacar que a la hora de desarrollar tanto el modelo Excel como el modelo implementado en Python, se han seleccionado los parámetros de forma aproximada, asemejándolo a unos valores reales en términos de órdenes de magnitud. Por ello, como caudal del río aguas arriba que desemboca en el embalse superior ( $Q_{in}$ ) se ha tomado la base de datos de la estación de aforo localizada en Ledesma (Figura 3.3), municipio de Salamanca (España), perteneciente al Sistema Automático de Información Hidrológica (SAIH) de la Confederación Hidrográfica del Duero (CHD) [25]. Este caudal  $Q_{in}$  se ha representado en la Figura 3.4, en  $m^3/s$ , cada hora (eje x) durante el período de estudio, en este caso un año, desde octubre de 2019 hasta septiembre de 2020.

La razón de haber seleccionado dicha estación en concreto se basa, por un lado, en que los datos del caudal del río se registran cada hora, por lo que la precisión del modelo será mayor que si dichos datos fuesen registrados una vez al día, como ocurre en las estaciones de otras confederaciones hidrográficas [26]. Por otro lado, dicho río desemboca en un embalse (embalse de la Almendra), destinado a la generación de energía eléctrica, mediante el turbinado hacia el embalse situado a continuación (embalse de Aldeadávila) y el bombeo de nuevo al embalse de la Almendra, todo ello gracias a la central de Villarino [27].

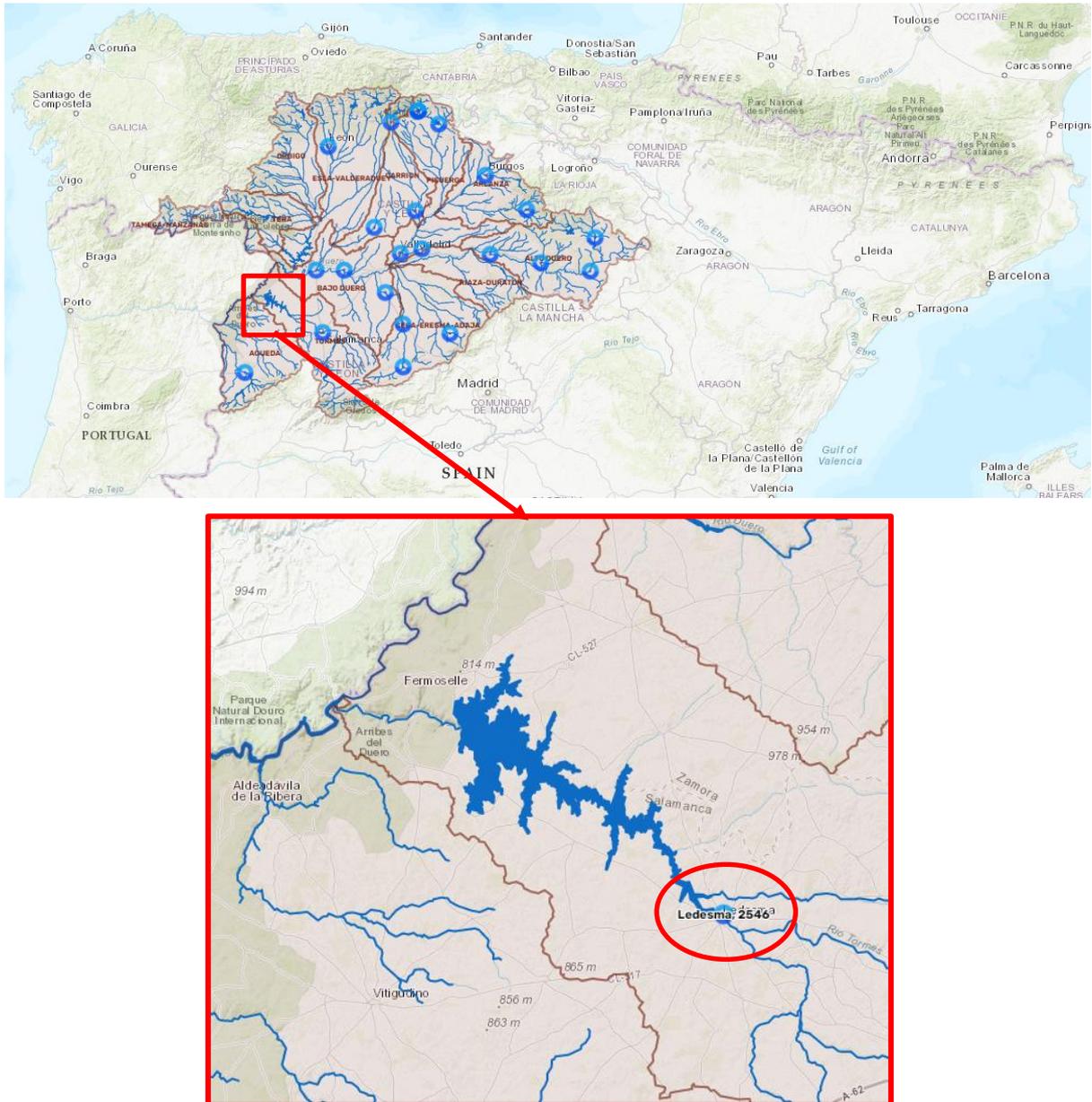


Figura 3.3. Localización de la estación de aforo de donde se han extraído los datos para simular el caudal del río aguas arriba que desemboca en el embalse ( $Q_{in}$ ). Adaptado de[28].

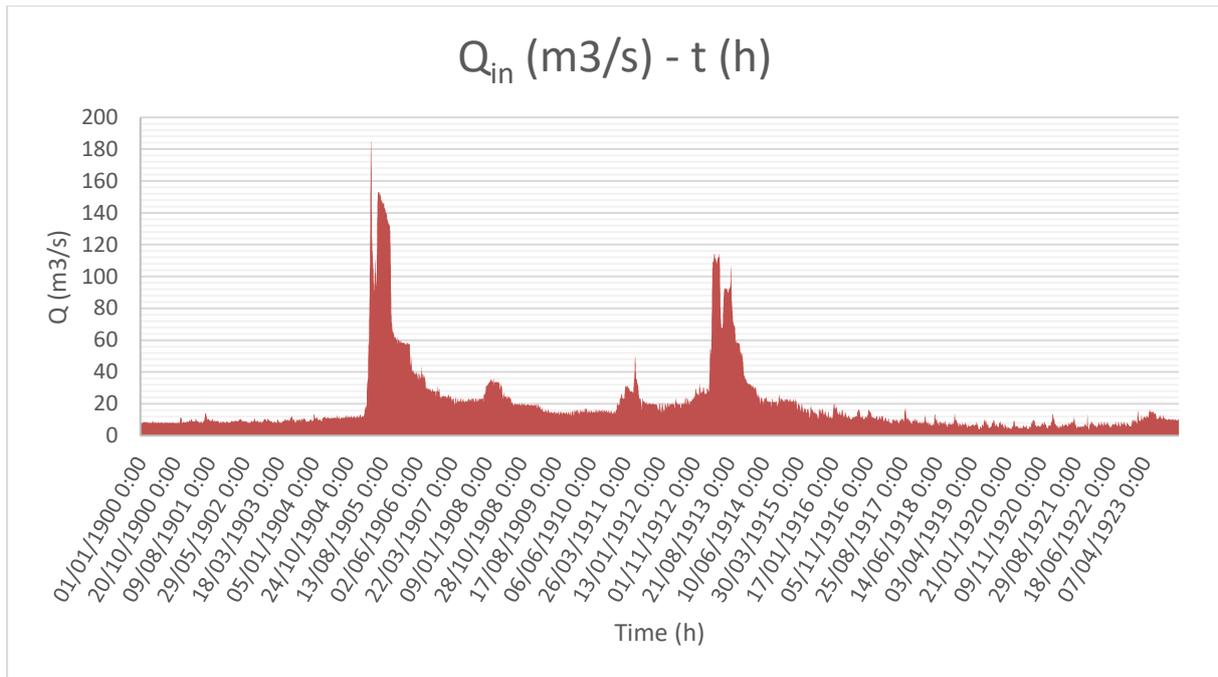


Figura 3.4. Caudal del río aguas arriba  $Q_{in}$  ( $m^3/s$ ), que se vierte en el embalse superior cada hora durante el período de estudio.

Ambos modelos trabajan de manera que el usuario introduce los parámetros de la Tabla 3.1, y a partir de ellos, y de las condiciones y ecuaciones establecidas, se obtienen los valores que toman los parámetros de la Tabla 3.2. Como ya se ha mencionado, el caudal del río aguas arriba que desemboca en el embalse ( $Q_{in}$ ) viene dado para cada hora, por lo que los valores obtenidos también son calculados de la misma forma. Éstos se representarán gráficamente para facilitar su estudio posterior.

Tabla 3.1. Nomenclatura y definición de los parámetros a definir por el usuario.

PARÁMETROS A DEFINIR POR EL USUARIO	
$V_{T,U}$	Volumen total embalse superior
$V_{T,L}$	Volumen total embalse inferior
$\%V_{T,U}$	Porcentaje inicial de agua almacenada en el embalse superior
$\%V_{T,L}$	Porcentaje inicial de agua almacenada en el embalse inferior
$\Delta H_{U-L}$	Altura entre el embalse superior y el inferior
$A_U$	Área del embalse superior
$A_L$	Altura que alcanza el agua almacenada en el embalse inferior
$Q_{envir}$	Caudal ecológico del río
$Q_{U-L,max}$	Caudal máximo turbinado del embalse superior al inferior
$Q_{L-U,max}$	Caudal máximo bombeado del embalse inferior al superior
$\eta_T$	Rendimiento del conjunto de equipos destinados a turbinar
$\eta_P$	Rendimiento del conjunto de equipos destinados a turbinar

Respecto al caudal ecológico, éste es definido por la RAE como “Caudal que contribuye a alcanzar el buen estado o buen potencial ecológico en los ríos o en las aguas de transición y mantiene, como mínimo, la vida piscícola que de manera natural habitaría o pudiera habitar en el río, así como su vegetación de ribera” [29].

Tabla 3.2. Nomenclatura y definición de los parámetros obtenidos a partir de los modelos, para cada hora, durante un año.

PARÁMETROS OBTENIDOS	
$Q_{U\_L}$	Caudal turbinado del embalse superior al inferior
$Q_{L\_U}$	Caudal bombeado del embalse inferior al superior
$Q_{U\_R}$	Caudal vertido desde el embalse superior al río
$Q_{L\_R}$	Caudal vertido desde el embalse inferior al río
$V_U$	Volumen de agua almacenado en el embalse superior
$V_L$	Volumen de agua almacenado en el embalse inferior
$V_U / V_{T,U}$	Ratio volumen de agua almacenada en el embalse superior respecto al volumen total de dicho embalse
$V_L / V_{T,L}$	Ratio volumen de agua embalsada en el embalse inferior respecto al volumen total de dicho embalse
$H_U$	Altura del agua almacenada en el embalse superior
$H_L$	Altura del agua almacenada en el embalse inferior
$P_{U-L}$	Potencia generada mediante turbinación
$P_{L-U}$	Potencia necesaria para bombear

A continuación, se describen ambos modelos de forma más detallada, explicando las hipótesis tomadas en cada uno de ellos, así como las condiciones y ecuaciones implementadas, los valores de los parámetros introducidos, y finalmente las gráficas con los valores obtenidos.

En el caso del modelo implementado mediante lenguaje Python, también se añadirán las hipótesis tomadas en cada modificación, las cuales permitirán afinarlo, las nuevas condiciones y ecuaciones establecidas para mejorar el modelo, además de los resultados obtenidos, representados también gráficamente, gracias a los cuales se han implantado dichas mejoras.

### 3.1. Modelo Excel

Para realizar el modelo en Excel, primeramente, se han determinado las horas durante las que se va a turbinar, y las horas durante las que se van a bombear, además del caudal en cada caso. Para ello se han tomado las siguientes hipótesis:

- Se han seleccionado doce horas de turbinado, de 8:00h a 20:00h, y seis horas de bombeo, de 00:00h a 06:00h.
- Se ha supuesto que la central del modelo trabaja siempre a máxima potencia, por lo que los caudales, tanto turbinados como bombeados, no varían. Por ello se ha tomado como valor máximo para cada caso, el valor elegido por el usuario,

identificándolos, tanto en las ecuaciones como en los modelos, como  $Q_{U-L,max}$  y  $Q_{L-U,max}$ .

- El rendimiento de los equipos destinados a turbinar y bombear no varía.
- El área de los embalses permanece constante con la altura.
- Los embalses pueden vaciarse por completo.

Las ecuaciones y condiciones que rigen el modelo se describen brevemente a continuación:

- $Q_{U-L}$ : Caudal turbinado del embalse superior al inferior.

En este caso, si el embalse superior tiene suficiente agua almacenada como para turbinar el máximo caudal elegido ( $Q_{U-L,max}$ ), el caudal turbinado del embalse superior al inferior ( $Q_{U-L}$ ) tomará dicho valor. Si esto no ocurre, tomará el valor 0.

$$\text{If} \left( V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} > (Q_{U-L,max} + Q_{envir}) \right) \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$Q_{U-L} = Q_{U-L,max} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\text{else } Q_{U-L} = 0 \quad \text{Ec. 3.3}$$

- $Q_{L-U}$ : Caudal bombeado del embalse inferior al superior.

Las condiciones implementadas en este caso son similares al anterior, la diferencia radica en que el embalse inferior debe tener suficiente agua almacenada para que el caudal bombeado del embalse inferior al superior ( $Q_{L-U}$ ) sea igual al caudal máximo bombeado elegido por el usuario ( $Q_{L-U,max}$ ). En caso contrario, el caudal tomará el valor 0.

$$\text{If} \left( V_{L,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} > Q_{L-U,max} \right) \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$Q_{L-U} = Q_{L-U,max} \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$\text{else } Q_{L-U} = 0 \quad \text{Ec. 3.6}$$

- $Q_{U-R}$ : Caudal vertido desde el embalse superior al río

Las condiciones impuestas para determinar el valor que toma este caudal se basan, en primer lugar, en el ratio del volumen de agua a almacenar en el embalse superior frente a la capacidad total del embalse, es decir, que haya un exceso de agua a almacenar. Por tanto, si éste es mayor o igual a 1, entonces el caudal vertido desde el embalse superior al río ( $Q_{U-R}$ ) tomará el valor de dicho exceso de agua desembalsado durante la hora de estudio.

En segundo lugar, si la condición anterior no se cumple, y si el caudal que vierte el embalse inferior al río es menor que el caudal ecológico ( $Q_{envir}$ ), entonces el caudal vertido del embalse superior al río ( $Q_{U-R}$ ) será la diferencia entre el caudal ecológico y el caudal vertido del embalse inferior al río.

Si finalmente ninguna de las dos condiciones anteriores se cumple, el caudal vertido desde el embalse superior al río tomará el valor 0.

$$\text{If } \left( \frac{V_{U,n-1} + (Q_{in} - Q_{U-L} + Q_{L-U}) \cdot \frac{3600}{10^6}}{V_{T,U}} \right) \geq 1 \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$Q_{U-R} = Q_{in} - Q_{U-L} - Q_{L-U} - (V_{T,U} - V_{U,n-1}) \cdot \frac{10^6}{3600} \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$\text{else if } (Q_{L-R} < Q_{envir}) \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$Q_{U-R} = Q_{envir} - Q_{L-R} \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$\text{else } Q_{U-R} = 0 \quad \text{Ec. 3.11}$$

- $Q_{L-R}$ : Caudal vertido desde el embalse inferior al río

Al igual que en el caso anterior, si el ratio de agua almacenada en el embalse inferior frente a la capacidad total del embalse es mayor que uno, es decir, si el volumen de agua que debe almacenar el embalse inferior es superior a su capacidad, el caudal vertido desde el embalse inferior al río es igual a desembalsar dicho exceso de agua. En caso contrario, dicho caudal será nulo.

$$\text{If } \left( \frac{V_{L,n-1} + (Q_{U-L} - Q_{L-U}) \cdot \frac{3600}{10^6}}{V_{T,L}} \right) \geq 1 \quad \text{Ec. 3.12}$$

$$Q_{L-R} = Q_{U-L} - Q_{L-U} - (V_{T,L} - V_{L,n-1}) \cdot \frac{10^6}{3600} \quad \text{Ec. 3.13}$$

$$\text{else } Q_{L-R} = 0 \quad \text{Ec. 3.14}$$

- $Q_R$ : Caudal del río aguas abajo

El caudal del río se calcula como la suma de los caudales vertidos desde ambos embalses al río (Ec. 3.15).

$$Q_R = Q_{U-R} + Q_{L-R} \quad \text{Ec. 3.15}$$

- $V_U$ : Volumen de agua almacenado en el embalse superior

El volumen de agua embalsada cada hora se calcula al final de dicha hora (Ec. 3.16), es decir, se calcula como el volumen final en la hora anterior ( $V_{U,n-1}$ ), más el volumen de agua que entra al embalse durante la hora actual, en este caso, el caudal que entra al embalse superior desde el río aguas arriba ( $Q_{in}$ ) y el caudal bombeado desde el embalse inferior al superior ( $Q_{L-U}$ ), menos el volumen de agua que se vierte

desde el embalse, es decir, el caudal turbinado del embalse superior al inferior ( $Q_{U-L}$ ) y el caudal desembalsado al río ( $Q_{U-R}$ ).

$$V_U = V_{U,n-1} + (Q_{in} - Q_{U-L} + Q_{L-U} - Q_{U-R}) \cdot \frac{3600}{10^6} \quad \text{Ec. 3.16}$$

- $V_L$ : Volumen de agua almacenado en el embalse inferior

En el caso del cálculo del volumen de agua almacenada en el embalse inferior cada hora (Ec. 3.17), el procedimiento es el mismo que el anterior, es decir, el volumen de agua almacenada en la hora anterior, más el caudal turbinado desde el embalse superior ( $Q_{U-L}$ ), menos el caudal bombeado desde el embalse inferior al superior ( $Q_{L-U}$ ) y el caudal desembalsado al río ( $Q_{L-R}$ ), todos ellos durante la hora de estudio.

$$V_L = V_{L,n-1} + (Q_{U-L} - Q_{L-U} - Q_{L-R}) \cdot \frac{3600}{10^6} \quad \text{Ec. 3.17}$$

- $P_{U-L}$ : Potencia generada mediante turbinación desde el embalse superior al inferior

La ecuación Ec. 3.18 rige el cálculo de la potencia obtenida al turbinar desde el embalse superior al inferior, en la cual se tiene en cuenta la altura del agua embalsada del embalse superior ( $H_U$ ) y del inferior ( $H_L$ ), además de la altura neta entre el embalse superior e inferior ( $\Delta H_{U-L}$ ). Cabe destacar que esta potencia será calculada para cada hora.

$$P_{Turb}(MW) = \frac{\rho \cdot g \cdot (\Delta H_{U-L} + H_U - H_L) \cdot \eta_T \cdot Q_{U-L}}{10^6} \quad \text{Ec. 3.18}$$

- $P_{L-U}$ : Potencia obtenida mediante bombeo desde el embalse inferior al superior.

A través de la Ec. 3.19 se calcula la potencia necesaria para bombear el caudal desde el embalse inferior al superior, en el que también se tiene en cuenta no sólo la altura neta entre ambos embalses ( $\Delta H_{U-L}$ ), sino la altura del agua almacenada en cada embalse ( $H_U$  y  $H_L$ ). Al igual que antes, se calculará esta potencia para cada hora.

$$P_{Pump}(MW) = \frac{\rho \cdot g \cdot (\Delta H_{U-L} + H_U - H_L) \cdot Q_{L-U}}{\eta_P \cdot 10^6} \quad \text{Ec. 3.19}$$

Una vez presentadas las ecuaciones que rigen el modelo, en la Tabla 3.3 se muestran los valores seleccionados para los parámetros de entrada:

Tabla 3.3. Valores elegidos para los parámetros de entrada del modelo.

$V_{T,U}$ (hm <sup>3</sup> )	8000	$A_U$ (hm <sup>2</sup> )	5000
$V_{T,L}$ (hm <sup>3</sup> )	10	$A_L$ (hm <sup>2</sup> )	100
% $V_{T,U}$	70	$Q_{U-L,max}$ (m <sup>3</sup> /s)	300
% $V_{T,L}$	70	$Q_{L-U,max}$ (m <sup>3</sup> /s)	350
$\Delta H_{U-L}$ (m)	200	$\eta_T$	0,90
$Q_{envir}$ (m <sup>3</sup> /s)	10	$\eta_P$	0,85

El volumen del embalse superior se ha elegido tomando como referencia respecto al orden de magnitud, el embalse de la Almendra (2648,7hm<sup>3</sup> [30]), puesto que en dicho embalse desemboca el río cuyo caudal se ha seleccionado para desarrollar el modelo [25]. En el caso del embalse inferior, éste se ha elegido para que sea dos órdenes de magnitud menor que el superior, de forma que sea notable que el embalse inferior es de menor tamaño que el superior.

Para la altura entre embalses, ésta se ha aproximado a la del salto de Villarino (Figura 3.5), siendo éste el salto entre el embalse de la Almendra y el río Duero. Se ha aproximado a 200m puesto que la diferencia de cotas entre el embalse y el río Duero es de 432m, y la altura de la presa es de 202m [30].



Figura 3.5. Esquema y características de la central hidroeléctrica del salto de Villarino y del embalse de la Almendra. Adaptado de [31].

En cuanto a la superficie, ésta se ha supuesto constante con respecto a la altura, por lo que se ha seleccionado de manera que la altura total del embalse sea de 160m, y la de embalse inferior de 10m.

El caudal ecológico se ha tomado como 10m<sup>3</sup>/s puesto que fijándonos en la Figura 3.4 el río que desemboca en el embalse tiene, durante gran parte del año, ése caudal aproximadamente.

Por último, y en relación a los rendimientos de la turbina y de la bomba, se han tomado como 90% y 85% respectivamente [32].

Los resultados obtenidos mediante este modelo preliminar en Excel se representan, para cada hora del periodo de tiempo elegido, de la Figura 3.6 a la Figura 3.9. Para

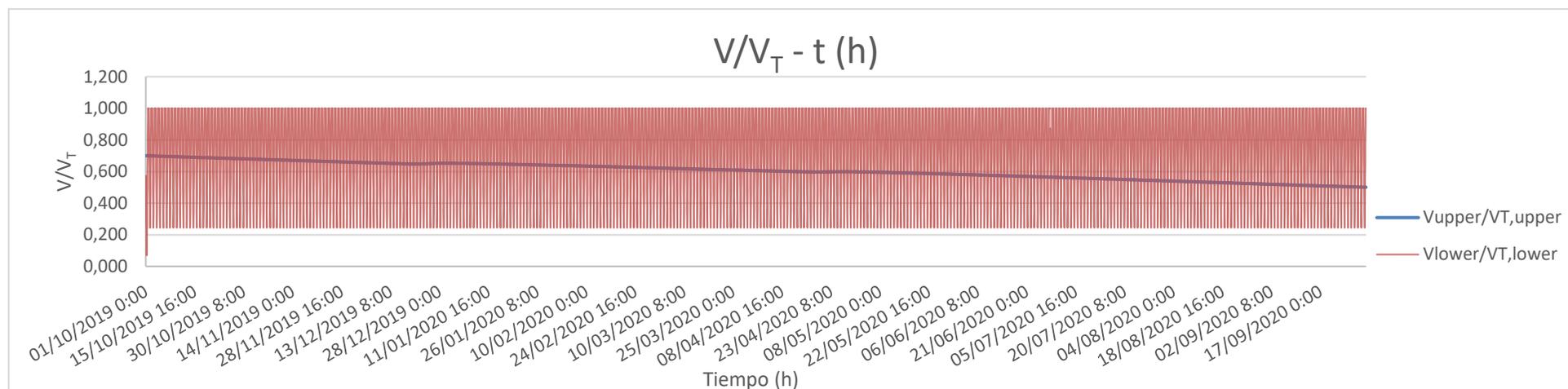
mayor claridad, en todas ellas se ha realizado un zoom a siete días dentro del período de estudio.

En la Figura 3.6 (a) se representa el ratio de agua embalsada con respecto al volumen total, tanto del embalse superior (azul) como del embalse inferior (rojo), cada hora (eje x) durante el período de estudio, y en la Figura 3.6 (b) se ha realizado un zoom a siete días de los 365 (del 26 de marzo al 2 de mayo) representados en la gráfica (a). Como se puede observar, el embalse inferior se llena y se vacía diariamente, siguiendo las condiciones impuestas, si bien es cierto que no llega a vaciarse del todo puesto que las horas de turbinación y bombeo son fijas. Por ello no se bombea por completo el volumen de agua almacenado en él. En cambio, como se turbinan mayor cantidad de agua que la que el embalse inferior puede almacenar, éste será vertido al río. Como consecuencia del vertido del exceso de agua del embalse inferior, se observa que el agua almacenada en el embalse superior durante el año representado disminuye progresivamente desde el 70% al 50%.

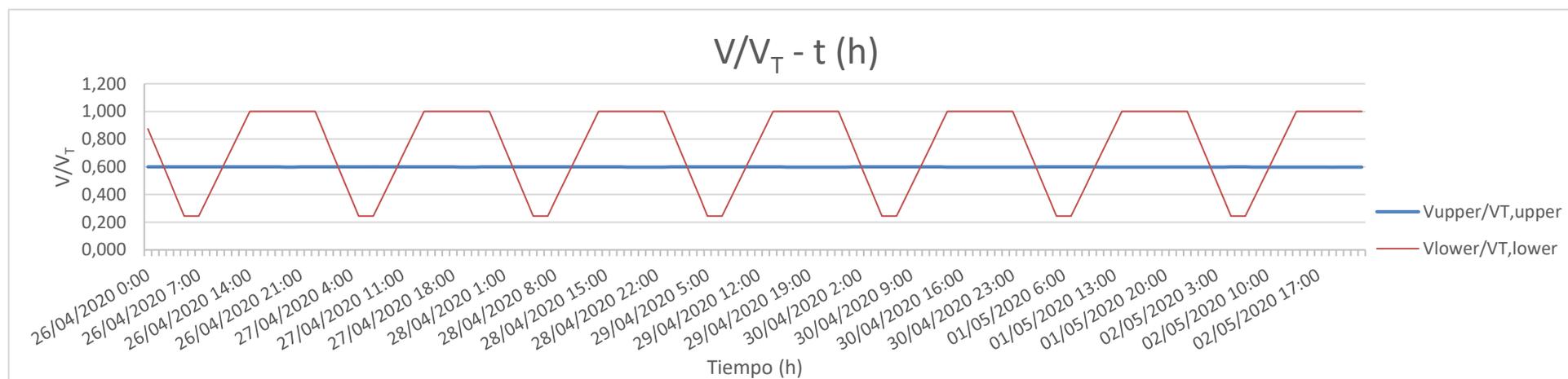
En la Figura 3.7 (a) se representa el caudal turbinado y bombeado entre los embalses superior e inferior ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) cada hora (eje x) durante el período de estudio, y en la Figura 3.7 (b) se muestra un zoom de los mismos siete días que en la figura anterior. Como se puede comprobar, el caudal turbinado y bombeado se mantiene constante en  $300\text{m}^3/\text{s}$  y  $350\text{m}^3/\text{s}$  durante 8 y 6 horas al día respectivamente.

En la Figura 3.8 (a) se representa la potencia generada durante la turbinación y la potencia requerida para bombear, cada hora (eje x) durante el período de estudio, y, por otro lado, en la Figura 3.8 (b) se realiza un zoom de los siete días seleccionados durante el período de estudio. En la primera de ellas se observa que ambas potencias van disminuyendo con el tiempo, desde aproximadamente 825MW a los 725MW, y desde 1250MW hasta casi los 1150MW, respectivamente. Esto es debido a que dependen de la altura del agua almacenada en ambos embalses, por ello, como la altura en el embalse superior es mayor que en el inferior, ésta influye más al calcular la potencia. Por tanto, si el nivel del agua en el embalse superior disminuye, también lo harán la potencia generada y requerida. Esto se aprecia mejor en la gráfica (b) de la Figura 3.8, en la cual, durante las horas de generación ésta disminuye puesto que se vacía el embalse superior, y en las horas de consumo, ésta aumenta puesto que se está devolviendo volumen de agua al embalse superior y la altura del volumen de agua en éste se incrementa.

Por último, en la Figura 3.9 (a), en la que se representa el caudal vertido por ambos embalses al río ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) cada hora (eje x) durante el período de estudio y en el zoom de los siete días representados en la Figura 3.9 (b), se observa que el caudal vertido del embalse inferior al río tiene lugar cuando éste supera su capacidad (cuatro horas de las ocho que se turbinan). En caso de que el embalse inferior no se desborde y no tenga que verter agua, el caudal ecológico se vierte desde el embalse superior ( $10\text{ m}^3/\text{s}$ ).

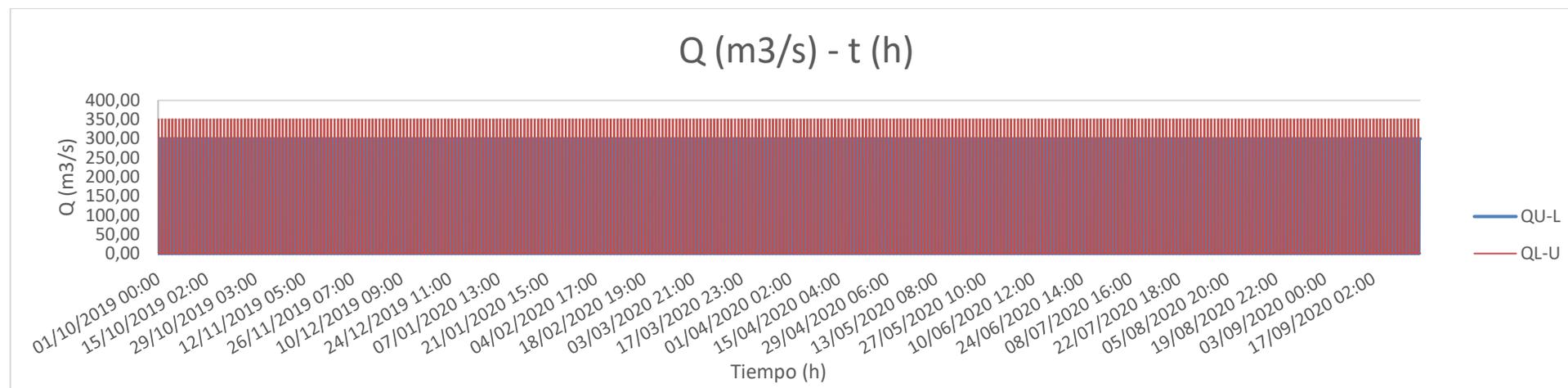


(a)

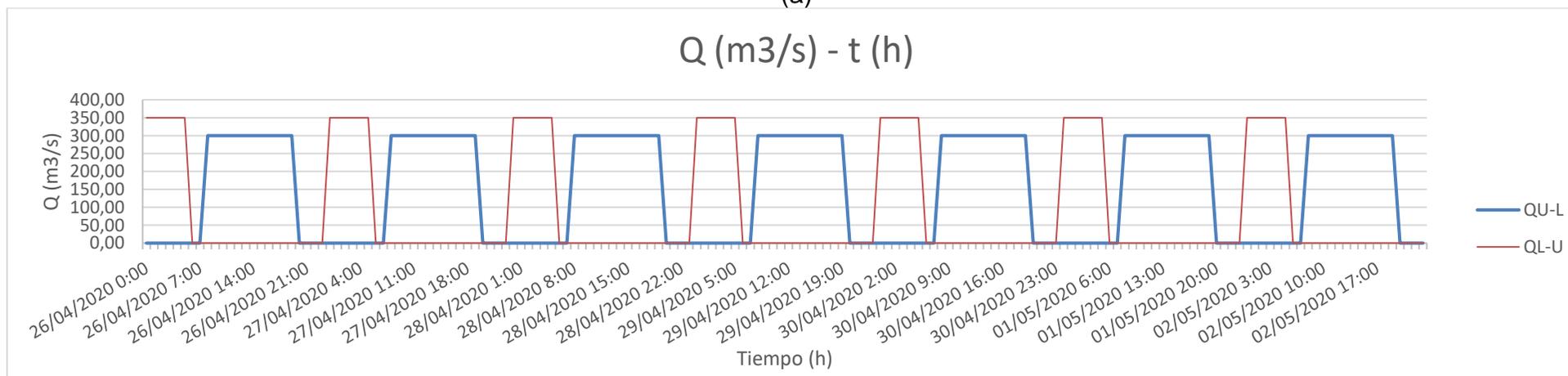


(b)

Figura 3.6. (a) Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (rojo) obtenidos mediante el modelo Excel, cada hora durante el período de estudio, para un valor inicial en ambos del 70%. (b) Zoom de siete de los días representados en la gráfica a)

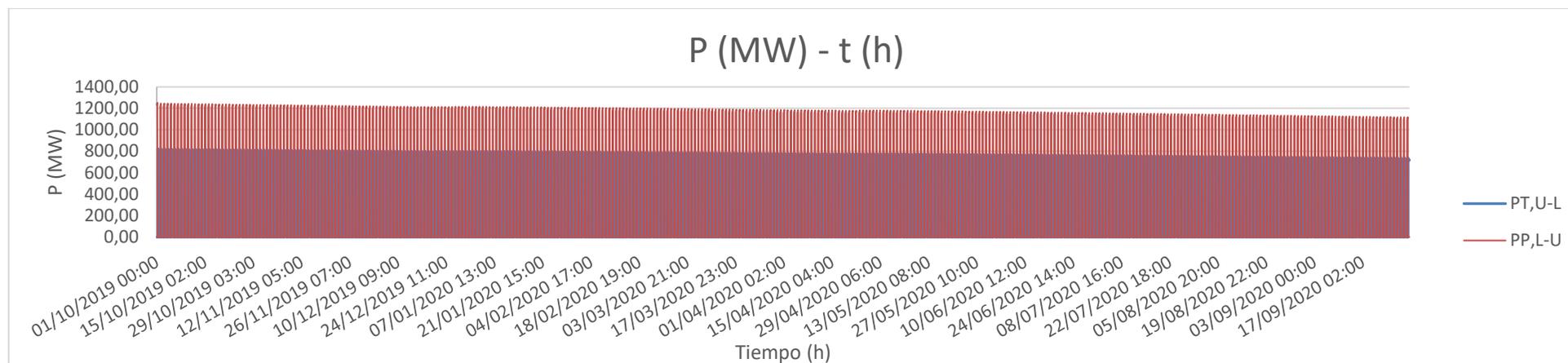


(a)

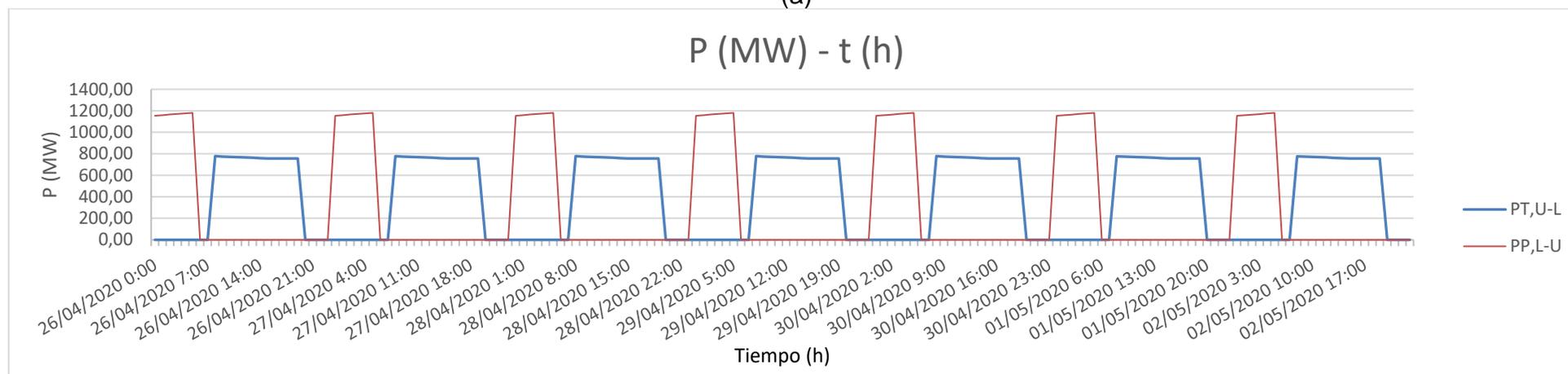


(b)

Figura 3.7. (a) Caudal turbinado del embalse superior al inferior (azul) y caudal bombeado del embalse inferior al superior (rojo) en m<sup>3</sup>/s obtenidos mediante el modelo Excel, cada hora durante el período de estudio. (b) Zoom de siete de los días representados en la gráfica a)

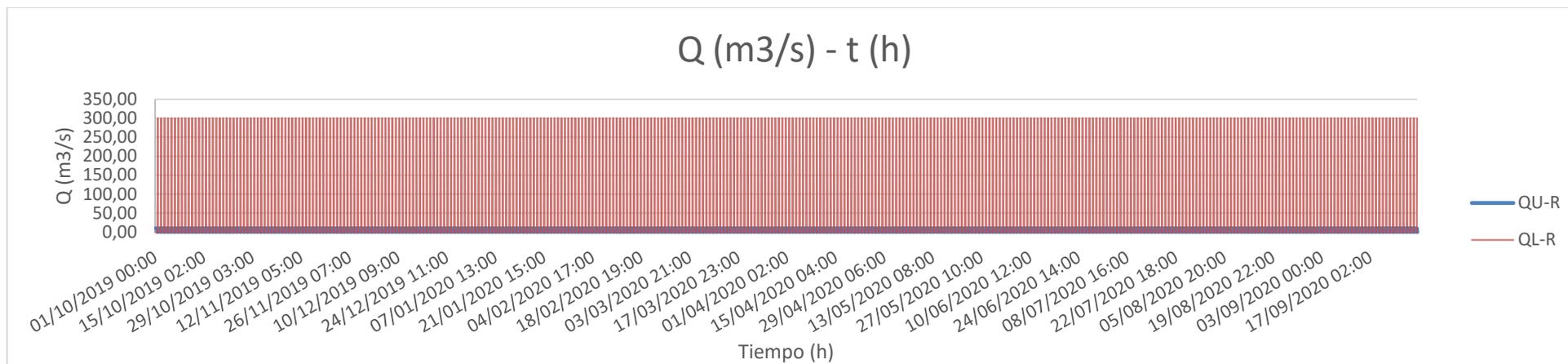


(a)

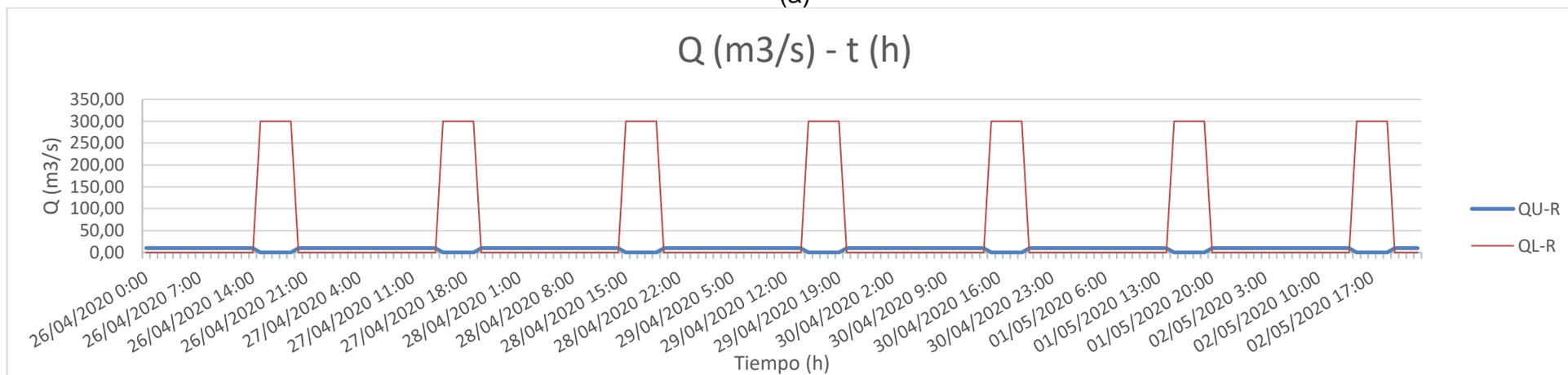


(b)

Figura 3.8. (a) Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (rojo) en MW obtenidos mediante el modelo Excel, cada hora durante el período de estudio. (b) Zoom de siete de los días representados en la gráfica a)



(a)



(b)

Figura 3.9. (a) Caudal vertido del embalse superior al río (azul) y del embalse inferior al río (rojo) en  $m^3/s$  obtenidos mediante el modelo Excel, cada hora durante el período de estudio. (b) Zoom de siete de los días representados en la gráfica a)

### 3.2. Puesta a punto del modelo en lenguaje Python

A continuación, se detallará, al igual que en el modelo preliminar realizado en Excel, los pasos seguidos para implementar en lenguaje Python y mediante el entorno Spyder [33], el modelo desarrollado, además de las mejoras realizadas en el mismo para conseguir que se ajuste más a la realidad.

Para ello se han consultado diferentes recursos web ([34], [35], [36], [37] [38], [39]) que han permitido el desarrollo del programa, el cual realiza lo siguiente:

- Pedir al usuario el nombre de los ficheros Excel del caudal del río aguas arriba que entra en el embalse, de los parámetros de entrada, Tabla 3.1 (previamente cumplimentado por el usuario) y del precio de la energía (este último tendrá lugar a partir de la modificación correspondiente).
- Leer los ficheros anteriores.
- Pedir el nombre del fichero Excel que creará o que abrirá el programa para guardar los resultados obtenidos.
- Realizar los cálculos programados.
- Guardar los datos obtenidos en el fichero Excel creado o ya existente.
- Obtener gráficas a partir de los resultados.
- Guardar las gráficas.

Para una mejor comprensión, se ha subdividido este apartado en función de las distintas modificaciones realizadas en el modelo. En cada una de ellas se detallarán las nuevas hipótesis tomadas, y los cambios en el modelo que éstas conllevan, tanto en ecuaciones y condiciones, como en los parámetros de entrada.

- Modelo inicial

Cabe destacar que la primera versión del modelo implementado en lenguaje Python es igual al modelo Excel, es decir, partiendo de las mismas hipótesis, con las mismas ecuaciones y condiciones y los mismos parámetros de entrada. Esto es así ya que era necesaria una primera comprobación que verificase la correcta implementación del código en Python, comparando sus datos con los obtenidos en Excel, puesto que es más sencillo comprobar que el modelo preliminar funciona de manera correcta en la versión realizada en Excel.

Los resultados obtenidos se representan de la Figura 3.10 a la Figura 3.13. Para poder comparar ambos modelos de forma más exacta, se han añadido en el ANEXO las tablas con los datos obtenidos en el modelo Excel durante el primer día y el último del período elegido, y las capturas de modelo de Python en las que se representan los mismos valores, y donde se comprueba que coinciden.

Analizando las gráficas obtenidas, en este primer modelo inicial, el ratio de agua almacenada en el embalse superior con respecto a su volumen total disminuye progresivamente, como ya se explicó anteriormente, debido a que el caudal turbinado y bombeado tiene lugar durante unas horas fijas al día, por lo que se turbinada más volumen de agua al embalse inferior que el que puede almacenar, lo que hace que tenga que verter agua al río, la cual ya no es posible recuperar y almacenar de nuevo en el embalse superior. Por ello, se procede a mejorar y ajustar el modelo desarrollado en lenguaje Python.

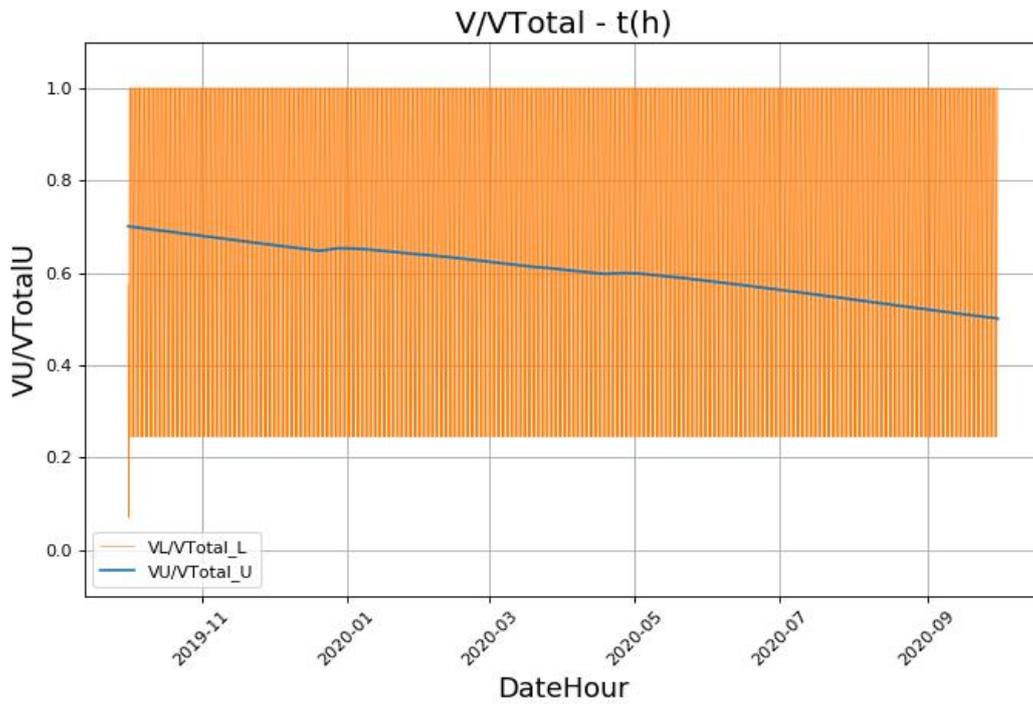


Figura 3.10. Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

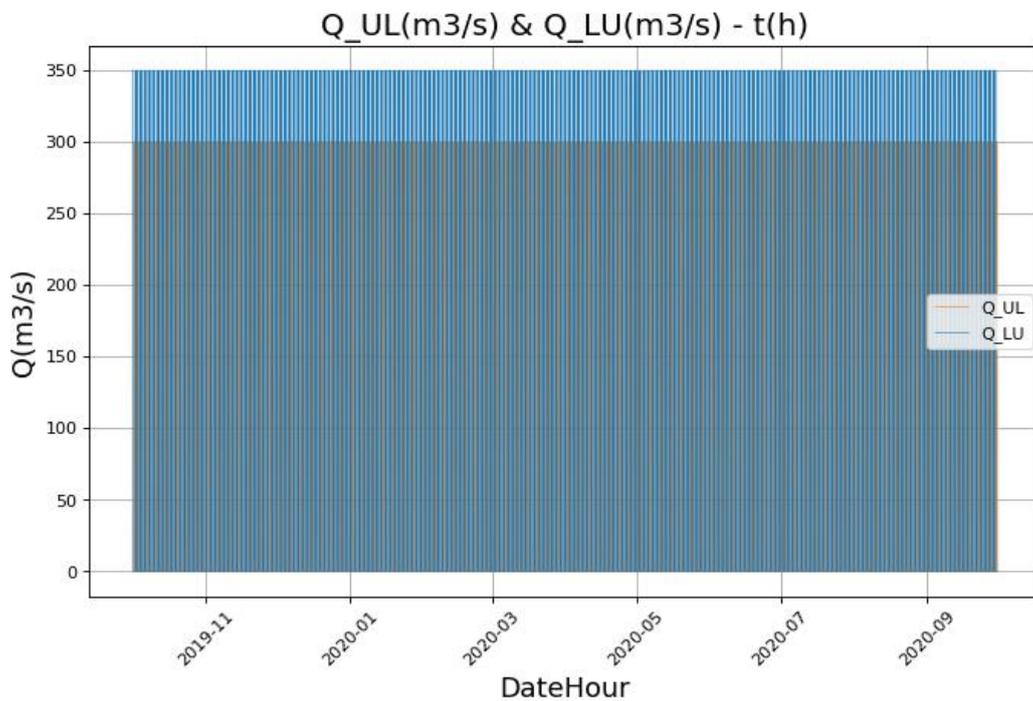


Figura 3.11. Caudal turbinado del embalse superior al inferior (azul) y caudal bombeado del embalse inferior al superior (naranja) en  $m^3/s$  obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

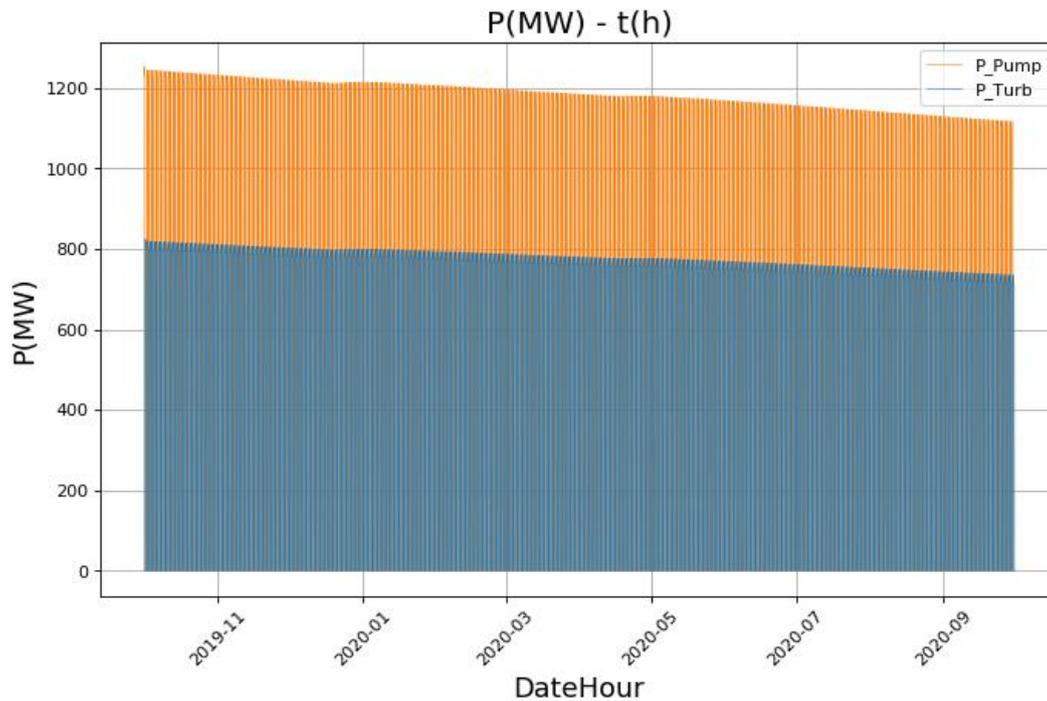


Figura 3.12. Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (naranja) en MW obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

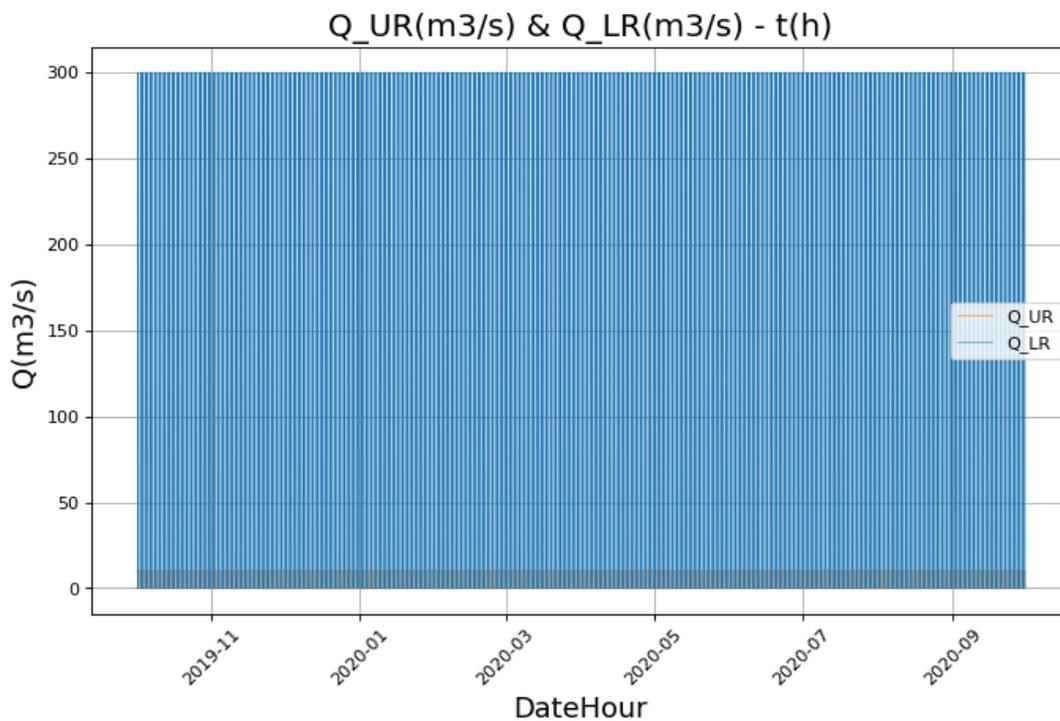


Figura 3.13. Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$  obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

- 1ª Modificación: con Ratio de Evaporación

Se ha estudiado previamente la influencia del Ratio de Evaporación en el agua almacenada en ambos embalses. Este parámetro puede ser obtenido mediante mediciones, o estimado mediante modelos matemáticos [40] [41] [42].

Debido a la complejidad a la hora de adaptar estos modelos de forma general en el programa creado, de manera que el usuario lo particularice para la zona en la que quiere estudiar la implantación de un nuevo embalse, se ha determinado que el programa solicite al usuario el Ratio de Evaporación para cada estación del año, según la zona donde quiera estudiar dicha implantación.

Por tanto, para este caso, y puesto que los datos del caudal que entra al embalse proceden de una estación de aforo localizada en España, se han tomado como valores del Ratio de Evaporación los representados en la Tabla 3.4. Éstos provienen de mediciones realizadas mediante atmómetros de Piché en 56 estaciones de España, entre los años 1985 y 2011, siendo la media de dichas mediciones en cada estación del año [43].

*Tabla 3.4. Valores medios del Ratio de Evaporación para cada estación del año durante el período de 1985 al 2011, medidos mediante atmómetros de Piché localizados en 56 estaciones de medición de España. Adaptada de [43].*

Invierno	Primavera	Verano	Otoño
3,90mm/d	2,13mm/d	3,89mm/d	3,39mm/d

Los resultados obtenidos se muestran a continuación, desde la Figura 3.14 hasta la Figura 3.16. En este caso no se ha representado el caudal turbinado y bombeado puesto que no representa ninguna variación con respecto al caso inicial. Si se comparan con las gráficas obtenidas en el caso anterior se observa que, aparentemente, no hay una clara diferencia entre ellas, puesto que el agua almacenada en el embalse superior frente a su capacidad varía del 70% al 50% al final de período (Figura 3.14), la potencia generada cada hora y la potencia necesaria en bombeo varían de los 825MW a los 725MW, y de los 1250MW a los 1150MW (Figura 3.15), y el caudal del embalse superior al río toma valores de 10m<sup>3</sup>/s y del inferior al río, de 300m<sup>3</sup>/s.

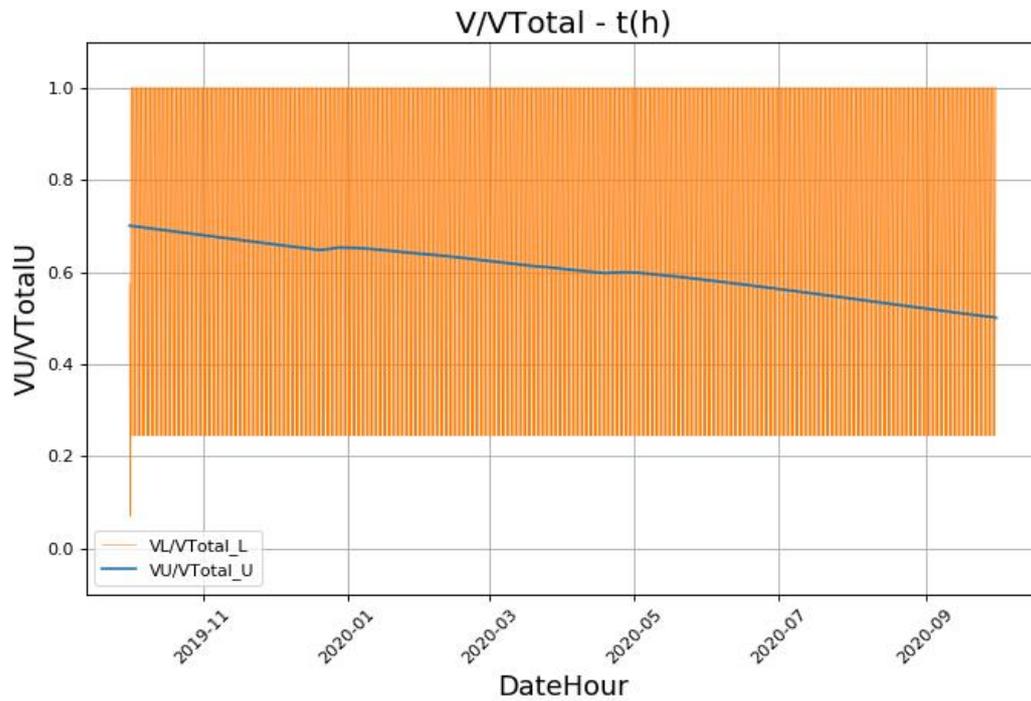


Figura 3.14. Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la primera modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

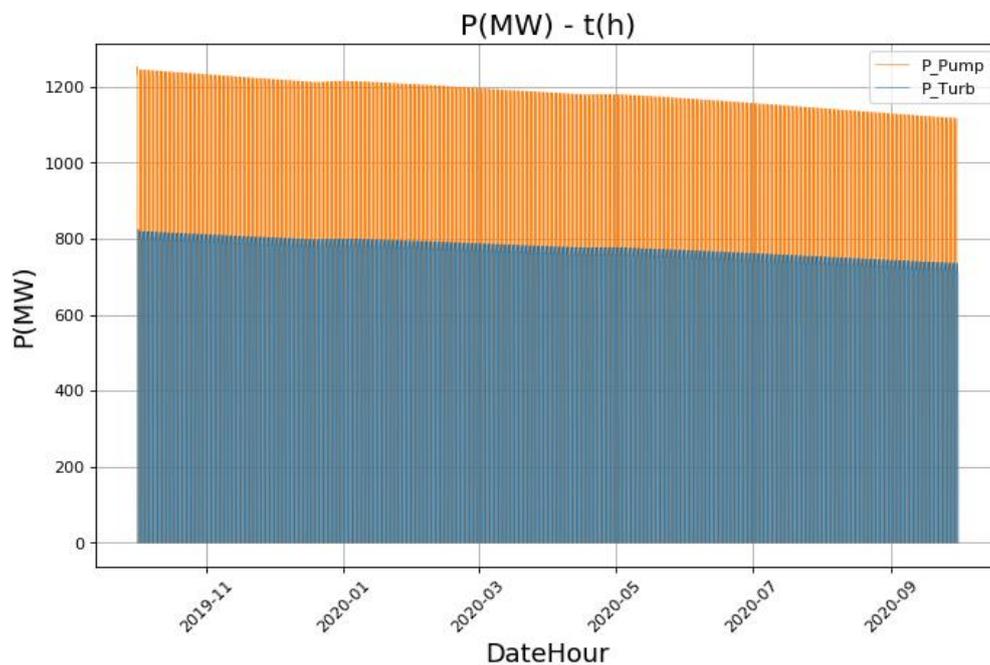


Figura 3.15. Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (naranja) en MW obtenidos tras la primera modificación del modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

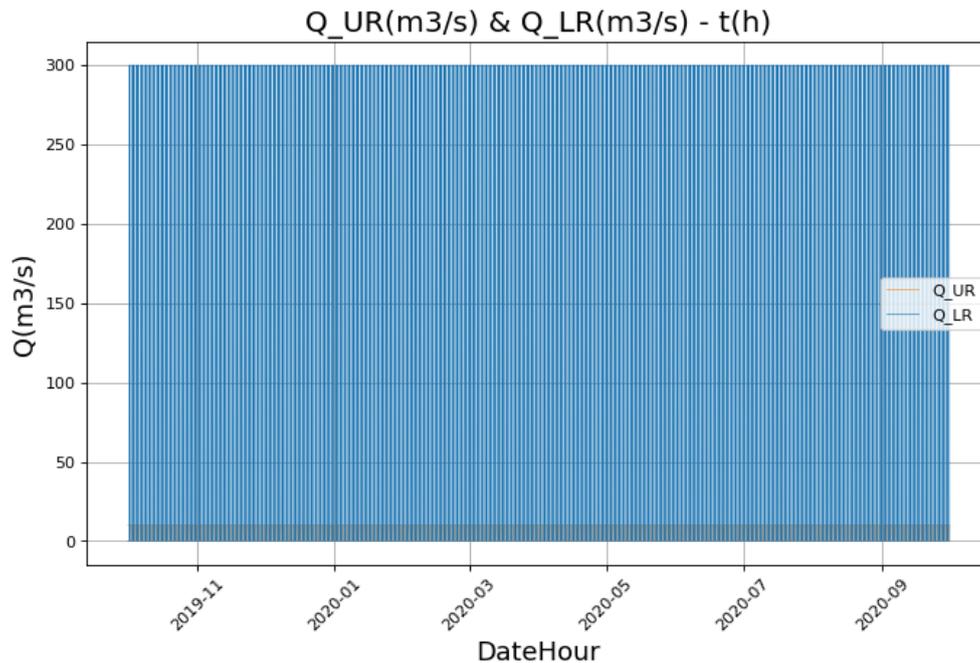


Figura 3.16. Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$  obtenidos tras la primera modificación del modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

Para verificarlo correctamente, en el ANEXO se ha añadido una captura de los resultados al final del período del año, observando que sin tener en cuenta el Ratio de Evaporación, la altura del embalse superior es de 80,0241m, mientras que, si lo tenemos en cuenta, la altura es de 80,0240m. Si comparamos los volúmenes, esta diferencia es inapreciable. Para el caso del embalse inferior, el área del mismo es tan pequeña que la influencia del Ratio de Evaporación no se aprecia.

Aunque la influencia de este parámetro es mínima en este caso, el código implementado da a elegir al usuario si quiere tenerlo en cuenta, en cuyo caso deberá introducir un valor para cada una de las estaciones del año, o en caso contrario, dicho parámetro tomará el valor 0.

Puesto que la tendencia de las gráficas no varía con este cambio, disminuyendo el volumen del embalse superior progresivamente, se continúa con el desarrollo del modelo. Se ha decidido trabajar con los valores del Ratio de Evaporación seleccionados anteriormente, de cara a obtener resultados más fiables en caso de que las simulaciones que se realicen posteriormente puedan verse notablemente afectadas por dicho parámetro.

- 2ª Modificación: aproximación de los precios mínimo en turbinación y máximo en bombeo.

Una vez que se ha comprobado cómo funciona el modelo tras la primera modificación, se procede a variar las condiciones en la turbinación y el bombeo en función del coste de la energía, en €/MWh. Cabe destacar que el precio de la energía es distinto en función de si ésta se compra o se vende, por tanto, existe una curva que representa el precio de venta de la energía y otra curva para el precio de compra de la misma. En las centrales de turbinación y bombeo, dicho precio se fija a partir del punto en el que el precio de venta es superior al de compra [21]. Debido a la complejidad del mercado eléctrico a la hora de determinar el precio de la energía [44],

y de la diferente gestión en función del país, para simplificar el modelo, se trabajará únicamente con una de las curvas, a partir de la cual se deberá fijar el precio de la energía a partir del cual se turbinará, y el precio a partir del cual se bombea.

A la hora de obtener datos del precio de la energía de forma sencilla y puesto que las prácticas Erasmus se han realizado en una compañía del sector energético, se han seleccionado los datos proporcionados por Elexyx [45], compañía belga dedicada al suministro y compra de energía [46]), durante el período de estudio. Dichos datos se han representado (en €/MWh) para cada hora durante el período estudiado en la Figura 3.17, los cuales se han ordenado en orden decreciente en la Figura 3.18 para poder determinar el precio mínimo de turbinación y el precio máximo de bombeo.

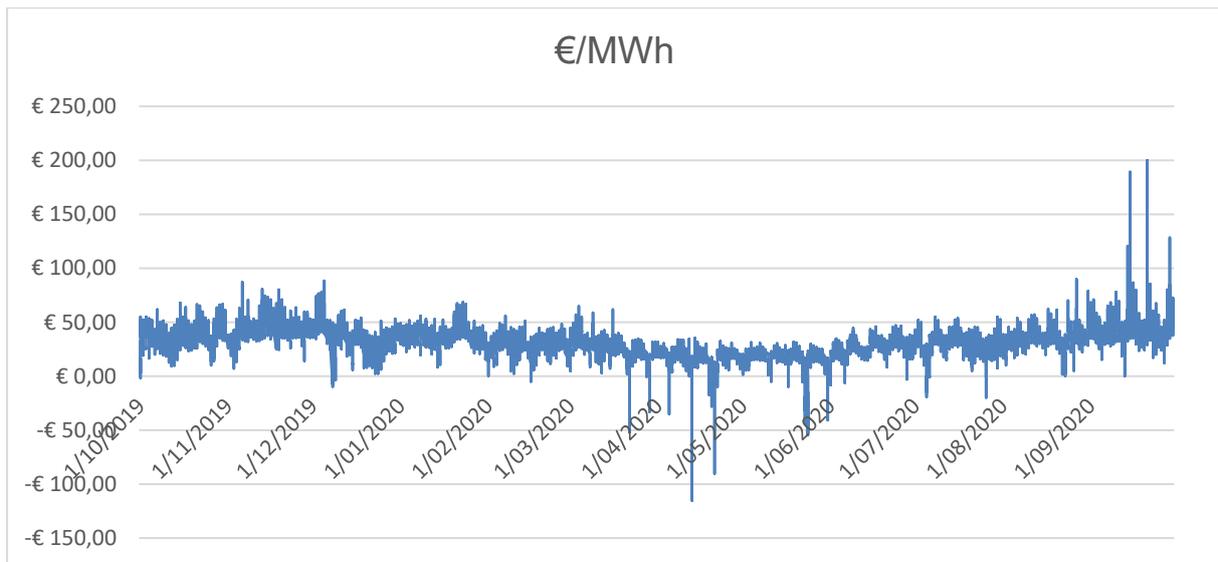


Figura 3.17. Precio de la energía en Bélgica en €/MWh, cada hora, durante el período de estudio. Adaptado de [45]

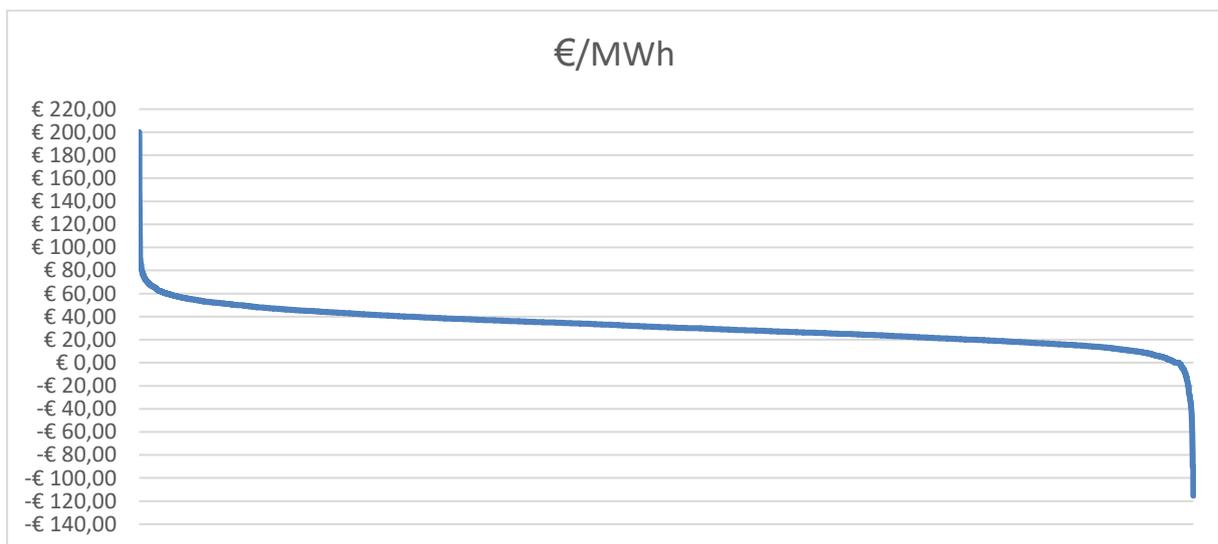


Figura 3.18. Precio de la energía en Bélgica en €/MWh, cada hora, durante el período de estudio, en orden decreciente.

En una primera aproximación, se selecciona como precio mínimo de turbinación 40€/MWh y como precio máximo a partir del cual se bombea, 30€/MWh, puesto que en la Figura 3.18 se puede ver que, para dichos valores, hay aproximadamente el mismo número de días de turbinación y de bombeo.

Por tanto, en esta segunda modificación, se tienen en cuenta las siguientes hipótesis:

- Turbinación y bombeo en función del precio de la energía, a partir de una única curva de precios.
- El mínimo precio a partir del cual se turbinan y el máximo precio a partir del cual se bombea son fijos, 40€/MWh y 30€/MWh respectivamente.

Debido a estas hipótesis, las condiciones expresadas en las ecuaciones Ec. 3.1 y Ec. 3.4, se sustituyen por las ecuaciones Ec. 3.20 para la turbinación y Ec. 3.21 para el bombeo. Es decir, además de las condiciones ya implementadas anteriormente, se debe cumplir también que, para turbinar, el coste de la energía debe ser superior a 40€/MWh (Ec. 3.20) y para bombear, el coste de la energía debe ser inferior a 30€/MWh (Ec. 3.21).

$$\text{If} \left( V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} > (Q_{U-L,max} + Q_{envir}) \right) \& (Energy\ cost > 40€/MWh) \quad \text{Ec. 3.20}$$

$$\text{If} \left( V_{L,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} > Q_{L-U,max} \right) \& \left( V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} > Q_{envir} \right) \& (Energy\ cost < 30€/MWh) \quad \text{Ec. 3.21}$$

Una vez realizadas las modificaciones en cuanto a las horas de turbinado y bombeo, y teniendo en cuenta el Ratio de Evaporación, se procede a realizar diversos casos variando el caudal y la capacidad del embalse inferior. Los parámetros introducidos en cada uno de ellos se resumen en la Tabla 3.5. El CASO 1 se toma como referencia, es decir, es el obtenido con la primera modelización en lenguaje Python, incluyendo el Ratio de Evaporación, pero esta vez variando las condiciones de turbinación y bombeo.

Tabla 3.5. Valores de los parámetros de entrada introducidos en el modelo constantes en todos los casos.

Vtotal_U (hm3)	8000	Perf_Pump	0,85
Area_U (hm2)	5000	Qenvir (m3/s)	10
Area_L (hm2)	100	ER_Winter (mm/d)	2,13
High_UL (m)	200	ER_Spring (mm/d)	3,89
Percent_VU	0,7	ER_Summer (mm/d)	6,19
Percent_VL	0,7	ER_Autumn (mm/d)	3,39
Perf_Turb	0,9	Height_LR (m)	50

Tabla 3.6. Valores de los parámetros de entrada, variables para cada caso, introducidos en el modelo.

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
Vtotal_L (hm3)	10	1	10	10	10	3	3	3	2	4
Qmax_UL (m3/s)	300	300	100	200	400	300	400	200	200	200
Qmax_LU (m3/s)	350	350	200	150	350	350	350	150	150	150

Cabe destacar que el CASO 2 se ha analizado puesto que es la situación de la que se parte al realizar este estudio, es decir, se reduce la capacidad del embalse inferior para simular que no existe, y que la central es únicamente de turbinación. De esta forma se puede comparar este caso con el resto en los que sí existe el embalse inferior, y su influencia en el almacenamiento estacional, además de las ganancias económicas y los costes que esto supone.

Las gráficas obtenidas mediante el modelo en lenguaje Python se muestran de la Figura 3.19 a la Figura 3.28, para cada uno de los casos definidos en la Tabla 3.6.

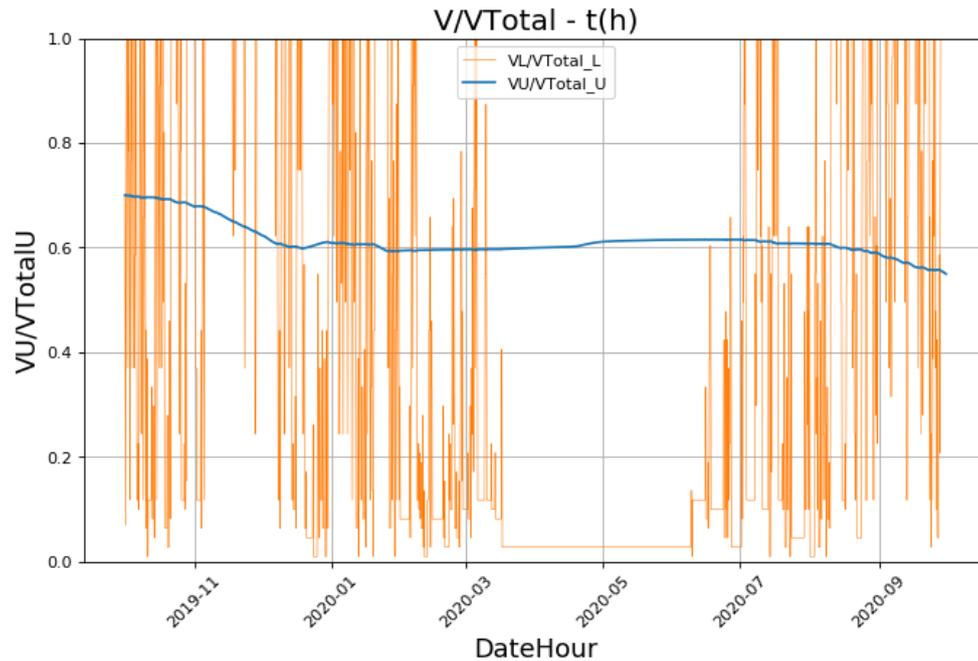


Figura 3.19. CASO 1: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

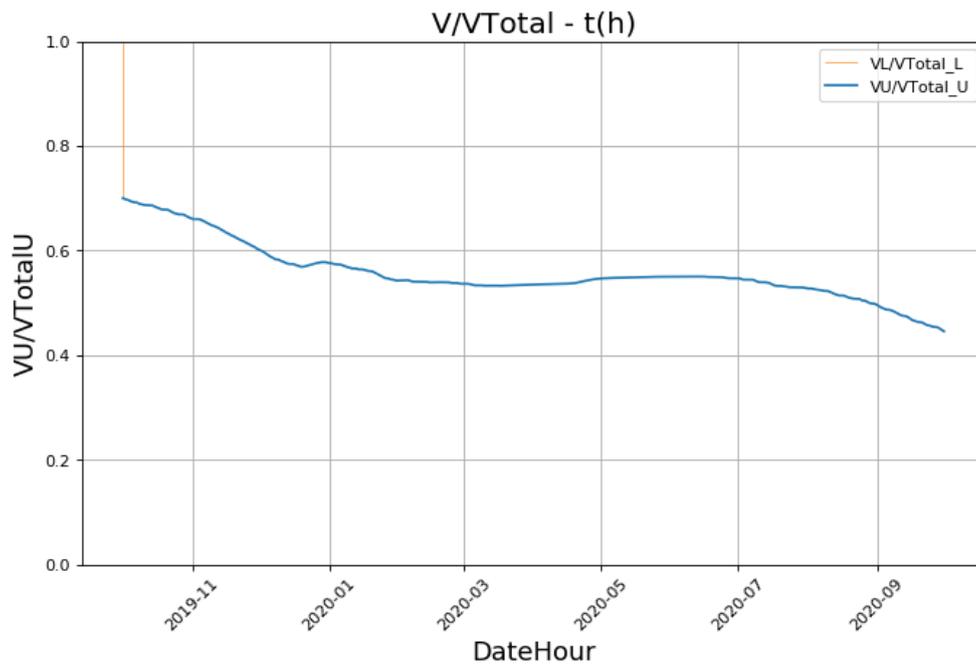


Figura 3.20. CASO 2: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

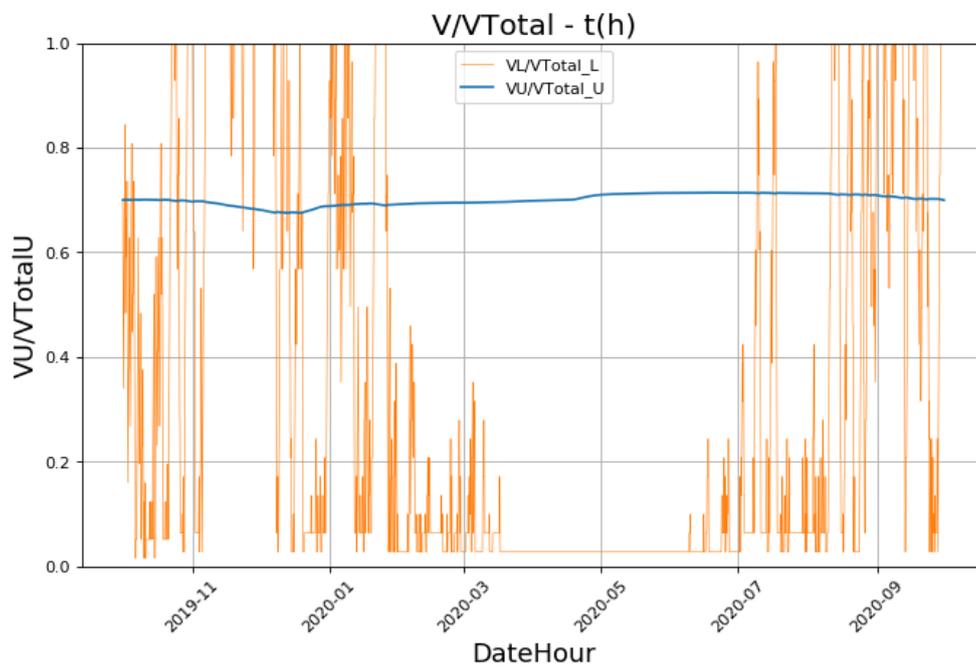


Figura 3.21. CASO 3: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

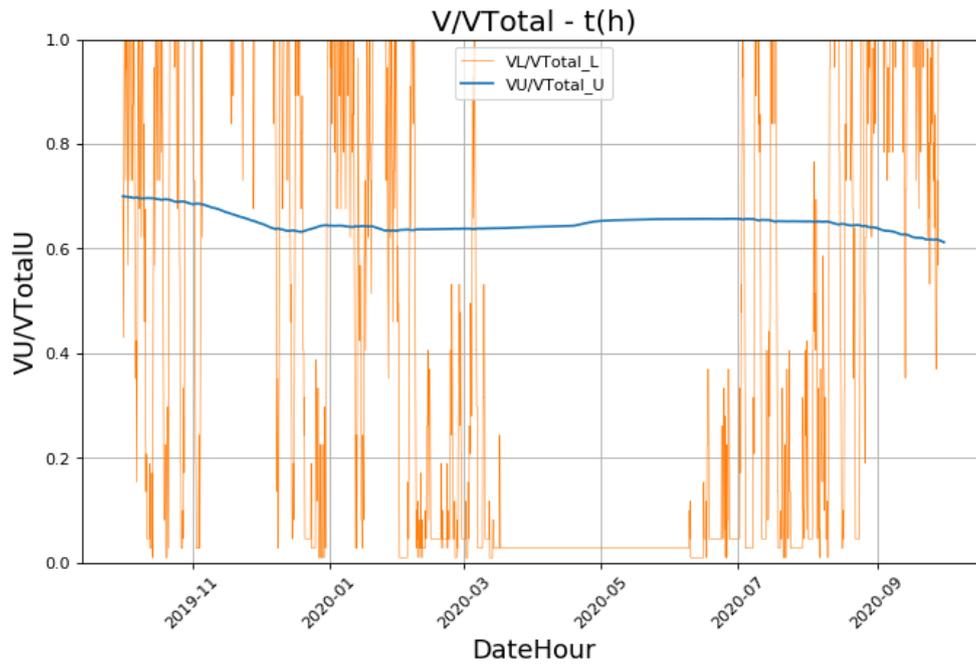


Figura 3.22. CASO 4: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

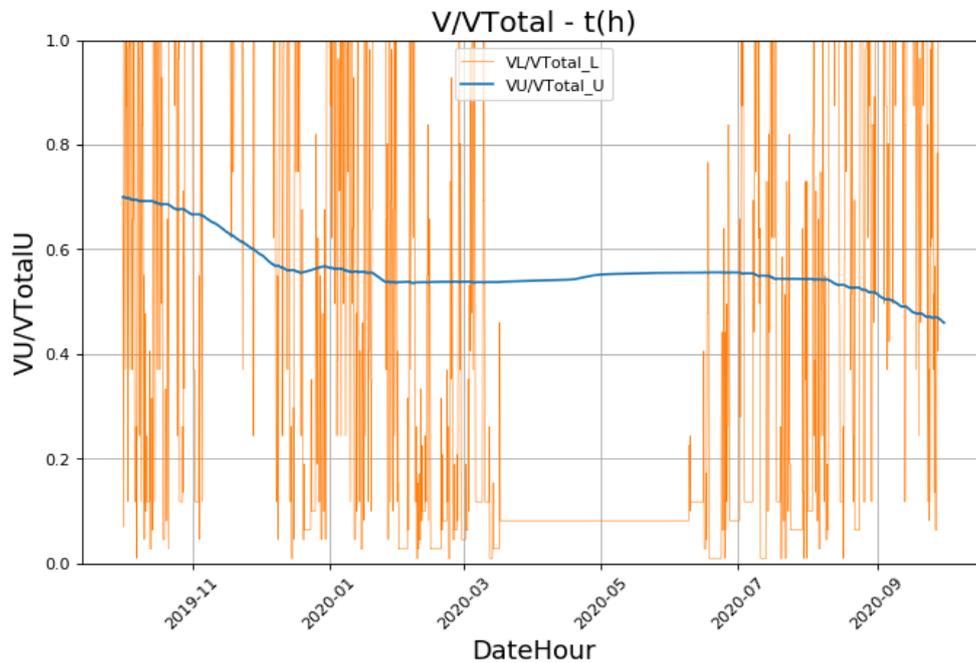


Figura 3.23. CASO 5: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

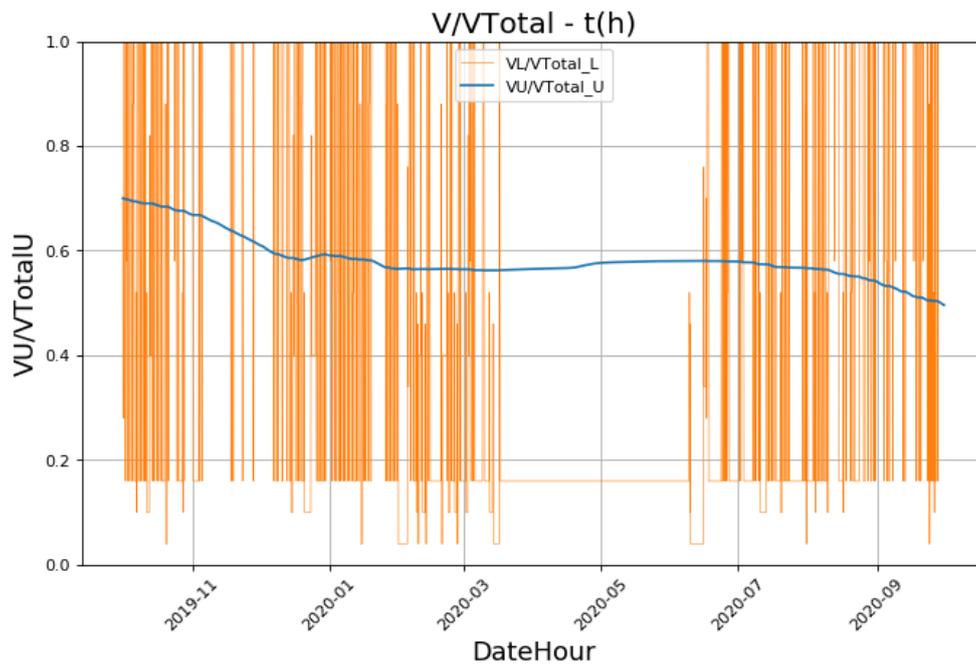


Figura 3.24. CASO 6: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

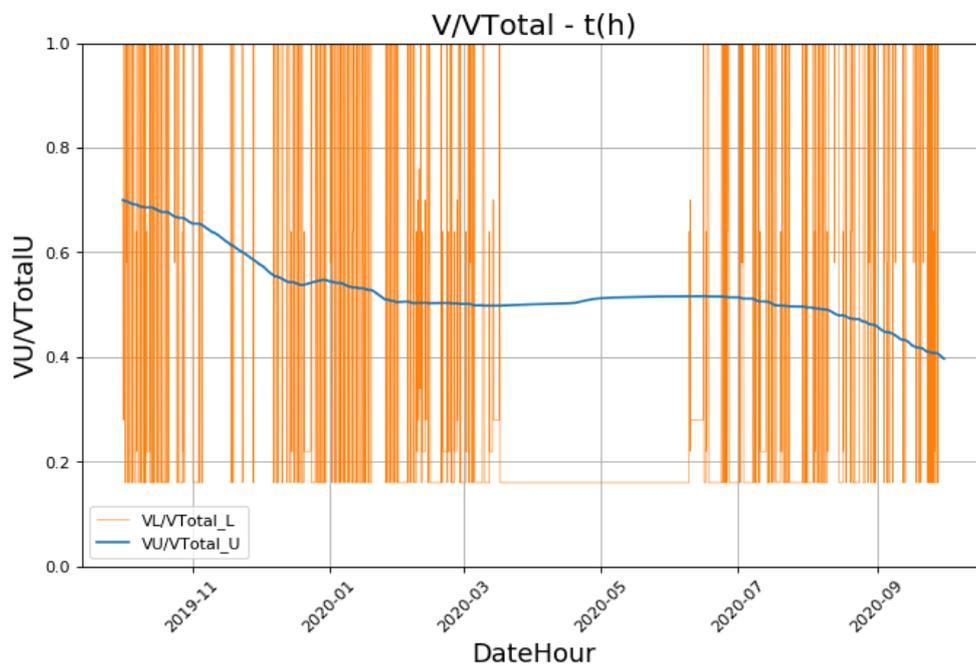


Figura 3.25. CASO 7: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

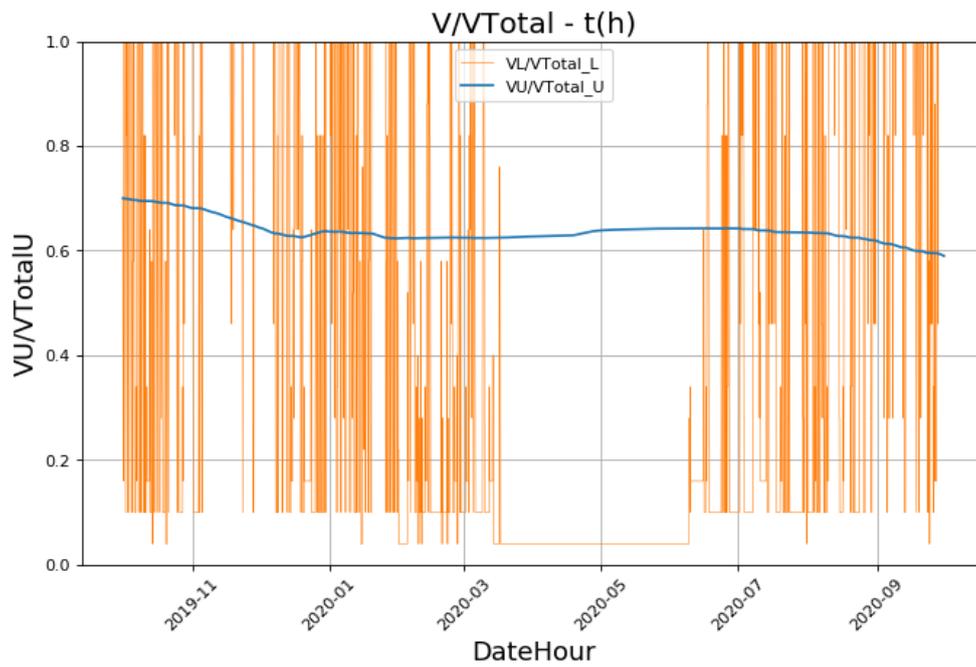


Figura 3.26. CASO 8: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

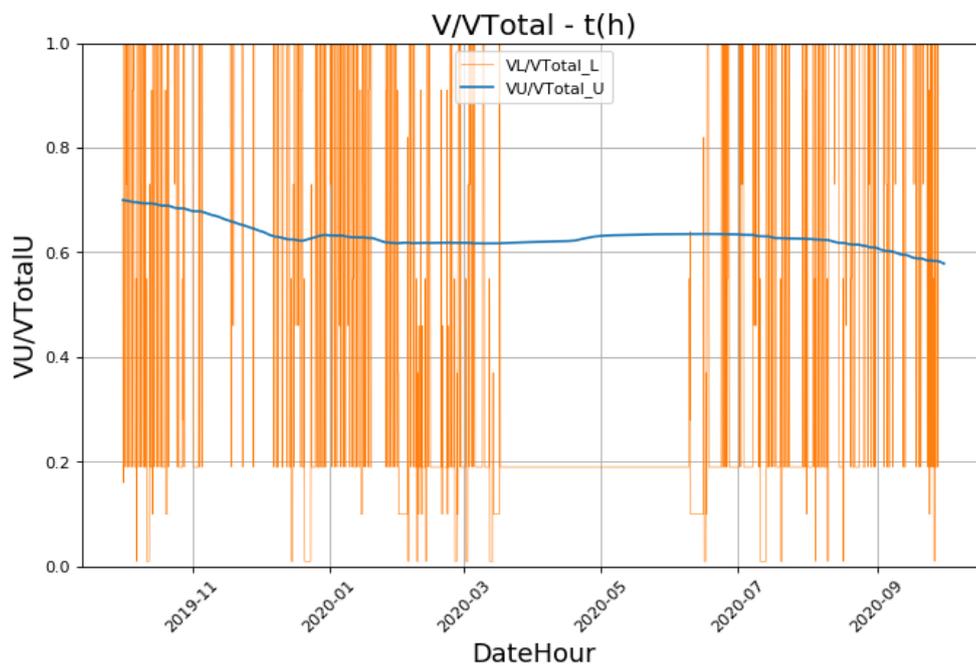


Figura 3.27. CASO 9: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

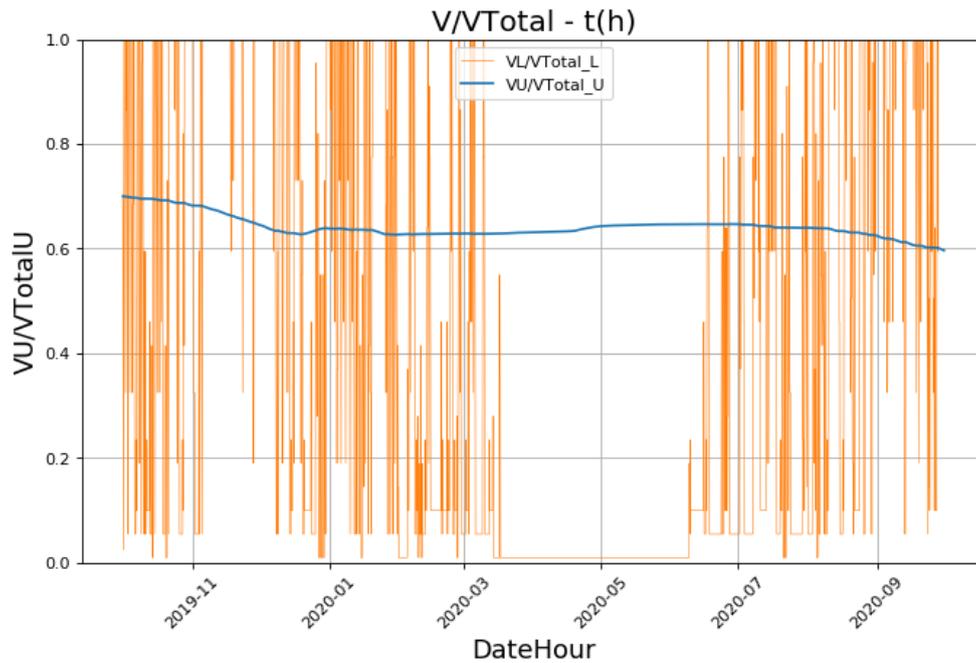


Figura 3.28. CASO 10: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la segunda modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

Se han obtenido además los valores del volumen total de agua turbinado y bombeado en cada caso (Figura 3.29), además de las ganancias obtenidas gracias al turbinado de dicho volumen total de agua, de los costes de bombear el agua al embalse superior y de las ganancias totales (Figura 3.30).

Para poder comparar unos casos con otros, en la Figura 3.31 se ha representado también el coste por  $\text{hm}^3$  tanto del volumen de agua turbinado como bombeado.

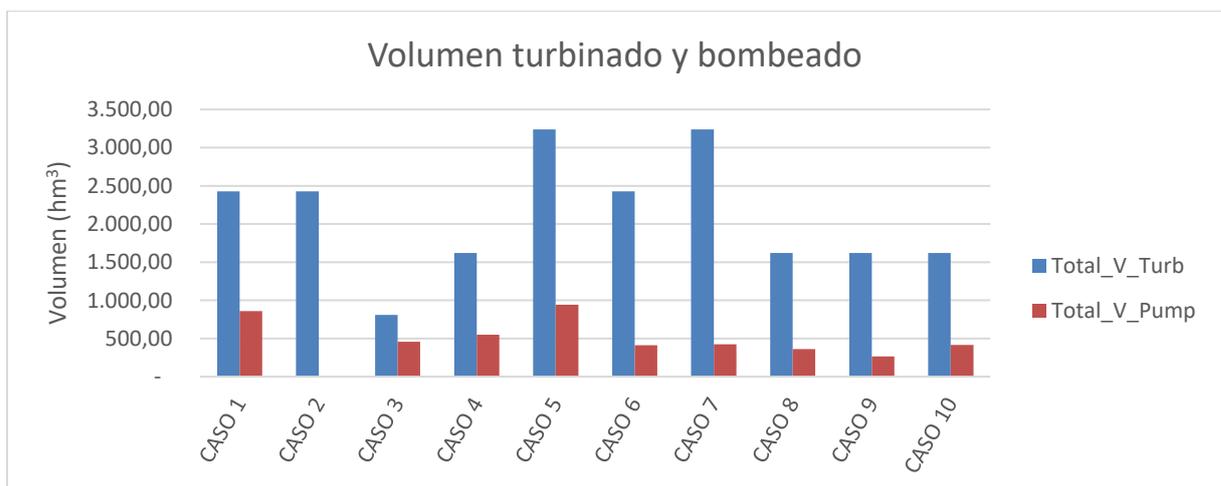


Figura 3.29. Volumen total turbinado y bombeado ( $\text{hm}^3$ ) durante el período de estudio, para cada uno de los casos, tras la 2ª Modificación.

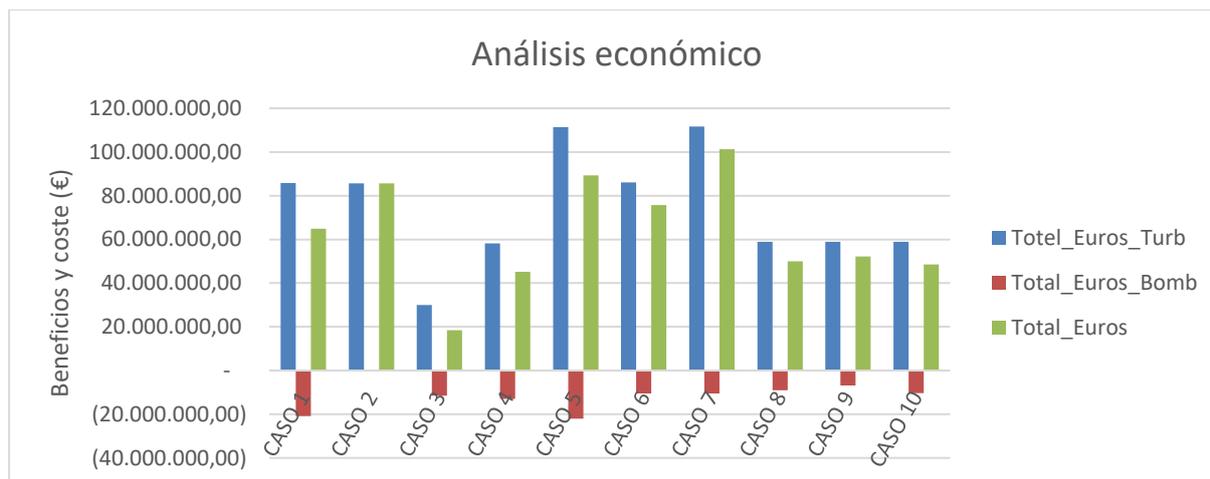


Figura 3.30. Beneficios totales obtenidos mediante turbinación (€), coste total que supone el bombeo (€) y balance (€) durante el período de estudio, para cada uno de los casos, tras la 2ª Modificación.

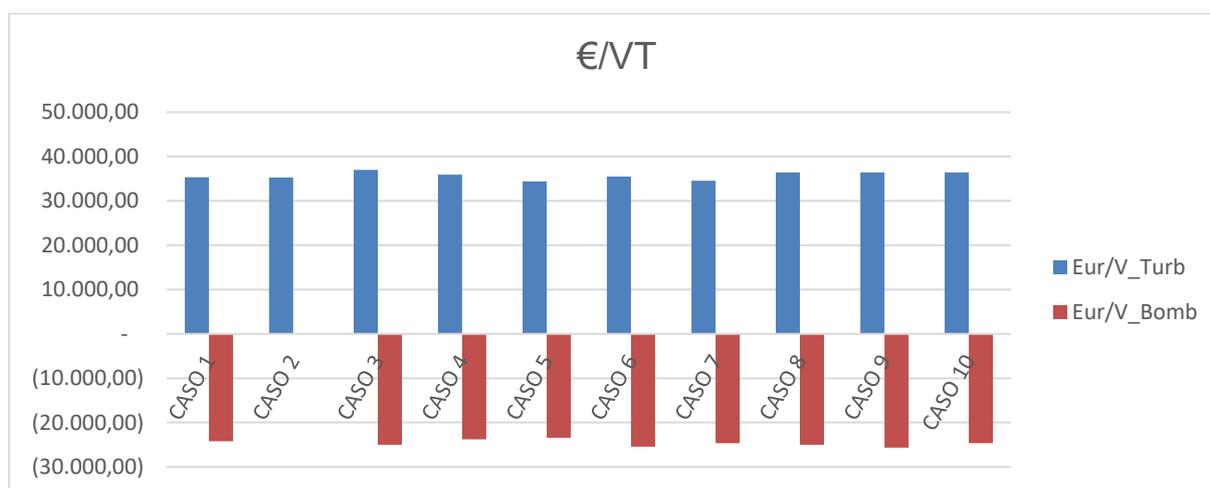


Figura 3.31. Media del beneficio obtenido por volumen turbinado (€/ hm³) y media del coste por volumen bombeado (€/ hm³), para cada uno de los casos, tras la 2ª Modificación.

Observando las gráficas representadas de la Figura 3.19 a la Figura 3.28, y las gráficas anteriores, se comprueba que para un volumen del embalse inferior de 10hm<sup>3</sup>, la capacidad de dicho embalse no se aprovecha de forma óptima puesto que se llena y se vacía con menor frecuencia que en los casos en los que el volumen del embalse inferior se ha reducido. Esta situación se nota de forma más acusada en el CASO 3 y el CASO 4 puesto que el caudal turbinado y bombeado es menor, siendo más difícil que el embalse inferior se vacíe y se llene en su totalidad. Por el contrario, el CASO 5, a pesar de presentar un volumen de 10hm<sup>3</sup>, se llena y se vacía de forma más frecuente que en el CASO 3 y el CASO 4, puesto que el caudal turbinado es mayor que en dichos casos y que en el CASO 1. Por tanto, de los cinco primeros casos, se eligen el CASO 2 y el CASO 5 para realizar simulaciones posteriores.

Respecto a los casos comprendidos del CASO 6 al CASO 10, al reducir el volumen entre los 2 hm<sup>3</sup> y los 4 hm<sup>3</sup>, se observa que tanto la frecuencia de llenado y vaciado, como el aprovechamiento de su capacidad aumentan. Se eligen para simular posteriormente el CASO 6 por tener los mismos parámetros que el de referencia, pero con una capacidad de 3 hm<sup>3</sup>, el CASO 7 puesto que el volumen de turbinación es mayor que el de bombeo (al contrario que en el caso de referencia), y finalmente el CASO 8 ya que en base a los resultados obtenidos, representados en la Figura 3.29, Figura 3.30 y la Figura 3.31, se puede apreciar la similitud entre los mismos, por lo

que es preferible seleccionar el CASO 8 debido a que presenta la misma capacidad del embalse inferior que el CASO 6 y el CASO 7, teniendo así mayor sentido compararlos entre ellos.

Para continuar con la mejora del código implementado en Python y verificar que la cantidad de agua almacenada en el embalse superior nunca puede ser menor que cero, se ha tomado el caso más restrictivo de los anteriores, es decir, el CASO 7 ya que, al final del período, presenta una disminución más acuciada de la misma. Por tanto, en este caso el porcentaje de agua almacenada al inicio del período, en ambos embalses, es del 10% del volumen total.

Index	DateHour	n(m3)	rgy_ci	ng Pu	Q_UL	Q_LU	Q_river	Q_UR	Q_LR	V_U	V_L	VU_VTotalU	VL_VTotalL	H_U	H_L
8753	2020-09-29 17:00:00	10.3	62...	1	0	0	10	10	0	-10.9961	0.839957	-0.00137451	0.279986	-0.219921	0.839957
8754	2020-09-29 18:00:00	10.3	73...	1	0	0	10	10	0	-10.995	0.839957	-0.00137437	0.279986	-0.2199	0.839957
8755	2020-09-29 19:00:00	10.3	128...	1	0	0	10	10	0	-10.9939	0.839957	-0.00137424	0.279986	-0.219878	0.839957
8756	2020-09-29 20:00:00	10.1	73...	1	0	0	10	10	0	-10.9935	0.839957	-0.00137419	0.279986	-0.219871	0.839957
8757	2020-09-29 21:00:00	9.99	57.5	1	0	0	10	10	0	-10.9936	0.839957	-0.0013742	0.279986	-0.219872	0.839957
8758	2020-09-29 22:00:00	9.84	51...	1	0	0	10	10	0	-10.9942	0.839957	-0.00137427	0.279986	-0.219883	0.839957
8759	2020-09-29 23:00:00	9.7	46...	1	0	0	10	10	0	-10.9952	0.839957	-0.00137441	0.279986	-0.219905	0.839957

Figura 3.32. Muestra de los resultados obtenidos durante 7 horas para el CASO 7 como comprobación del valor negativo que toma el volumen almacenado en el embalse superior.

Como podemos observar en la Figura 3.32, el volumen del embalse superior (columna V\_U), toma valores negativos, por lo que éste se ajusta modificando las ecuaciones y condiciones.

- 3ª Modificación: corrección de los valores negativos del volumen embalsado

A continuación, se detallan las modificaciones realizadas en las ecuaciones y condiciones del modelo. En ellas también se tiene en cuenta el Ratio de Evaporación, ya programado en los casos anteriores.

- $Q_{U-R}$  = Caudal vertido desde el embalse superior al río

Al igual que en el código inicial, si el volumen de agua a almacenar supera la capacidad de almacenamiento del embalse superior,  $Q_{U-R}$  tomará el valor de dicho exceso de agua, vertido durante la hora de estudio.

Si lo anterior no se cumple, pero el caudal vertido del embalse inferior al río ( $Q_{L-R}$ ) es mayor que el caudal ecológico, entonces  $Q_{U-R}$  toma el valor 0. En caso contrario, es decir, que el caudal vertido del embalse inferior al río ( $Q_{L-R}$ ) sea menor que el ecológico, y si además se cumple que el caudal que se puede verter desde el embalse superior es mayor que la cantidad de agua que es necesaria verter para asegurar el caudal ecológico,  $Q_{U-R}$  será la diferencia entre el caudal ecológico y el caudal vertido del embalse inferior al río ( $Q_{L-R}$ ).

Si el volumen de agua almacenada en el embalse superior es mayor que cero, pero no es suficiente para garantizar dicha diferencia entre  $Q_{envir}$  y  $Q_{L-R}$ , durante la hora de estudio se verterá la totalidad del volumen de agua almacenada en el embalse superior. Si finalmente ninguna de las dos condiciones anteriores se cumple,  $Q_{U-R}$  tomará el valor 0.

$$\text{If } \left( \frac{V_{U,n-1} - \left( \frac{ER \cdot A_U}{1000 \cdot 24 \cdot 10^6} \right) + (Q_{in} - Q_{U-L} + Q_{L-U}) \cdot \frac{3600}{10^6}}{V_{T,U}} \right) \geq 1 \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$Q_{U-R} = Q_{in} - Q_{U-L} - Q_{L-U} - \left( \frac{ER \cdot A_U}{1000 \cdot 24 \cdot 3600} \right) - (V_{T,U} - V_{U,n-1}) \cdot \frac{10^6}{3600} \quad \text{Ec. 3.23}$$

$$\text{else if } (Q_{L-R} > Q_{envir}) \quad \text{Ec. 3.24}$$

$$Q_{U-R} = 0 \quad \text{Ec. 3.25}$$

$$\text{else if } (Q_{L-R} < Q_{envir}) \& \left( V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} \geq Q_{envir} - Q_{L-R} \right) \quad \text{Ec. 3.26}$$

$$Q_{U-R} = Q_{envir} - Q_{L-R} \quad \text{Ec. 3.27}$$

$$\text{else if } (Q_{L-R} < Q_{envir}) \& \left( V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} < Q_{envir} - Q_{L-R} \right) \& (V_{U,n-1} > 0) \quad \text{Ec. 3.28}$$

$$Q_{U-R} = V_{U,n-1} \cdot \frac{10^6}{3600} \quad \text{Ec. 3.29}$$

$$\text{else } Q_{U-R} = 0 \quad \text{Ec. 3.30}$$

- $Q_{L-R} \equiv$  Caudal vertido desde el embalse inferior al río

Tal y como se programó el código inicial, si el agua que hay que almacenar en el embalse inferior supera la capacidad de dicho embalse, el caudal vertido al río desde éste ( $Q_{L-R}$ ) será dicho exceso de agua, durante la hora de estudio.

En el caso en el que el volumen del embalse superior sea nulo y el volumen almacenado en el embalse inferior sea suficiente para mantener el caudal ecológico, entonces  $Q_{L-R}$  tomará el valor de dicho caudal ecológico.

Por el contrario, si el volumen en el embalse superior sigue siendo nulo, pero no se puede mantener el caudal ecológico con el agua almacenada en el embalse inferior, se verterá por completo el volumen de agua almacenada durante la hora de estudio.

$$If \left( \frac{V_{L,n-1} - \left( \frac{ER * A_L}{1000 * 24 * 10^6} \right) + (Q_{U-L} - Q_{L-U}) * \frac{3600}{10^6}}{V_{T,L}} \right) \geq 1 \quad Ec. 3.31$$

$$Q_{L-R} = Q_{U-L} - Q_{L-U} - \left( \frac{ER * A_L}{1000 * 24 * 3600} \right) - (V_{T,L} - V_{L,n-1}) * \frac{10^6}{3600} \quad Ec. 3.32$$

$$else\ if\ (V_{U,n-1} = 0) \ \& \ \left( V_{L,n-1} * \frac{10^6}{3600} > Q_{envir} \right) \quad Ec. 3.33$$

$$Q_{L-R} = Q_{envir} \quad Ec. 3.34$$

$$else\ if\ (V_{U,n-1} = 0) \ \& \ \left( V_{L,n-1} * \frac{10^6}{3600} < Q_{envir} \right) \ \& \ (V_{L,n-1} > 0) \quad Ec. 3.35$$

$$Q_{L-R} = V_{L,n-1} * \frac{10^6}{3600} \quad Ec. 3.36$$

$$else\ Q_{L-R} = 0 \quad Ec. 3.37$$

El resto de las ecuaciones se mantienen igual, exceptuando las ecuaciones que permiten calcular el volumen almacenado en cada embalse (Ec. 3.38 y Ec. 3.39), puesto que se tiene en cuenta el ratio de evaporación, como se muestra a continuación.

- $V_U$ : Volumen de agua almacenado en el embalse superior

$$V_U = V_{U,n-1} - \left( \frac{ER * A_U}{1000 * 24 * 10^6} \right) + (Q_{in} - Q_{U-L} + Q_{L-U} - Q_{U-R}) * \frac{3600}{10^6} \quad Ec. 3.38$$

- $V_R$ : Volumen de agua almacenado en el embalse inferior

$$V_L = V_{L,n-1} - \left( \frac{ER * A_L}{1000 * 24 * 10^6} \right) + (Q_{U-L} - Q_{L-U} - Q_{L-R}) * \frac{3600}{10^6} \quad Ec. 3.39$$

Para comprobar estas nuevas ecuaciones y condiciones implementadas, se simula el mismo caso que el anterior (CASO 7), mostrando en la Figura 3.33 los datos obtenidos para las mismas horas que antes de realizar las modificaciones en el modelo. Se puede ver que en ningún momento el volumen de agua almacenada en el

embalse superior es inferior a cero. Cabe destacar que no se han añadido, ni en esta simulación ni en la anterior, las gráficas obtenidas del ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse, puesto que los valores son tan próximos a cero que no se aprecia a simple vista.

Index	DateHour	n(m3)	rgy_ci	nq Pu	Q_UL	Q_LU	Qriver	Q_UR	Q_LR	V_U	V_L	VU_VTotalU	VL_VTotalL	H_U	H_L
8753	2020-09-29 17:00:00	10.3	62....	1	0	0	10	10	0	0.955207	1.73996	0.000119401	0.579986	0.0191...	1.73996
8754	2020-09-29 18:00:00	10.3	73....	1	0	0	10	10	0	0.956286	1.73996	0.000119536	0.579986	0.0191...	1.73996
8755	2020-09-29 19:00:00	10.3	128...	1	0	0	10	10	0	0.957365	1.73996	0.000119671	0.579986	0.0191...	1.73996
8756	2020-09-29 20:00:00	10.1	73....	1	0	0	10	10	0	0.957723	1.73996	0.000119715	0.579986	0.0191...	1.73996
8757	2020-09-29 21:00:00	9.99	57.5	1	0	0	10	10	0	0.957686	1.73996	0.000119711	0.579986	0.0191...	1.73996
8758	2020-09-29 22:00:00	9.84	51....	1	0	0	10	10	0	0.957109	1.73996	0.000119639	0.579986	0.0191...	1.73996
8759	2020-09-29 23:00:00	9.7	46....	1	0	0	10	10	0	0.956028	1.73996	0.000119503	0.579986	0.0191...	1.73996

Figura 3.33. Muestra de los resultados obtenidos durante 7 horas para el CASO 7, tras la implementación de la 3ª Modificación.

Una vez verificadas las últimas modificaciones, y observando las gráficas obtenidas en el apartado anterior, en las que se representa el ratio de agua almacenada en los embalses frente a su volumen total, se observa que en el embalse superior dicho ratio disminuye desde el inicio del período de estudio hasta el final, por lo que se realizan nuevas modificaciones.

- 4ª Modificación: precio de turbinación en función del equilibrado del embalse superior

Se procede a ajustar el modelo, equilibrando la turbinación en función del caudal medio de entrada al embalse superior. Para ello se calcula el porcentaje de días al año que se debe turbinar para cumplir que la cantidad de agua que se turbinase al cabo del año sea la misma que la que entra en el embalse superior procedente del río aguas arriba (Ec. 3.40), y a continuación se calcula dicho número de días (Ec. 3.41). Para que la turbinación tenga lugar durante las horas de mayor coste de la energía, nos fijaremos en la gráfica de la Figura 3.18, y se seleccionará como precio a partir del cual se turbinará, aquel cuya posición en la gráfica coincide con el número de horas de turbinación al año. Este procedimiento se implementa en el modelo, de manera que el programa encuentre de forma automática el precio a partir del cual se debe turbinar, y se simulan para el CASO 6, el CASO 7 y el CASO 8, comprobando en cada uno de ellos el precio a partir del cual se turbinará (ver Tabla 3.7). Cabe destacar que únicamente se han simulado esos tres casos para obtener una primera idea de los resultados.

$$\% \text{ días al año de turbinación} = \frac{Q_{in,med}}{Q_{U-L}} \quad \text{Ec. 3.40}$$

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ horasal año de turbinación} \\ = \% \text{ días al año de turbinación} * 365 * 24 \end{aligned} \quad \text{Ec. 3.41}$$

Tabla 3.7. Caudal de turbinación ( $m^3/s$ ), N° de horas de turbinación y precio de la electricidad (€/MWh) a partir del cual se turбина para el CASO 6, el CASO 7 y el CASO 8.

	$Q_{U-L}$	N° horas turbinación	Mínimo precio para turbinar (€/MWh)
<b>CASO 6</b>	300	581	52,74
<b>CASO 7</b>	400	436	55,01
<b>CASO 8</b>	200	872	49,63

Respecto al precio de la electricidad a partir del cual se bombea, éste se ha mantenido en 30€/MWh en los tres casos para estudiar cómo afecta, además del equilibrado, el hecho de mantener constante dicho precio, independientemente del caudal de bombeo de cada caso. Por tanto, las hipótesis tomadas en esta modificación son las siguientes:

- El precio mínimo de turbinación y las horas de turbinado se determinan en función del equilibrado del embalse superior.
- El precio de bombeo se mantiene fijo en 30€/MWh.

Los resultados se muestran de la Figura 3.34 a la Figura 3.36.

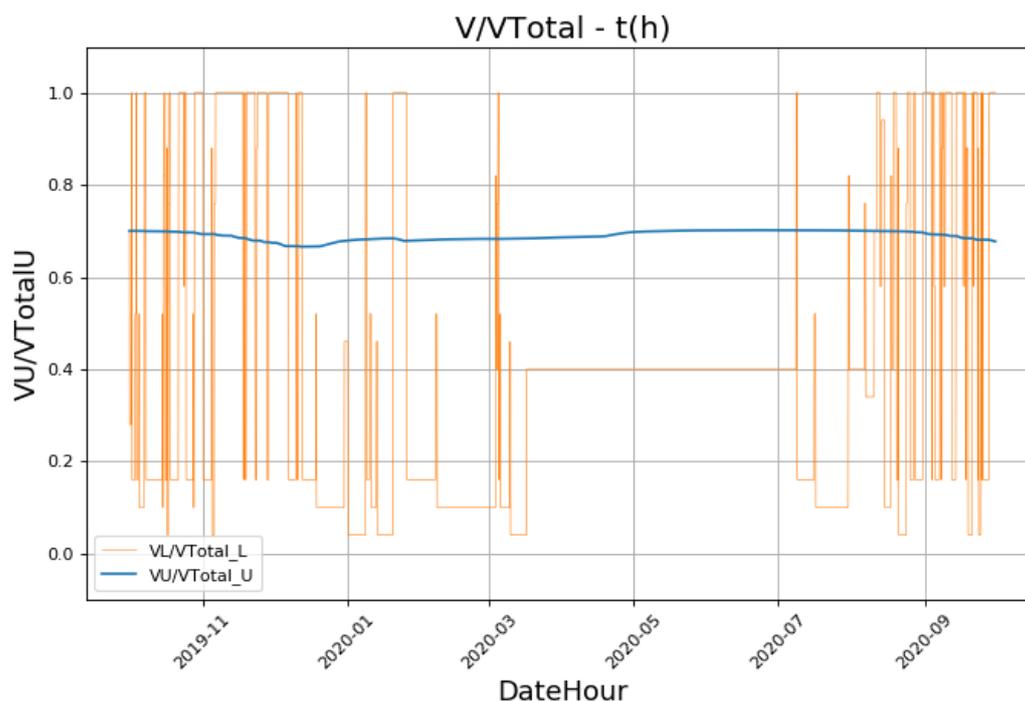


Figura 3.34. CASO 6: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la cuarta modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

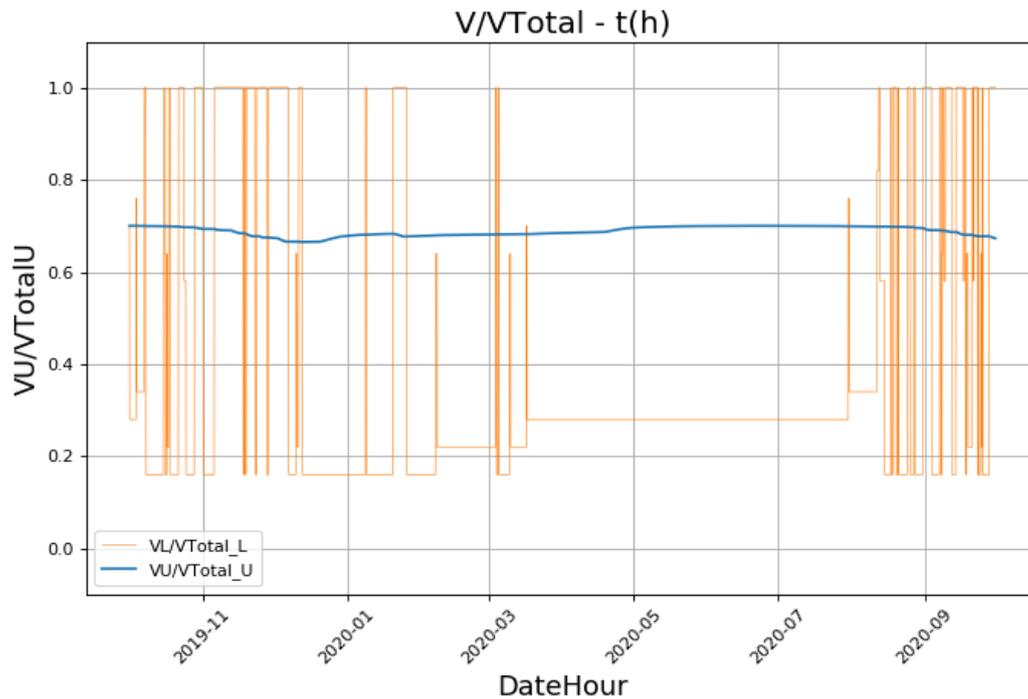


Figura 3.35. CASO 7: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la cuarta modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

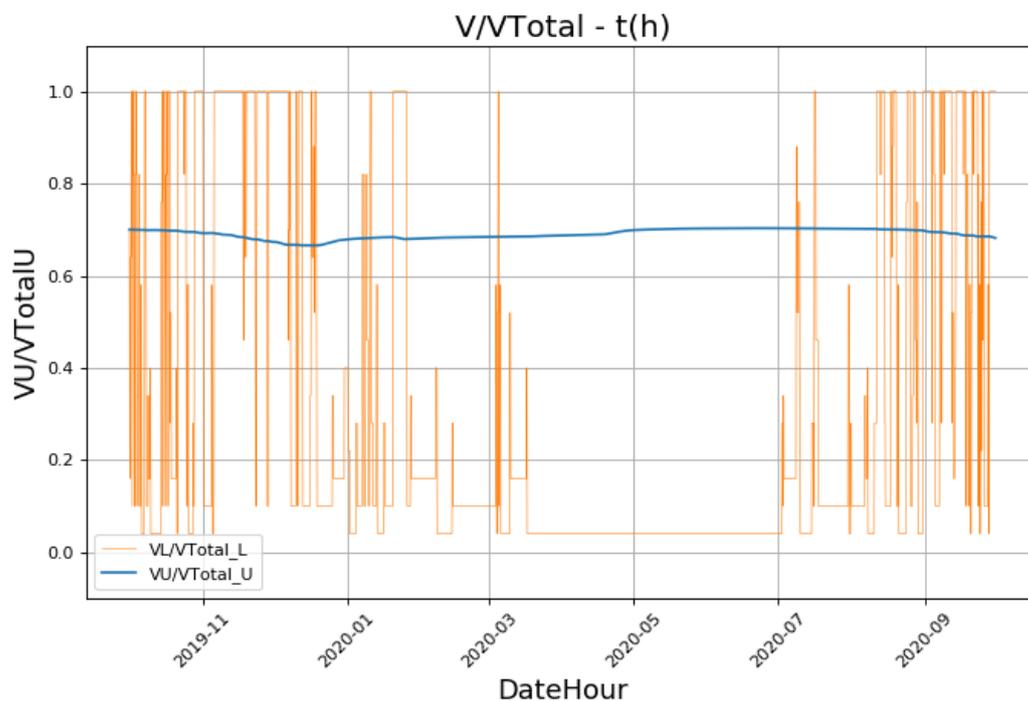


Figura 3.36. CASO 8: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total en el embalse superior (azul) y en el embalse inferior (naranja) obtenidos tras la cuarta modificación del modelo en lenguaje Python, cada hora durante el período de estudio.

Comparando las gráficas representadas en la Figura 3.34, Figura 3.35 y Figura 3.36 con las representadas de la Figura 3.19 a la Figura 3.28 en las que se fija el precio de turbinación y bombeo de forma aproximada, se observa que gracias al equilibrado, el ratio de agua almacenada en el embalse superior frente a su volumen total al final del período de estudio varía del 70% hasta el 67,71% en el CASO 6, hasta el 67,29% en

el CASO 7 y hasta el 68,20% en el CASO 8, es decir, la disminución no es tan acusada como la que se da cuando el precio mínimo de turbinación se fija de forma aproximada en 40€/MWh, es decir, la tendencia del agua almacenada en el embalse superior durante el período de estudio es prácticamente constante a lo largo del año.

Observando la Figura 3.37, en la que se representa la evolución del agua embalsada en España desde la segunda mitad del año 2019 hasta la primera mitad del año 2021, y en la que se indica en rojo el período de estudio, se puede ver la variación de ésta durante dicho período. Extrapolando esta situación a los resultados de las simulaciones realizadas (Figura 3.34, Figura 3.35, Figura 3.36), se deduce que el volumen del embalse superior se ha sobredimensionado, lo que no permite estudiar correctamente la variación en la capacidad de almacenamiento de energía del embalse superior.



Figura 3.37. Evolución del agua embalsada en España desde mediados del año 2019 hasta mediados del año 2021. Adaptado de [47].

- 5ª modificación: variación de parámetros de entrada y precio de bombeo mediante el criterio de corte

Para evitar lo explicado al final de la modificación anterior, se ha decidido disminuir cuatro veces la capacidad del embalse superior, y aumentar cuatro veces tanto el caudal del río aguas arriba (Figura 3.38) que entra en dicho embalse, como el caudal ecológico. Cabe destacar que el área del embalse superior también se ha modificado con el objetivo de mantener constante la altura de éste. Por tanto, los nuevos parámetros de entrada modificados se resumen en la Tabla 3.8.

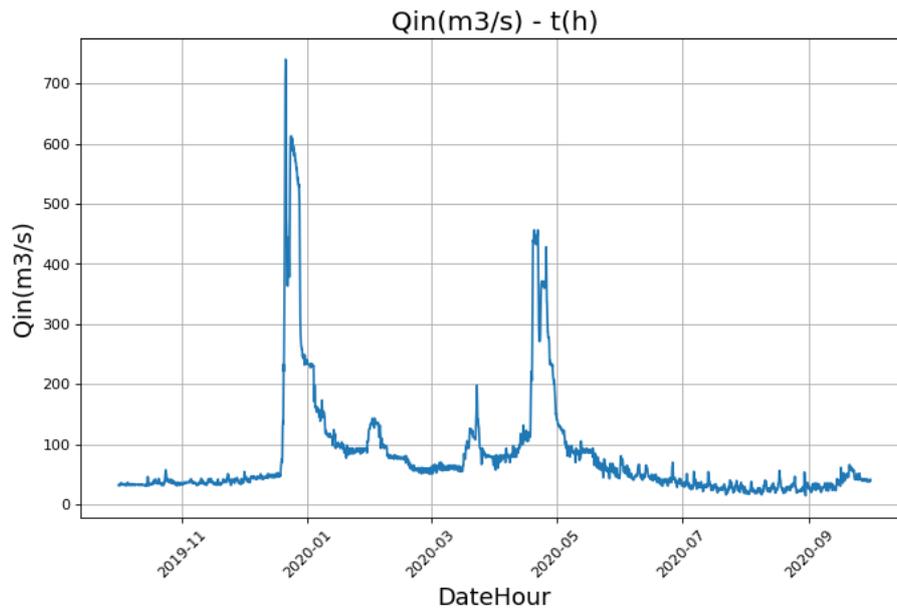


Figura 3.38. Caudal del río aguas arriba (m<sup>3</sup>/s) incrementado cuatro veces, que se vierte en el embalse superior cada hora durante el período de estudio.

Tabla 3.8. Parámetros de entrada modificados tras disminuir la capacidad del embalse superior y aumentar el caudal del río y el caudal ecológico.

Vtotal_U (hm <sup>3</sup> )	Area_U (hm <sup>2</sup> )	Qenvir (m <sup>3</sup> /s)
2000	1250	40

En cuanto al precio a partir del cual se bombea, éste obtiene aplicando el criterio de corte, es decir, se calcula el punto de equilibrio a partir del cual compensa vender o comprar, y por tanto turbinar o bombear, siguiendo la Ec. 3.42, la cual se simplifica según la Ec. 3.43 [21] puesto que las alturas son iguales en turbinación y en bombeo.

$$PC \cdot \left( \frac{\Delta H \cdot Q_{U-L}}{\eta_B} \right) = PV \cdot (\Delta H \cdot Q_{U-L} \cdot \eta_T) \quad \text{Ec. 3.42}$$

$$PC \cdot \left( \frac{Q_{U-L}}{\eta_B} \right) = PV \cdot (Q_{U-L} \cdot \eta_T) \quad \text{Ec. 3.43}$$

Debido a la simplificación realizada, en la que los precios de compra y venta de la energía se determinan a partir de una única curva, y puesto que el precio de venta (PV) ya lo hemos determinado al equilibrar el modelo, el precio de compra de la energía (PC), o lo que es lo mismo, el precio a partir del cual se bombea se calcula despejando de la Ec. 3.43.

Por tanto, en este caso, a parte de las modificaciones de los parámetros de entrada, las hipótesis tomadas son las siguientes:

- El precio mínimo de turbinación y las horas de turbinado se determinan en función del equilibrado del embalse superior (se sigue manteniendo con respecto a la modificación anterior).
- El precio máximo de bombeo se obtiene a partir del de turbinación, aplicando el criterio de corte.

Esta nueva modificación se ha implementado y se ha simulado para el CASO 2, el CASO 5, el CASO 6, el CASO 7 y el CASO 8, obteniendo las gráficas del ratio de agua

embalsada frente a la capacidad del embalse que se muestran de la Figura 3.39 a la Figura 3.43.

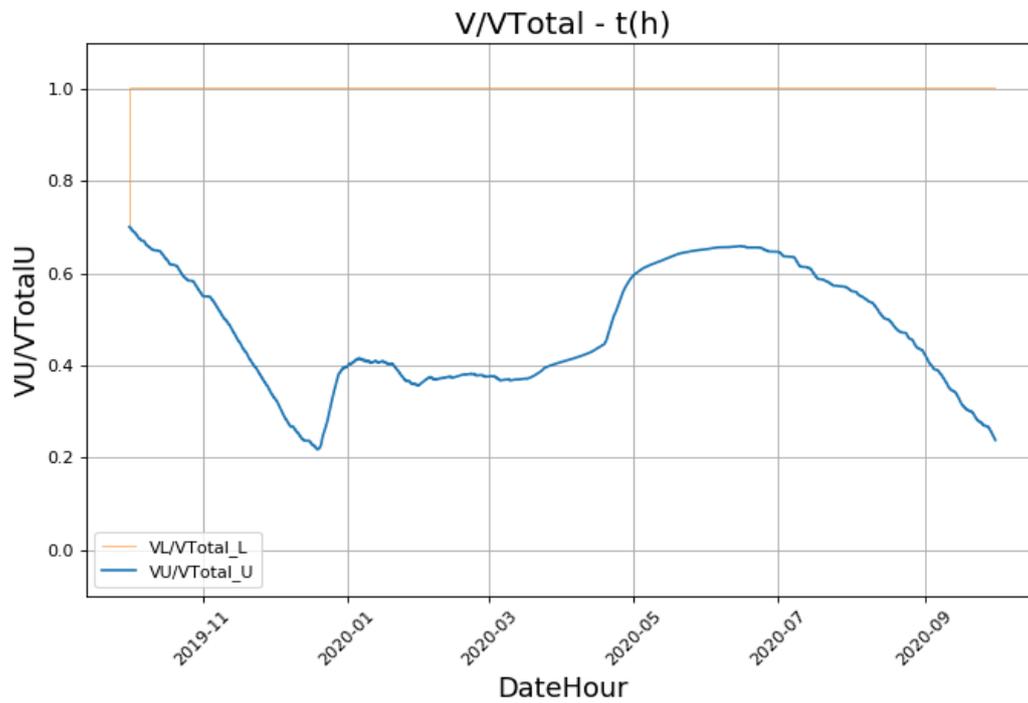


Figura 3.39. CASO 2: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 70%.

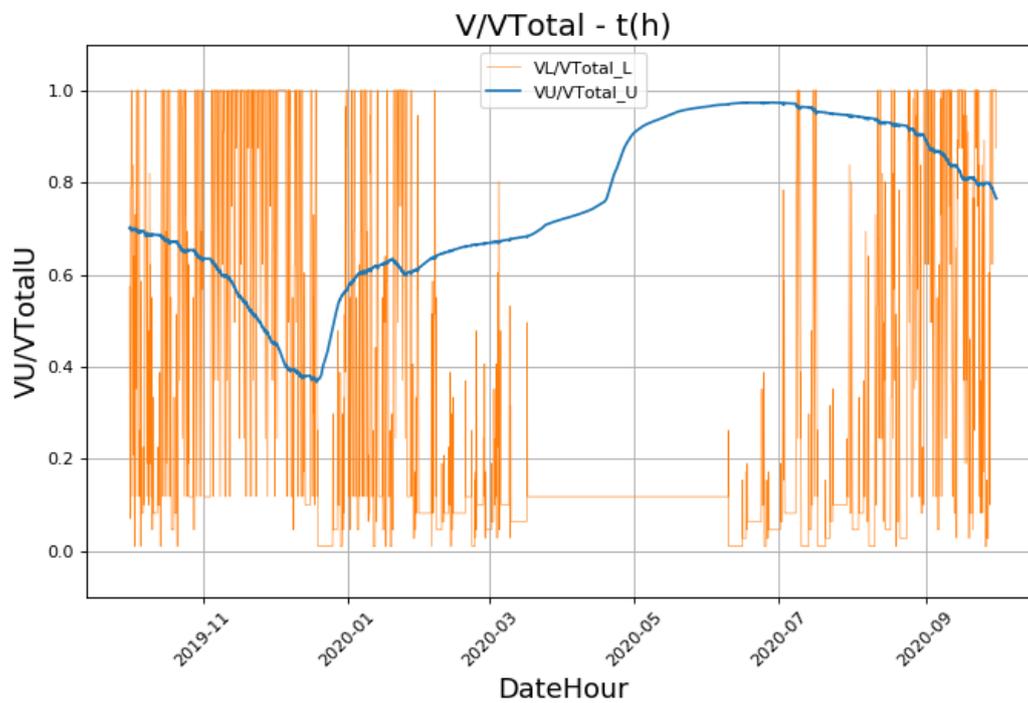


Figura 3.40. CASO 5: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 70%.

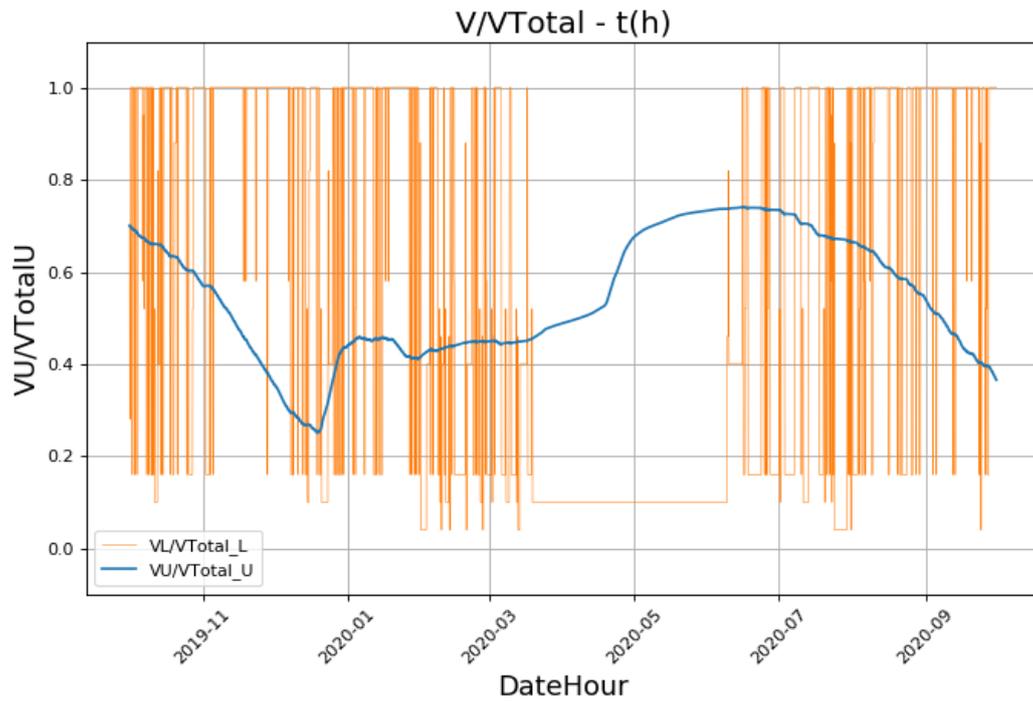


Figura 3.41. CASO 6: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 70%.

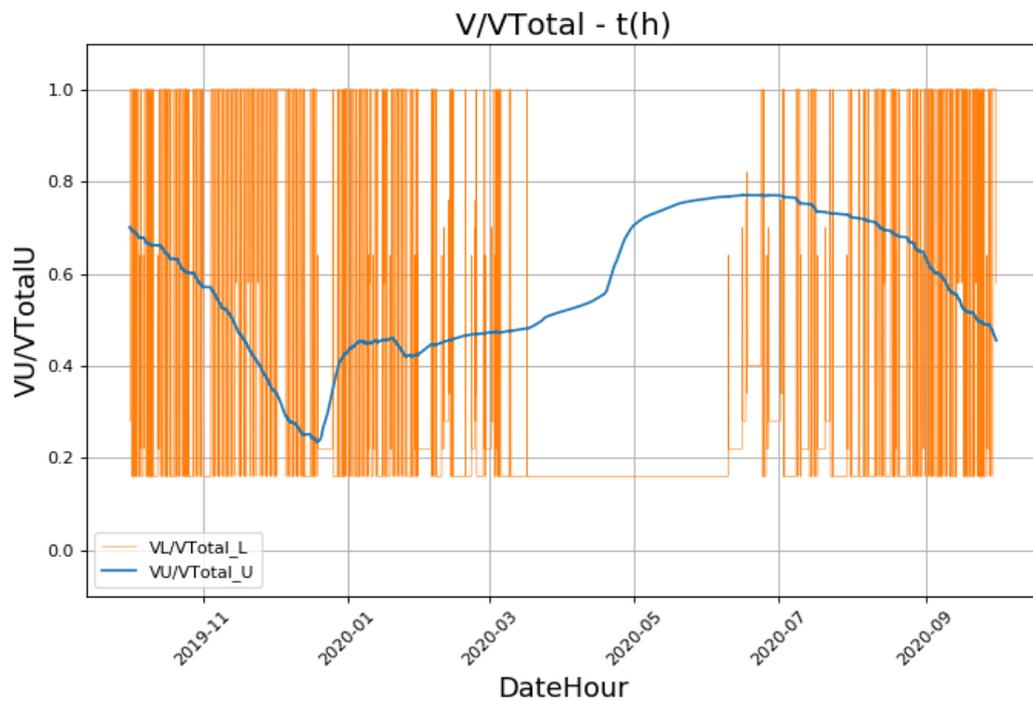


Figura 3.42. CASO 7: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 70%.

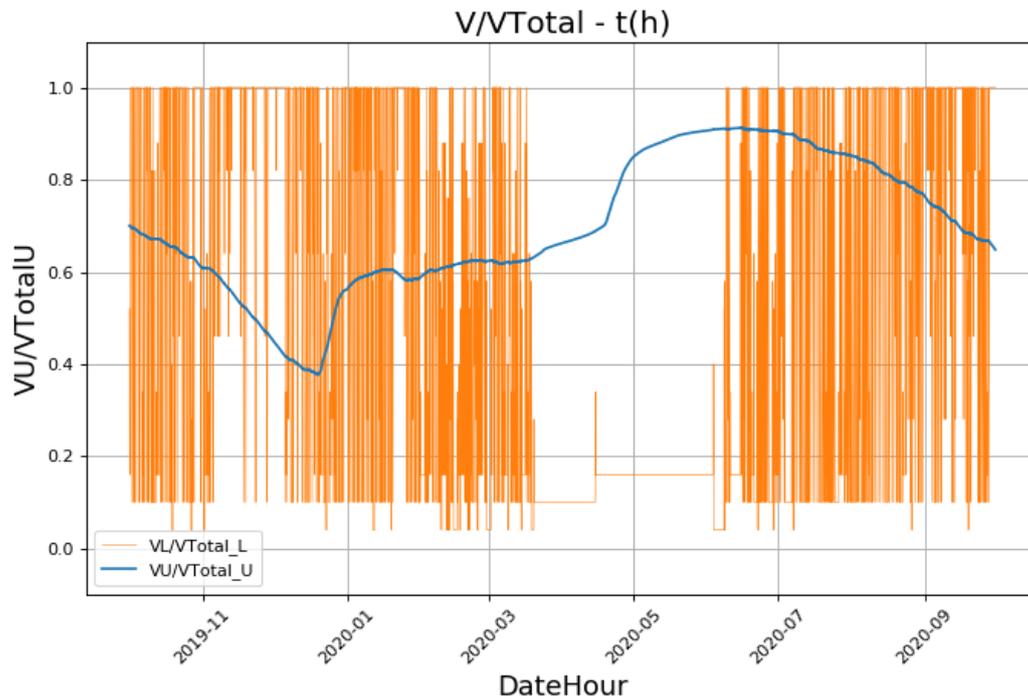


Figura 3.43. CASO 8: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 70%.

Se observa en las gráficas obtenidas (Figura 3.39 a Figura 3.43) que con las modificaciones realizadas tanto en el embalse superior como en el caudal del río aguas arriba, en el caudal ecológico, y en los precios a partir de los cuales se turbinan y se bombea, el agua almacenada en el embalse superior varía su tendencia en función del período del año, al igual que la gráfica representada en la Figura 3.37. Si bien es cierto que la tendencia entre ésta última y las gráficas representadas de la Figura 3.39 a la Figura 3.43 se asemejan a partir del mes de enero, se toman estas últimas modificaciones como las definitivas y se procede a trabajar con el modelo.

## 4. RESULTADOS

A continuación, se muestran los resultados obtenidos tras la simulación del CASO 2, el CASO 5, el CASO 6, el CASO 7 y el CASO 8, con los mismos parámetros de entrada que los empleados en la última modificación del modelo, excepto el porcentaje inicial del agua almacenada en ambos embalses, el cual se varía al 0,1%. Estos resultados incluyen, para cada caso, el ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse, el caudal vertido del embalse superior al río y del embalse inferior al río, la potencia generada y necesaria por hora, los precios de turbinación y bombeo calculados por el modelo, y por último las horas de turbinación y bombeo calculadas por el modelo, y las horas reales obtenidas tanto en turbinación como en bombeo.

En primer lugar, se comprueban los precios de turbinación y bombeo, puesto que el precio mínimo a partir del cual se turbinaba tiene que ser mayor que el precio máximo a partir del cual se bombea, en caso contrario no tendría sentido. Como se observa en la Figura 4.1, esto se cumple en todos los casos de estudio excepto en el CASO 8 ya que el precio mínimo de turbinación es 34,76€ y el precio máximo de bombeo 35,46€. Por tanto, este caso es descartado puesto que sus resultados no son coherentes.

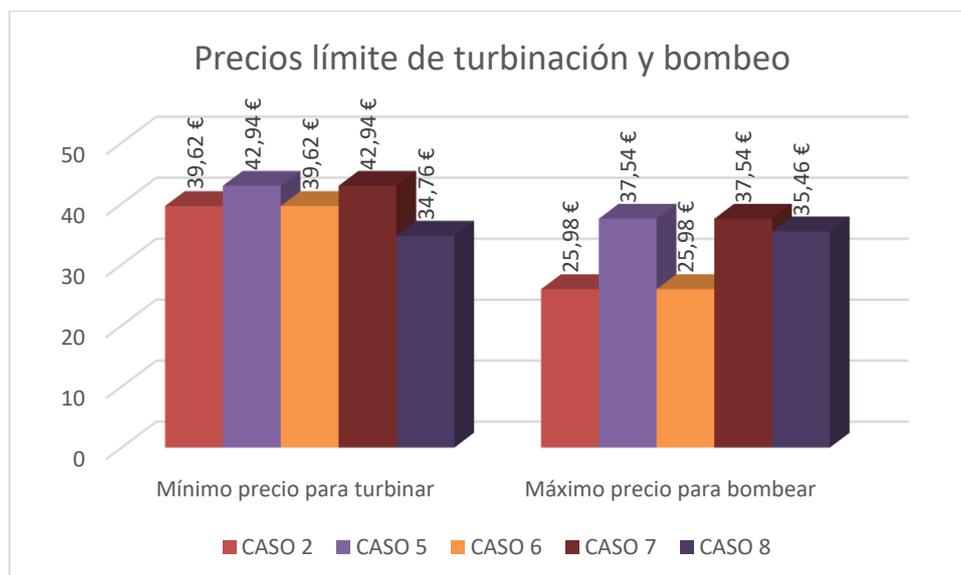


Figura 4.1. Mínimo precio a partir del cual se turbinaba y máximo precio a partir del cual se bombea para cada caso de estudio, una vez determinados los precios de turbinación y bombeo determinados a partir del equilibrio del embalse superior y el criterio de corte respectivamente, a partir del precio de la energía en Bélgica.

A continuación, se explican de forma detallada los resultados obtenidos en el CASO 2, el CASO 5, el CASO 6 y el CASO 7, comparando los tres últimos con el primero, y entre ellos.

En la Figura 4.2 se observa que el embalse inferior se mantiene al 100% ya que, mediante la reducción de su volumen, se está simulando que no existe, por tanto, se llena por completo y vierte el agua al río de forma continua.

En cuanto al embalse superior, como no hay bombeo del embalse inferior a éste, hay turbinación al comienzo del período, vaciándolo por completo y permaneciendo así durante aproximadamente dos meses (finales de octubre a finales de diciembre). Dentro de este período hay horas en las que es insuficiente el agua que entra en el embalse superior para mantener el caudal ecológico (ver Figura 4.3), puesto que el

caudal del embalse superior al río (línea naranja) que mantiene el caudal ecológico, disminuye por debajo de los  $40\text{m}^3/\text{s}$ . Cabe destacar que antes de que el embalse vuelva a tener agua almacenada, hay unos días en los que sí sigue habiendo una potencia producida cada hora (Figura 4.4) a pesar de que el embalse superior esté vacío, lo que significa que el agua que entra en dicho embalse se vierte directamente al embalse inferior.

Seguidamente, el embalse se llena puesto que el caudal del río aguas arriba comienza a crecer (ver Figura 3.38) y el embalse superior se llena hasta un 20% de su capacidad aproximadamente (Figura 4.2), para después mantener una tendencia prácticamente constante, hasta que vuelve a incrementarse el volumen de agua embalsada a finales de abril, puesto que de nuevo hay un aumento del caudal del río aguas arriba (ver Figura 3.38) y además en este caso no hay turbinación, con lo que el embalse superior alcanza casi el 45% de su capacidad.

Finalmente, durante los tres últimos meses de estudio, el agua almacenada va disminuyendo ya que en este último tramo hay turbinación y el caudal aportado al embalse superior disminuye, llegando al 9% de su capacidad.

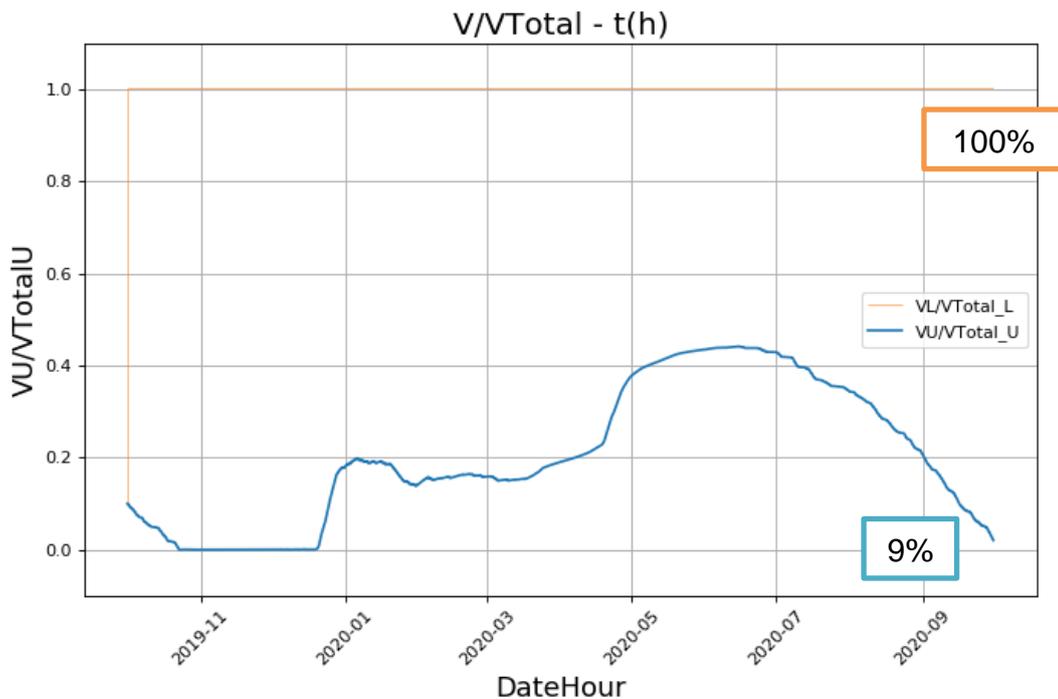


Figura 4.2. CASO 2: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 10%, a partir del precio de la energía en Bélgica.

En la Figura 4.3 se representa el caudal que se vierte del embalse inferior al río (azul) y el caudal vertido del embalse superior al río (naranja). Este último sólo se da cuando el primero de ellos no es capaz de mantener el mínimo caudal ecológico. Por otro lado, como no hay bombeo, el caudal vertido del embalse inferior al río es en su totalidad el turbinado del embalse superior al inferior.

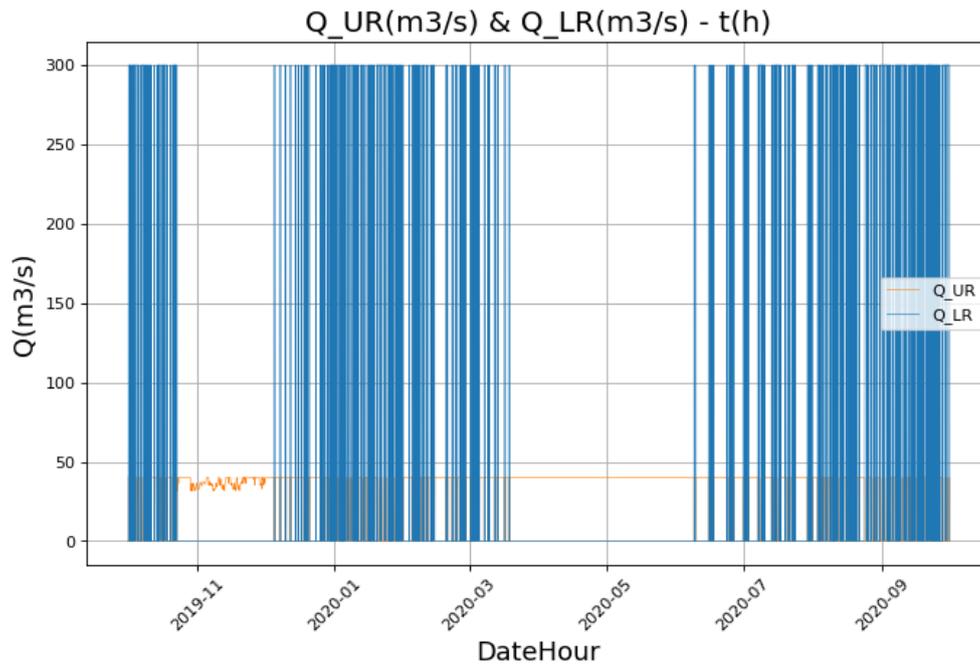


Figura 4.3. CASO 2: Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$ , obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

En la Figura 4.4 se comprueba que la potencia cada hora varía en función de la altura del embalse superior en mayor medida. El mínimo se sitúa en 525MW aproximadamente, mientras que el máximo se encuentra en unos 725MW.

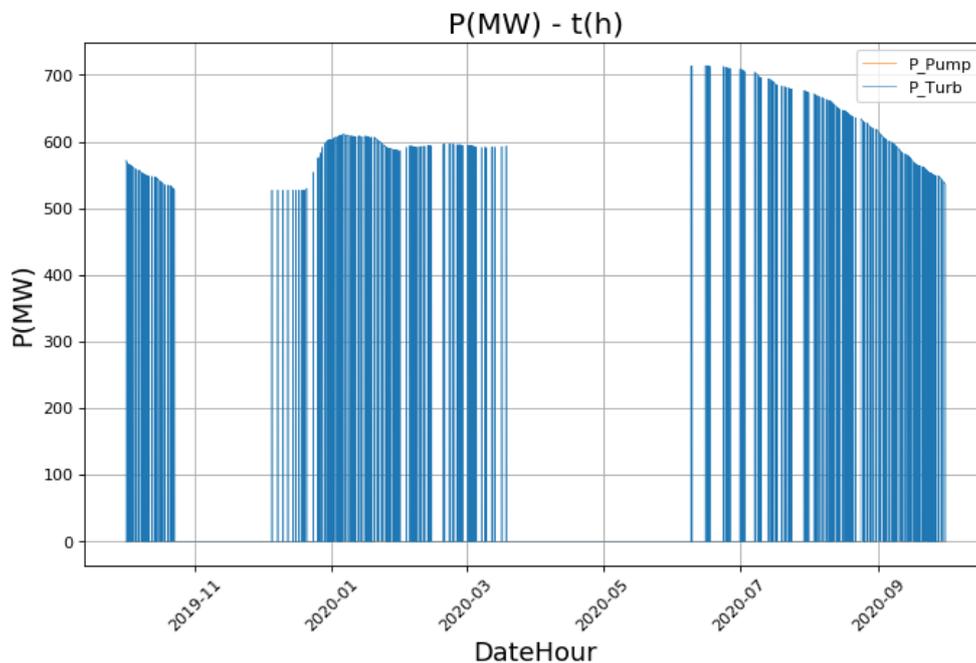


Figura 4.4. CASO 2. Potencia generada mediante turbinación (azul) obtenida mediante el modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

Los resultados del CASO 5 del ratio de agua almacenada frente al volumen total de cada uno de los embalses se muestran en la Figura 4.5, en la cual, a diferencia del caso anterior, se comprueba que el embalse inferior se llena y se vacía, puesto que hay turbinación y bombeo, si bien es cierto que el llenado y vaciado del mismo no tiene lugar en su totalidad. Durante el período en el que el precio de la energía no está por

encima del mínimo para turbinar o del máximo para bombear (de mediados de marzo a principios de junio), el volumen de agua de dicho embalse se mantiene constante en un 12% aproximadamente.

En relación con el embalse superior, se observa que presenta una tendencia similar al CASO 2, aunque cabe destacar, por un lado, que se reduce el período de tiempo en el que el embalse permanece vacío, estando sólo un mes aproximadamente en esta situación. Por otro lado, de febrero a finales de abril en vez de presentar una tendencia más o menos constante como ocurría en el CASO 2, el volumen acumulado continúa aumentando, hasta alcanzar el máximo, pero llegando esta vez al 60% de su capacidad. Finalmente disminuye hasta el 40%.

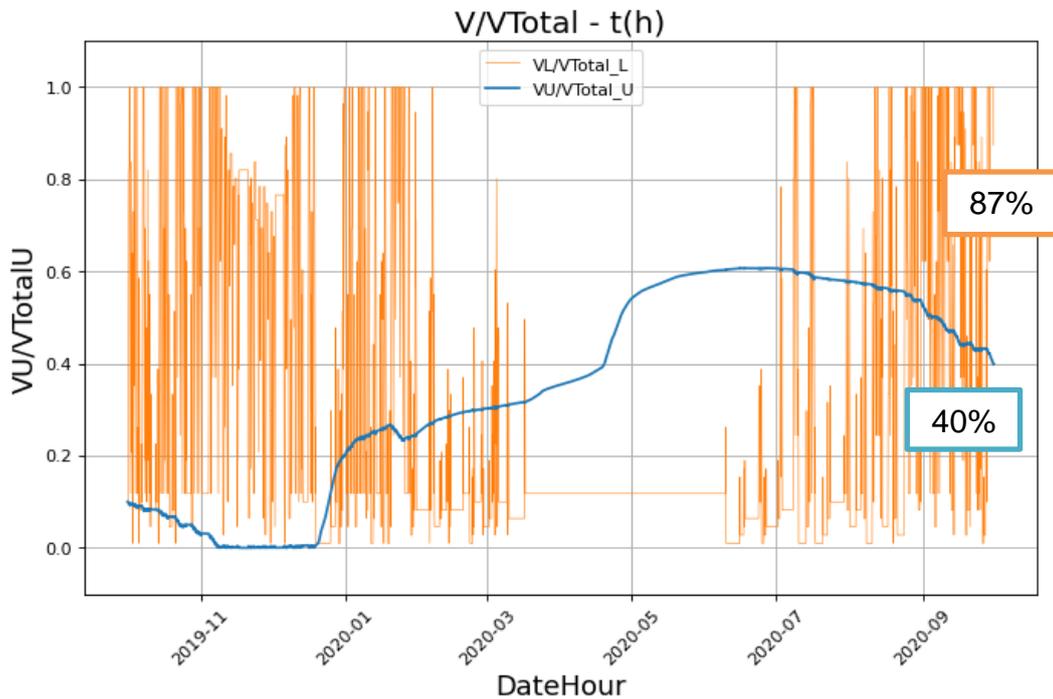


Figura 4.5. CASO 5: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 10%, a partir del precio de la energía en Bélgica.

En la Figura 4.6 se observa que hay horas en las que no es posible verter el caudal ecológico (ver línea naranja al comienzo del período), aunque esto ocurre durante un menor número de días que en el CASO 2. Por otro lado, debido a que existe bombeo, el número de horas durante las que se vierte agua del embalse inferior al río se ve reducido.

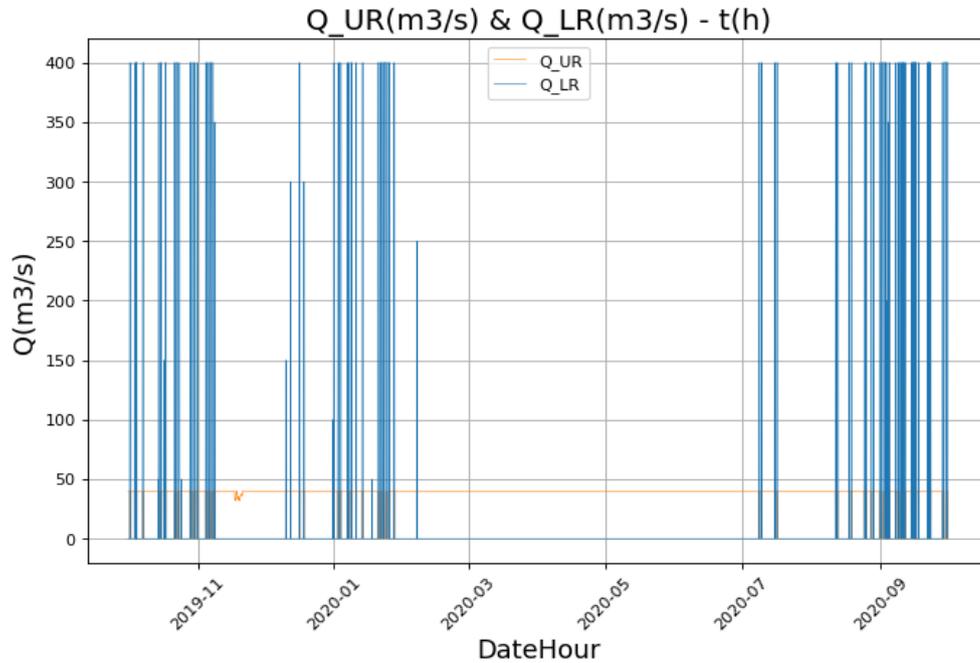


Figura 4.6. CASO 5: Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$ , obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio

En cuanto a la potencia generada cada hora (azul) y la potencia necesaria cada hora para bombear (naranja) representadas en la Figura 4.7, la segunda supera a la primera puesto que la eficiencia en bombeo es menor que en turbinación, a pesar de que el caudal es mayor en el primer caso ( $400m^3/s$ ) que en el segundo ( $350m^3/s$ ). El mínimo y el máximo alcanzados en turbinación son 700MW y 1050MW aproximadamente, y en bombeo 800MW y 1200MW respectivamente. La turbinación ha aumentado con respecto al CASO 2 puesto que tanto los caudales como la altura en el embalse superior son mayores.

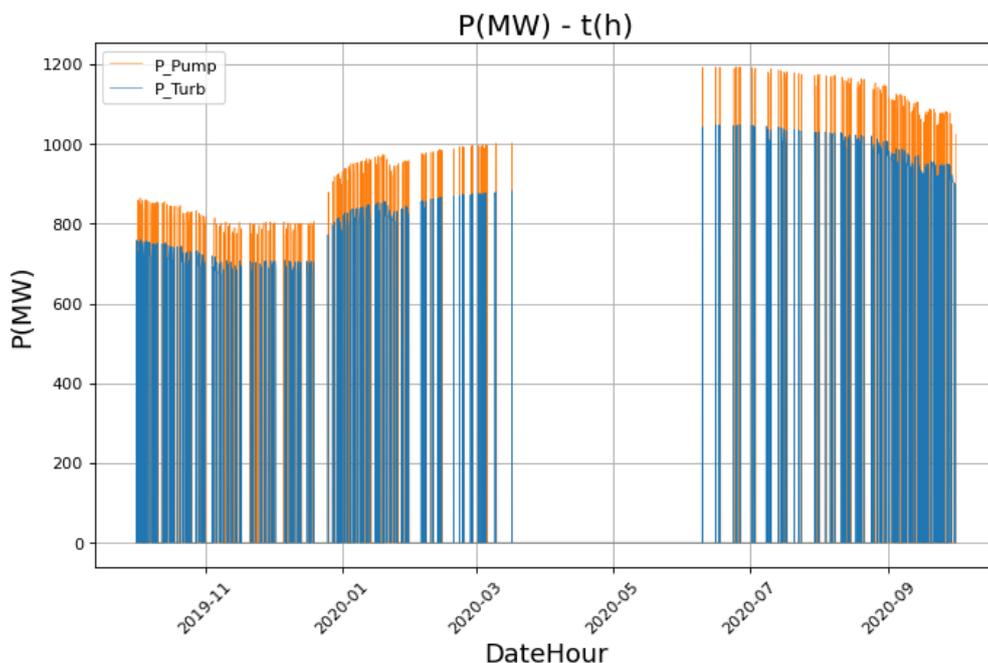


Figura 4.7. CASO 5: Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (naranja) en MW obtenidos mediante el modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

Respecto a los resultados del ratio de agua almacenada frente al volumen total del embalse obtenidos para el CASO 6 representados en la Figura 4.8, se observa que presenta la misma tendencia que en el CASO 2 ya que ambos casos el caudal turbinado ( $300\text{m}^3/\text{s}$ ) y bombeado ( $350\text{m}^3/\text{s}$ ) es el mismo, con la diferencia de que en este caso al haber bombeo, se consigue que la curva se vea desplazada hacia valores más elevados del agua almacenada en el embalse superior, llegando al 50% de su capacidad como valor máximo, y finalizando el período al 11% de su capacidad.

El embalse inferior nunca se vacía por completo, como mucho hasta el 5% de su capacidad, en cambio sí se llena hasta el 100%, aunque, al igual que en el CASO 5, esto no ocurre siempre, pero sí con mayor frecuencia.

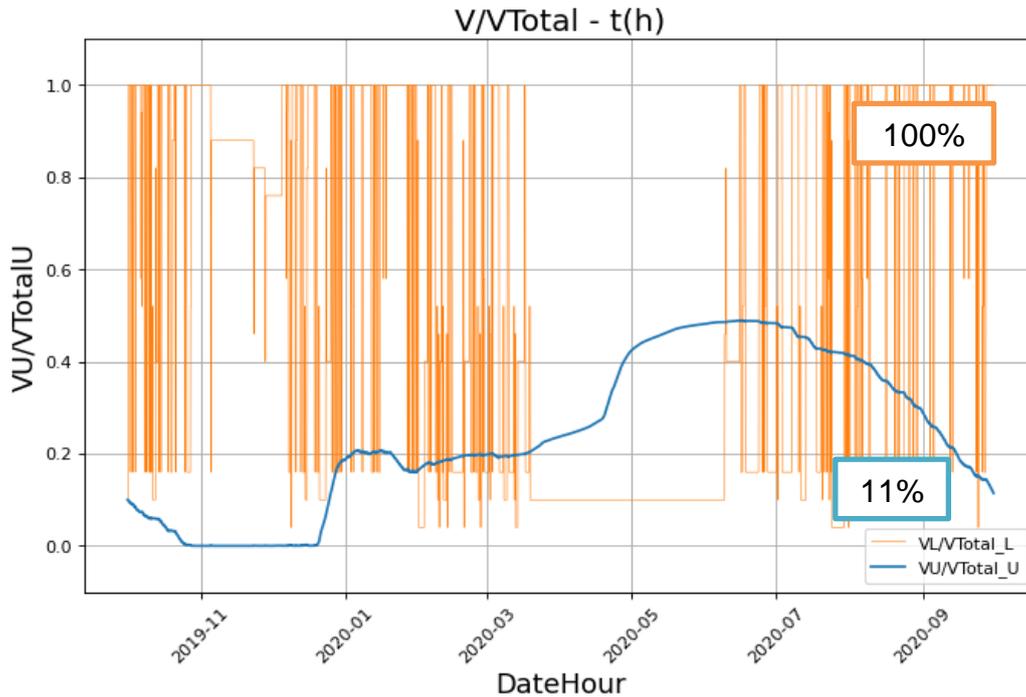


Figura 4.8. CASO 6: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 10%, a partir del precio de la energía en Bélgica.

En la Figura 4.9 se aprecia que, al comienzo del período de estudio, hay horas en las que no es posible mantener el caudal ecológico, como ocurre en los casos anteriores. En cuanto al caudal vertido del embalse inferior al río, se observa que se da durante menos horas que en el CASO 2, puesto que hay bombeo, pero más que en el CASO 5 debido a que la capacidad del embalse inferior en dicho caso es mayor que en el CASO 6 ( $10\text{hm}^3$  frente a  $3\text{hm}^3$ ).

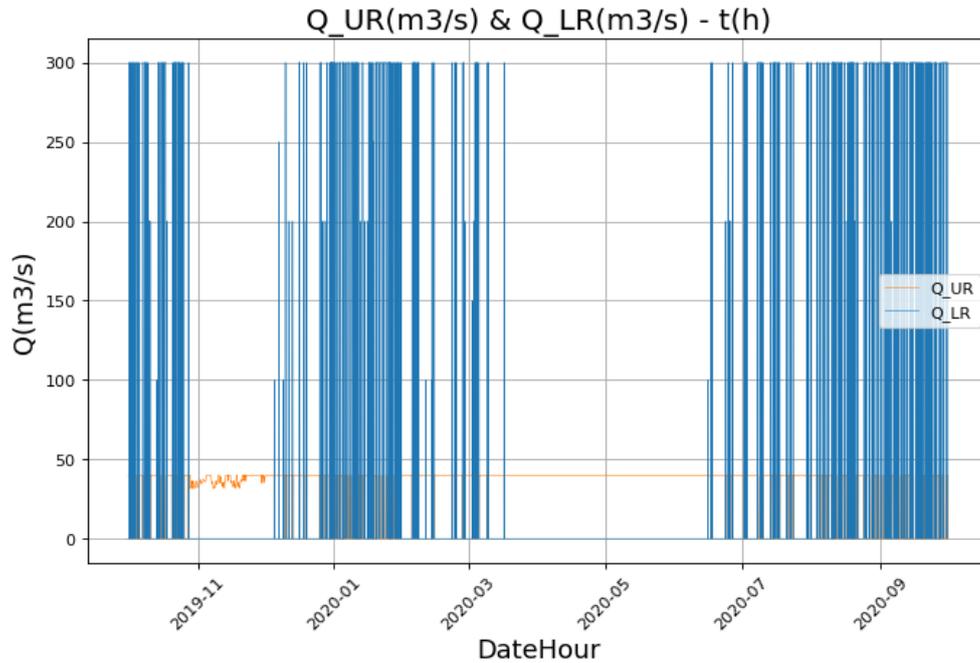


Figura 4.9. CASO 6: Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$ , obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio

La potencia generada cada hora en el CASO 6 toma valores similares a los del CASO 2 (mínimo entre los 500 y 550MW y máximo de 725MW aproximadamente) como se observa en la Figura 4.10. En este caso sí que hay una potencia necesaria para bombear, la cual toma valores comprendidos entre los 800MW y los 1100MW aproximadamente. La diferencia entre la potencia generada cada hora en turbinación y la necesaria cada hora en bombeo es mayor que en el CASO 5 puesto que en el CASO 6 el caudal de bombeo es mayor que el de turbinación, y además la eficiencia en bombeo es menor que en turbinación.

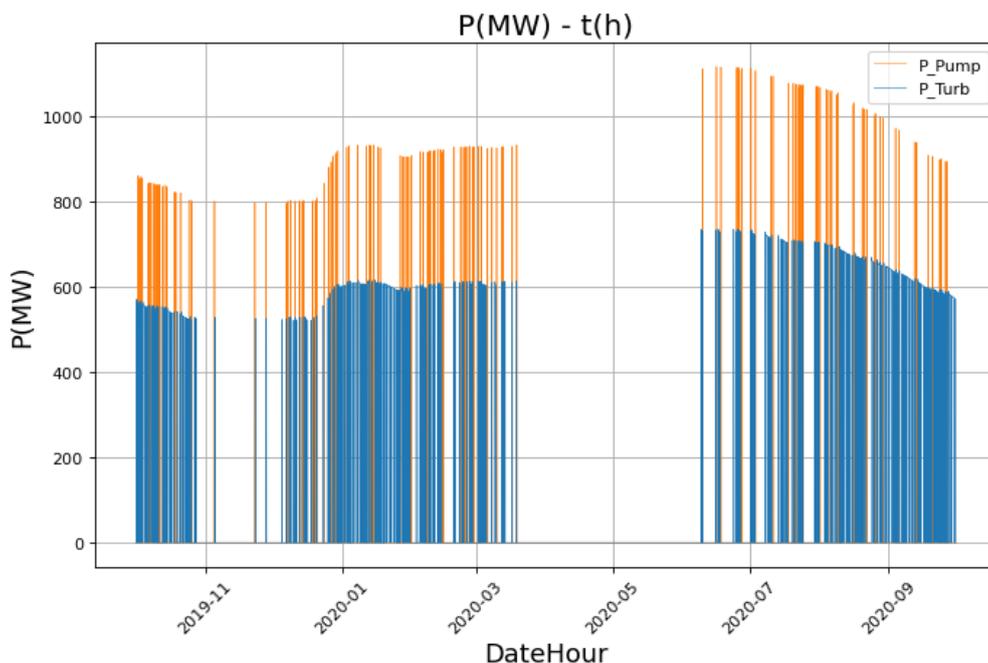


Figura 4.10. CASO 6: Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (naranja) en MW obtenidos mediante el modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

Para finalizar, el ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja) del CASO 7 se representa en la Figura 4.11. Lo que lo diferencia con respecto al CASO 6 es que aquí el caudal turbinado es de  $400\text{m}^3/\text{s}$  y el bombeado de  $350\text{m}^3/\text{s}$ . Con ello se consigue que el embalse inferior se llene por completo un mayor número de veces que en el CASO 6, si bien es cierto que, en este caso, sólo se vacía hasta el 15% de su capacidad aproximadamente (salvo una vez que llega hasta el 5%). A pesar de que hay más caudal en turbinación que en bombeo, el volumen de agua almacenada en el embalse superior alcanza el 55% de su capacidad, y finaliza al 22%, es decir, son valores mayores que en el CASO 6 puesto que se bombea durante más horas, ya que el máximo precio de bombeo es mayor en el CASO 7 que en el CASO 6 (ver Figura 4.1).

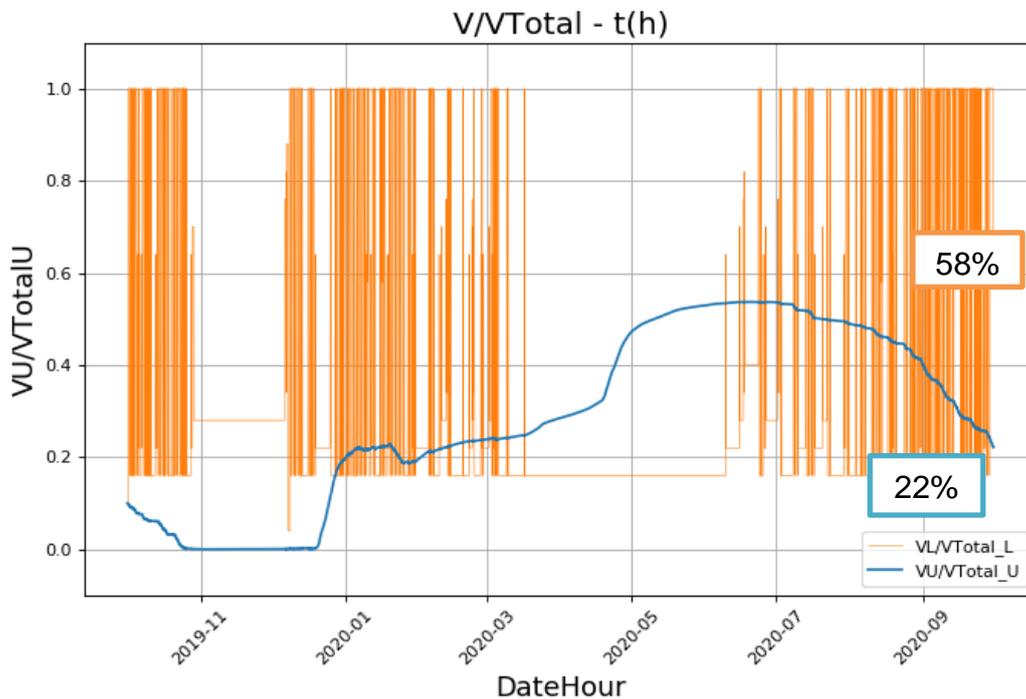


Figura 4.11. CASO 7: Ratio de agua almacenada frente a la capacidad total del embalse superior (azul) e inferior (naranja), obtenidos tras la 5ª Modificación, para un valor inicial en ambos del 10%, a partir del precio de la energía en Bélgica.

Debido a lo explicado en el párrafo anterior, en la Figura 4.12 se puede comprobar que hay un menor número de horas en los que se vierta agua del embalse inferior al río (azul). Por otro lado, sigue habiendo un mes al comienzo del período durante el cual no se mantiene el caudal ecológico.

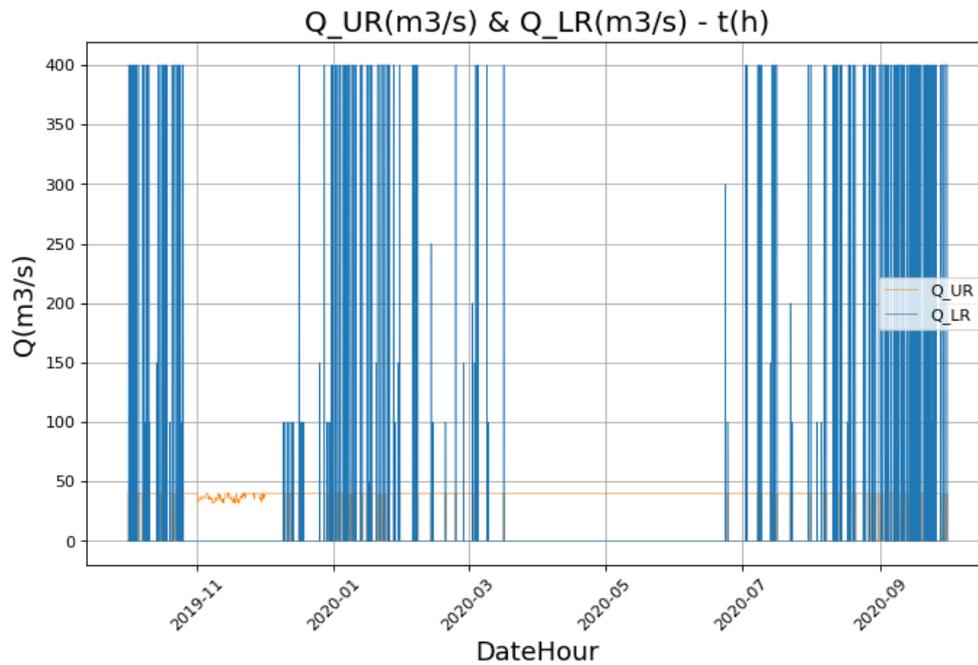


Figura 4.12. CASO 7: Caudal vertido del embalse superior al río (naranja) y del embalse inferior al río (azul) en  $m^3/s$ , obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio

Respecto a la potencia generada cada hora y la necesaria para bombear, representadas en la Figura 4.13, la diferencia entre ellas es menor que en el CASO 6 puesto que, en este caso, al igual que en el CASO 5, el caudal turbinado es mayor que el bombeado. En turbinación, toma valores entre los 700MW y los 1000MW en una hora, y en bombeo, este rango se encuentra entre los 800MW y los 1150MW aproximadamente.

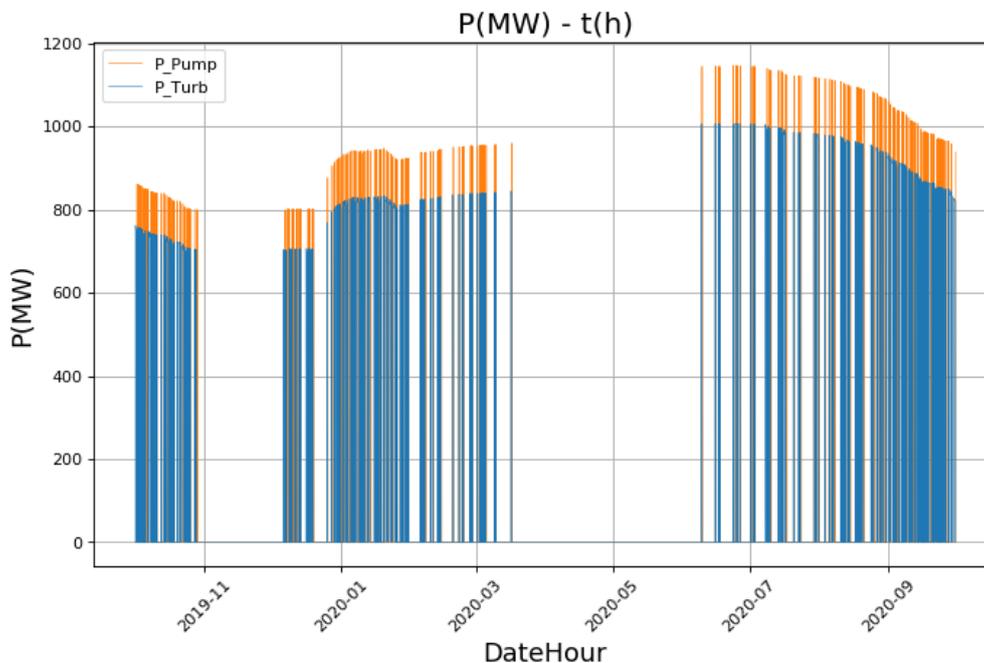


Figura 4.13. CASO 7: Potencia generada mediante turbinación (azul) y potencia requerida para el bombeo (naranja) en MW obtenidos mediante el modelo en lenguaje Python, para cada hora durante el período de estudio.

Para visualizar mejor los máximos y mínimos obtenidos en las gráficas anteriores de potencia generada y potencia requerida en bombeo cada hora, éstos se recopilan en la gráfica representada en la Figura 4.14. Como ya se ha comentado, en el CASO 2 sólo existen las potencias máximas y las mínimas obtenidas por turbinación, puesto que no hay bombeo. Del resto de casos, se resume que lo que más influye en la potencia generada al turbinar y necesaria para bombear es el caudal, puesto que en turbinación es donde más varían los resultados entre los casos con un caudal turbinado de  $400\text{m}^3/\text{s}$  (CASO 5 y CASO 7) y aquellos con un caudal de  $300\text{m}^3/\text{s}$  (CASO 2 y CASO 7). En cambio, en los tres casos en los que hay bombeo, el caudal es el mismo, y la diferencia entre los resultados es menor que la diferencia de los resultados obtenidos en turbinación, siendo la altura del agua almacenada en los embalses la que produce esto.

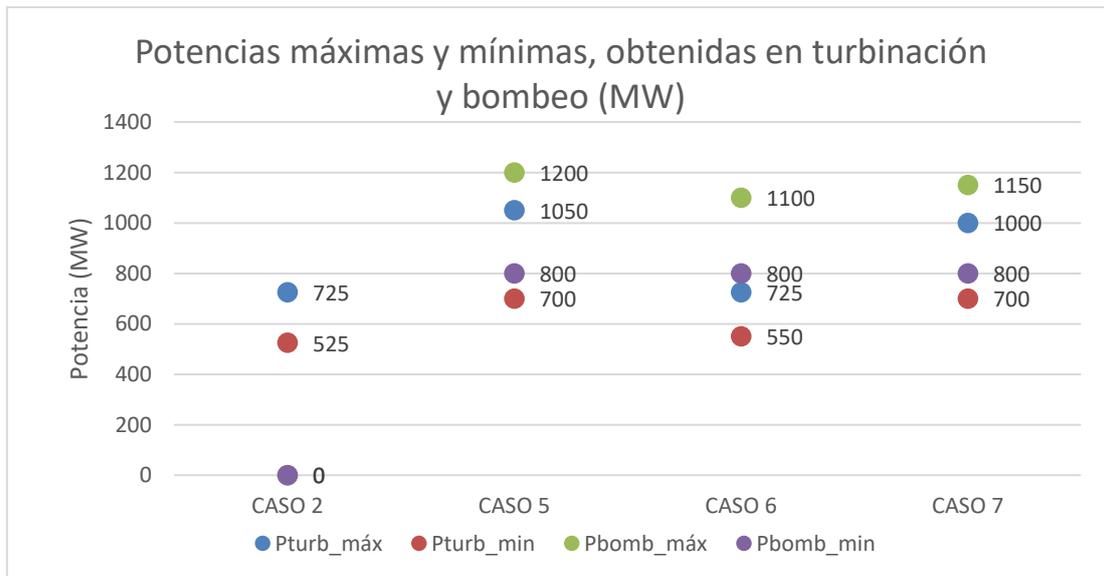


Figura 4.14. Resumen de potencias máximas y mínimas (MW) obtenidas en turbinación y bombeo en cada caso de estudio.

A continuación, se resumen mediante gráficas los resultados obtenidos en valor numérico. En la Figura 4.15 se muestra, para cada caso, el volumen de agua total turbinado del embalse superior al río, el bombeado del embalse inferior al superior, y el volumen total de agua vertido del embalse inferior. Este último se ha considerado como turbinado, puesto que, en base a las gráficas obtenidas del volumen de agua vertido del embalse inferior al río, se valora la posibilidad de que esta agua se turbine también, en vez de sólo verterse de dicho embalse al río, desaprovechando su energía potencial.

Comparando los casos en los que hay bombeo, se confirma, para el CASO 5 que el volumen bombeado es mayor,  $1220\text{hm}^3$ , frente a los  $278\text{hm}^3$  del CASO 6, y los  $466,20\text{hm}^3$  del CASO 7. Esto se debe, por un lado, a que el máximo precio a partir del cual se bombea es mayor en el CASO 5 y en el CASO 7 ( $37,54\text{€}$ , ver Figura 4.1) que en el CASO 6 ( $25,98\text{€}$ ), lo que hace que haya un mayor número de horas de bombeo.

Por otro lado, puesto que se turbinar y se bombea al máximo caudal, y que las condiciones impuestas en el programa sólo permiten turbinar y bombear si es posible mantener dichos caudales durante la siguiente hora de estudio, se puede dar el caso en el que no haya suficiente agua en el embalse inferior para bombear al caudal requerido, a pesar de que el precio de la electricidad esté por debajo del precio máximo de bombeo. Por tanto, como el embalse en el CASO 5 ( $10\text{hm}^3$ ) es mayor que

en el CASO 7 ( $3\text{hm}^3$ ), en el primero hay más horas en las que se puede mantener dicho caudal de bombeo, lo que incrementa el volumen total de agua bombeado frente al del CASO 7.

Esto también afecta al ratio de agua almacenada en el embalse inferior frente a su volumen total, puesto que la capacidad del embalse se aprovecha de forma más eficiente en el CASO 7 (Figura 4.11) que en el CASO 5 (Figura 4.5). Como contraposición, el embalse inferior en el CASO 7 se desborda con mayor frecuencia que en el CASO 5, ya que no tiene capacidad suficiente y hay que verter agua (o turbinar en caso de que se quiera aprovechar su energía potencial), perdiendo agua que podría volver a ser almacenada en el embalse superior, aumentando así el almacenamiento de energía del embalse.

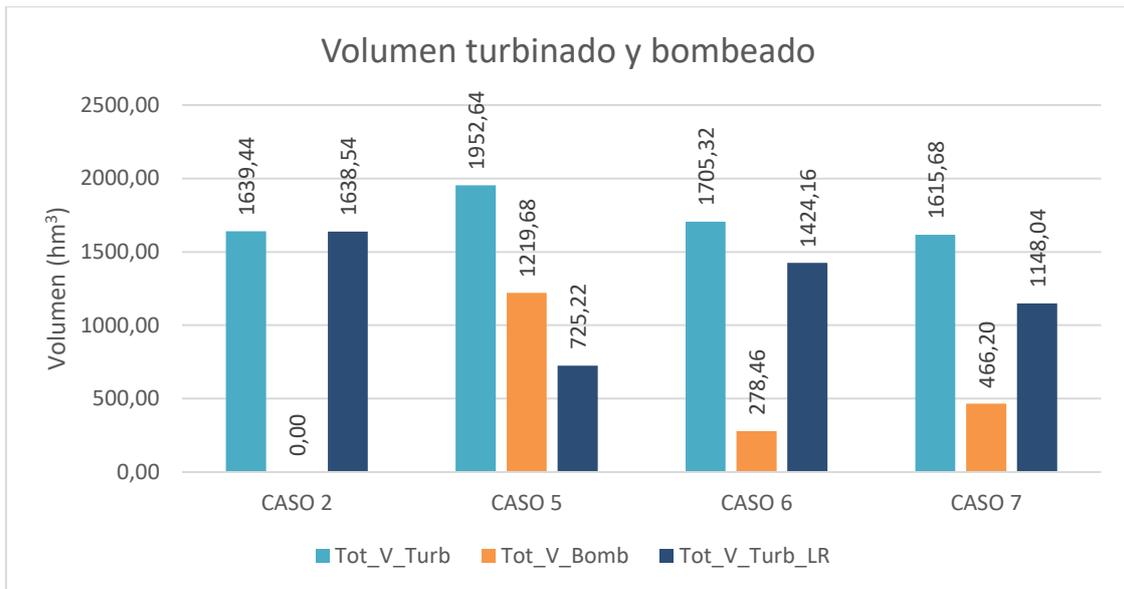


Figura 4.15. Volumen total turbinado y bombeado ( $\text{hm}^3$ ) durante el período de estudio, para cada uno de los casos.

Puesto que el modelo turbinar del embalse superior al inferior y bombea en sentido contrario a caudal constante en ambos casos, a pesar de que haya agua en el embalse y de que el precio de turbinación o bombeo se encuentre dentro de los límites obtenidos, se comprueba si el número de horas en las que el modelo debería turbinar y bombear en cada caso coincide con el número real de horas que turbinar y bombea.

En la Figura 4.16 se representan el número de horas teóricas de turbinación y bombeo calculadas por el modelo en cada uno de los casos anteriores, mientras que en la Figura 4.17 se representan las horas reales en las que se turbinar y bombea.

Observando estas dos figuras, se aprecia que las horas teóricas de turbinación superan a las de bombeo en todos los casos estudiados. Respecto al bombeo y exceptuando el CASO 2 que simula un único embalse, donde sí que hay horas teóricas de bombeo (puesto que se calculan en base a ecuaciones), pero no reales (por las condiciones impuestas en el modelo), el resto de casos presentan un número menor de horas reales de bombeo que teóricas.

Por tanto, aunque el modelo pueda turbinar porque cumple con el precio mínimo de turbinación, o bombear porque cumple con el precio máximo de bombeo, puede no hacerlo si el agua en los embalses no es suficiente para mantener el caudal requerido durante la hora de estudio.

En ningún caso las horas reales superan a las teóricas, situación que no tendría sentido puesto que incurriría en pérdidas económicas.

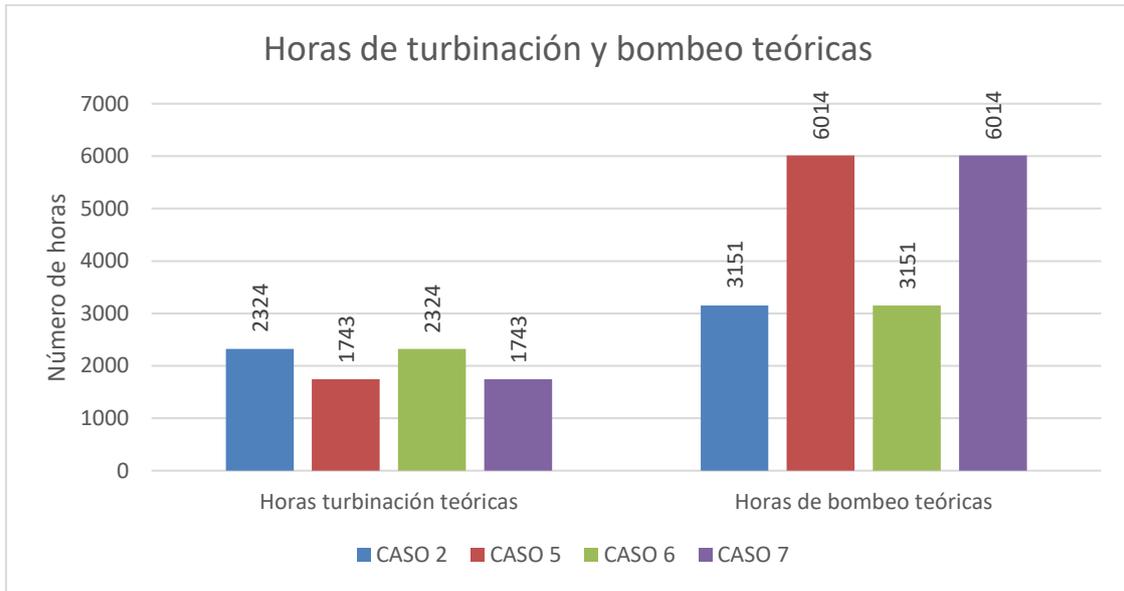


Figura 4.16. Número de horas teóricas de turbinación y bombeo, obtenidas a partir del modelo, para cada caso de estudio.

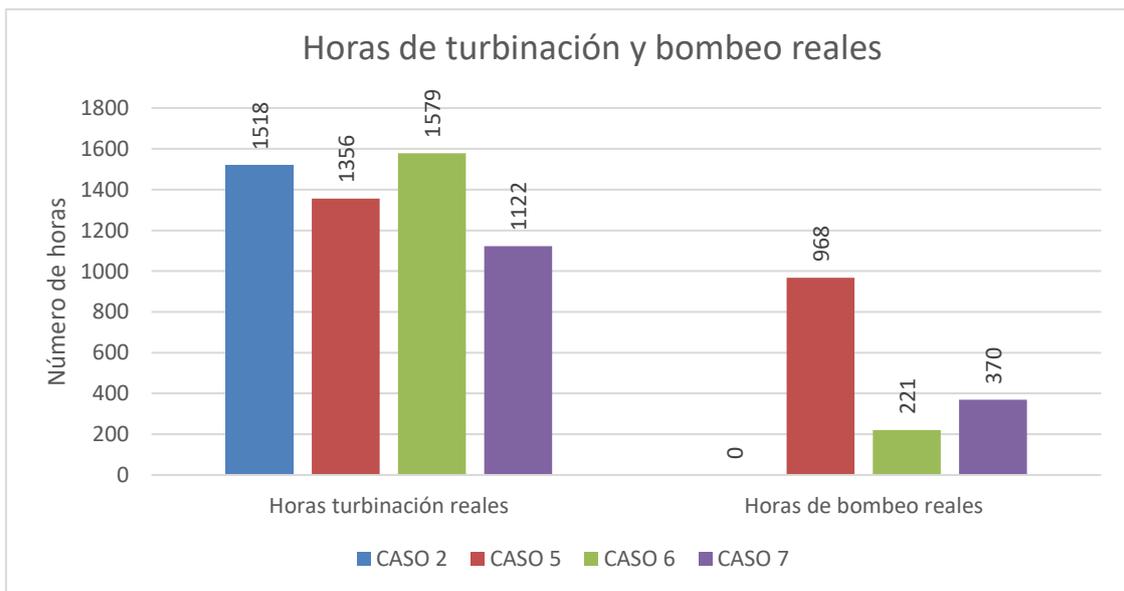


Figura 4.17. Número de horas reales de turbinación y bombeo, obtenidas a partir del modelo, para cada caso de estudio.

Respecto a los ingresos que se obtendrían de la turbinación y los costes de bombear en cada caso, éstos se muestran en la Figura 4.18. Cabe destacar que se ha tenido en cuenta el ingreso que se obtendría de turbinar el agua del embalse inferior al río, puesto que en algunos casos este volumen total toma valores próximos al volumen total turbinado del embalse superior al inferior. Los ingresos obtenidos mediante dicha turbinación son inferiores, por un lado, debido a que el volumen total es menor que el turbinado del embalse superior al inferior, y por otro, porque en esta

turbinación el salto es menor, con lo que se genera menos energía y con ello menores ingresos.

Comparando el CASO 2 con el resto de los casos, podemos observar que el primero, el balance total aporta mayores beneficios que en el resto puesto que no existe un coste de bombeo. Como era de esperar, a mayor caudal turbinado o bombeado, mayores ingresos y costes se obtienen respectivamente, es por ello que el CASO 5, a pesar de ser el que más ingresos reporta mediante turbinación (58.99M€ y 5800€ aproximadamente), en el balance final es el que menores beneficios supone (en torno a 35.15M€), puesto que los costes de bombeo también son mayores (casi 29.800€). En el CASO 6 en cambio, los ingresos son mayores (51.400€ aproximadamente) que en el CASO 5, a pesar de que el caudal turbinado es menor en el primero de los casos (400m<sup>3</sup>/s) que en el segundo (300m<sup>3</sup>/s), y que el de bombeo es igual en los dos casos, a costa de bombear menos volumen total de agua.

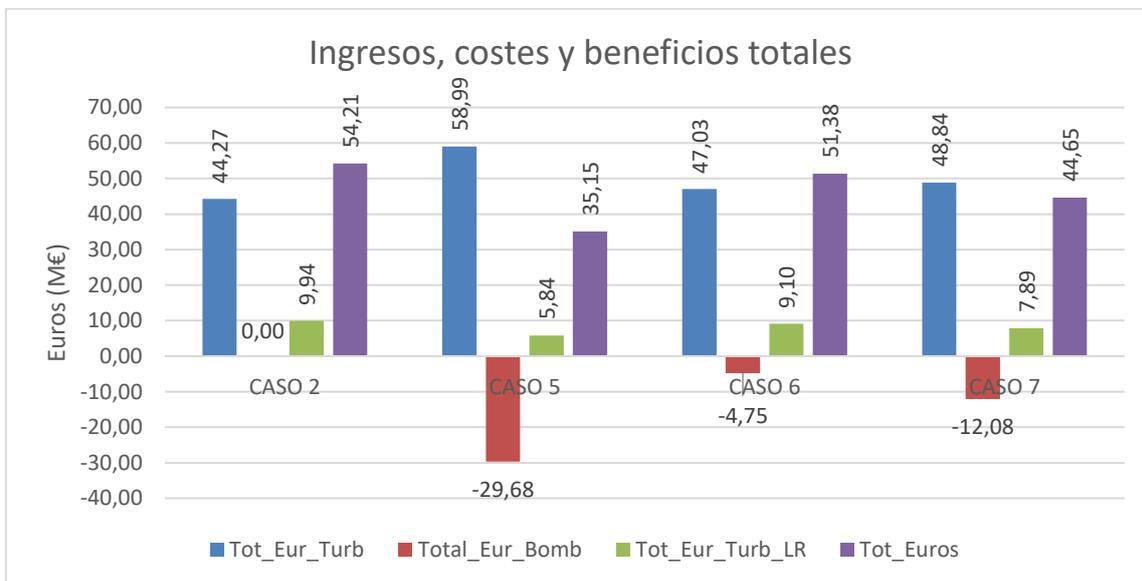


Figura 4.18. Ingresos totales obtenidos mediante turbinación (M€) del embalse superior al inferior (azul) y del inferior al río (verde), coste total (M€) que supone el bombeo (rojo) y beneficios (M€) (morado) durante el período de estudio, para cada uno de los casos.

Relacionando los resultados de la Figura 4.18 con los de la Figura 4.16 y la Figura 4.17, se deduce que los ingresos y costes obtenidos mediante el modelo no son los que realmente se obtendrían si hubiese agua suficiente en los embalses cuando el precio de la energía está dentro de los límites calculados.

Para ver cómo afecta esto al beneficio final obtenido en cada caso y comprobar si se asemeja a situaciones reales puesto que los casos simulados son casos supuestos, se realiza una comparación con el estudio realizado por Navarro, M. en el que se analiza la viabilidad económica de la transformación de una central hidroeléctrica existente en una central de bombeo, aplicado a varios casos reales, mediante un estudio de los precios de compra y venta de la energía más pormenorizado que los del presente trabajo [21]. Sólo se tendrán en cuenta los ingresos y costes provenientes de la turbinación y del bombeo, puesto que el presupuesto para realizar una modificación de este tipo varía notablemente en función del lugar, de las características de cada zona y de si hay instalaciones ya existentes o no [21], [32].

En la Tabla 4.1, en la Tabla 4.2 y en la Tabla 4.3 se ha comparado el caso real que presenta las cifras más elevadas, tanto en ingresos por turbinación como en costes

de bombeo, con los resultados del CASO 5, el CASO 6 y el CASO 7 respectivamente, calculando el incremento que suponen los resultados obtenidos en los casos supuestos frente al caso real.

Como se observa, en las tres comparaciones realizadas, los ingresos por turbinación aumentan en un 184%, 127% y 136% respectivamente. En cambio, los costes de bombeo aumentan un 129% con respecto al CASO 5, disminuyen un 63% en el CASO 6 y un 7% en el CASO 7. Por consiguiente, el porcentaje de aumento en los beneficios se ve incrementado con respecto a los de ingresos y costes, si bien es cierto que en la comparación realizada con el CASO 5 este incremento no es tan acusado (93 y 148 puntos respectivamente) como en el CASO 6 (317 y 507 puntos) y el CASO 7 (237 y 380 puntos).

Tabla 4.1. Comparación de los ingresos (M€), costes (M€) y beneficios (M€) entre la central hidroeléctrica con bombeo de Canelles-Santa Ana [21] y los resultados y parámetros del CASO 5.

	Canelles-Santa Ana	CASO 5	Porcentaje de aumento
<b>Ingresos Turbinación (M€)</b>	20,74	58,99	184%
<b>Costes Bombeo (M€)</b>	12,97	29,68	129%
<b>Beneficio (M€)</b>	7,77	29,31	277%

Tabla 4.2. Comparación de los ingresos (M€), costes (M€) y beneficios (M€) entre la central hidroeléctrica con bombeo de Canelles-Santa Ana [21] y los resultados y parámetros del CASO 6.

	Canelles-Santa Ana	CASO 6	Porcentaje de aumento
<b>Ingresos Turbinación (M€)</b>	20,74	47,03	127%
<b>Costes Bombeo (M€)</b>	12,97	4,75	-63%
<b>Beneficio (M€)</b>	7,77	42,28	444%

Tabla 4.3. Comparación de los ingresos (M€), costes (M€) y beneficios (M€) entre la central hidroeléctrica con bombeo de Canelles-Santa Ana [21] y los resultados y parámetros del CASO 7.

	Canelles-Santa Ana	CASO 7	Porcentaje de aumento
<b>Ingresos Turbinación (M€)</b>	20,74	48,84	136%
<b>Costes Bombeo (M€)</b>	12,97	12,08	-7%
<b>Beneficio (M€)</b>	7,77	36,76	373%

Por último, en la Figura 4.19 se muestra el beneficio obtenido por volumen turbinado (K€/ hm<sup>3</sup>) y los costes por volumen bombeado (K€/ hm<sup>3</sup>). En ella se observa, para la turbinación (azul y naranja), que los beneficios por volumen turbinado son mayores en el CASO 5 y en el CASO 7. Esto es así debido, por un lado, a que en ambos el caudal turbinado es mayor que en el CASO 2 y el CASO 6 (400m<sup>3</sup>/s frente a 300m<sup>3</sup>/s como ya se ha comentado), por lo que cuanto mayor es dicho caudal, más energía produce, y por tanto mayores beneficios reporta. Por otro lado, hay que tener en cuenta el volumen turbinado, puesto que cuanto mayor es éste, menor es el cociente entre el beneficio económico y el volumen turbinado. Esto hace que este cociente sea aproximadamente un 11% mayor del CASO 5, al CASO 2 y al CASO 6, cuando la

diferencia en beneficios es de casi el 30% mayor con respecto al CASO 2 y un 16% con respecto al CASO 6 (ver Figura 4.18).

Sin embargo, si comparamos los beneficios el CASO 7 con el CASO 2 o el CASO 6, éstos son aproximadamente un 11% y un 4% mayores respectivamente. Esto indica que a pesar de que el caudal turbinado es mayor en el CASO 7, se ve afectado por las condiciones del modelo y por el volumen del embalse inferior, por lo que, como ya se ha comentado antes, si el embalse no presenta suficiente agua almacenada para turbinar dicho caudal, no lo hará. Esta situación es más fácil que ocurra para un caudal de  $400\text{m}^3/\text{s}$  (CASO 7) frente a uno de  $300\text{m}^3/\text{s}$  (CASO 2 y CASO 6). En el CASO 5 esto es más difícil que ocurra puesto que hay mayor volumen bombeado, lo que permite mantener el caudal de turbinación más fácilmente.

Continuando con el bombeo, siendo el caudal igual en todos los casos, si comparamos el CASO 5 con el CASO 6 vemos que el cociente entre el coste de bombear y el volumen bombeado es mayor en el primero que en el segundo, como era de esperar, puesto que se bombea más caudal, ya que la capacidad del embalse inferior es mayor en el CASO 5 que en el CASO 6. Sin embargo, en el CASO 7 este cociente se ve incrementado con respecto al CASO 6, por un lado, debido que mientras que el volumen bombeado es un 67% mayor en el CASO 7 que en el CASO 6, los costes son un 155% mayores, ya que, al bombear más caudal, el nivel en el embalse superior aumenta, con lo que se necesita mayor energía para seguir bombeando. Si el bombeo ocurre las horas en las que el precio de bombeo se encuentra en los valores más altos, supondrá un mayor coste total. En el CASO 5 esto se contrarresta puesto que el volumen bombeado es tan grande en comparación con el CASO 6 (338%) y el CASO 7 (161%) (ver Figura 4.15) que bombea durante horas en las que el precio de bombeo es muy bajo, por lo que, para bombear el mismo caudal, los costes son menores.

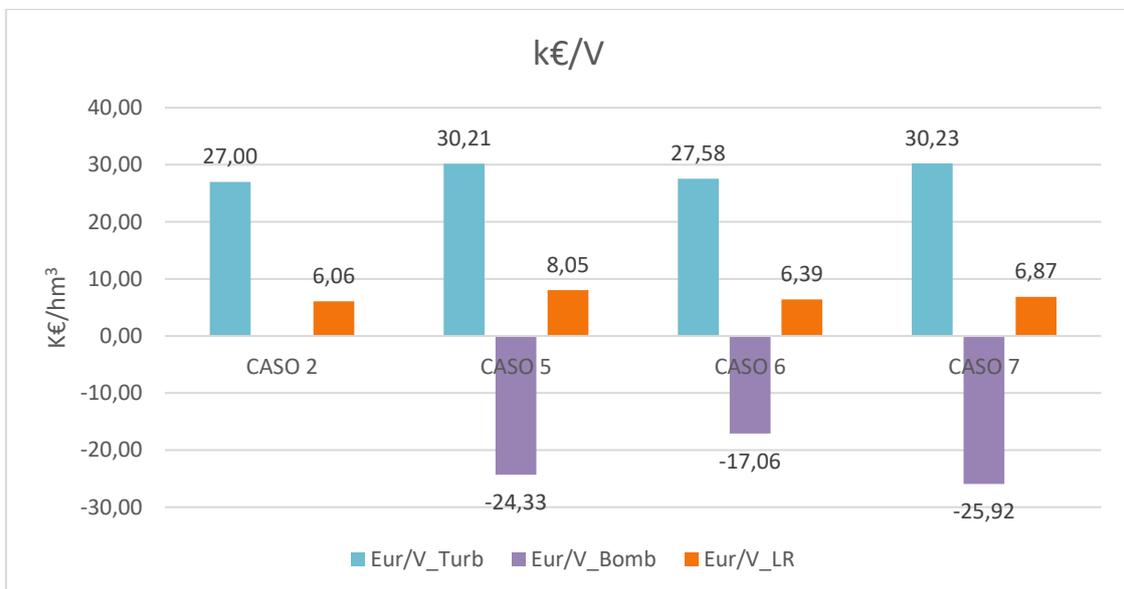


Figura 4.19. Media del beneficio obtenido por volumen turbinado ( $\text{k€}/\text{hm}^3$ ) del embalse superior (azul) e inferior (naranja), y media del coste por volumen bombeado ( $\text{k€}/\text{hm}^3$ ) (morado), para cada uno de los casos.



## 5. CONCLUSIONES

### 5.1. Conclusiones generales

En el presente TFM se ha realizado un **modelo del proceso de almacenamiento estacional de energía mediante bombeo hidráulico en una central hidroeléctrica de regulación** en el lenguaje de programación Python

Se ha realizado un **estudio del arte** en el que se ha profundizado en el aprendizaje del **almacenamiento de energía por bombeo**, a través de bibliografía especializada que incluye artículos científicos, libros... lo que ha permitido sentar las bases teóricas necesarias en el desarrollo del modelo.

Por otro lado, **el lenguaje de programación Python** y el **entorno Spyder** han sido viables para la realización de este modelo, puesto que ha permitido realizar el mismo sin tener un conocimiento previo de la programación en dicho lenguaje, además de obtener un modelo que simula de forma sencilla y aproximada a la realidad el comportamiento de una central hidroeléctrica con bombeo, en términos de almacenamiento estacional de energía.

Se observa que el hecho de añadir un embalse inferior hace que el embalse superior vea incrementada su capacidad de almacenamiento estacional de energía sin necesidad de ser ampliado. Además, el hecho de que el embalse inferior presente una capacidad menor que el superior (en dos o tres órdenes de magnitud), hace que el embalse inferior se llene y se vacíe casi a diario, lo que supone una producción de energía prácticamente diaria, cuando el precio es rentable.

En cuanto al caudal del río aguas abajo, y debido a las condiciones del modelo, se ha comprobado que dicho caudal varía puede variar de una hora a la siguiente, de un valor igual al del caudal ecológico, a un valor igual al caudal turbinado del embalse superior, los cuales difieren en un orden de magnitud. Por otro lado, y en relación al caudal ecológico, en períodos en los que el embalse superior no presenta agua almacenada, el caudal del río aguas arriba no es capaz de mantener el caudal ecológico seleccionado.

Cabe destacar que las hipótesis realizadas a la hora de determinar el mínimo precio de la energía a partir del cual se turbinan y el máximo precio a partir del cual se bombea, no son válidas para caudales de turbinación inferiores a  $200\text{m}^3/\text{s}$  y caudales de bombeo menor que éste, puesto que el precio de la energía a partir del cual se bombea es mayor que el precio a partir del cual se turbinan. Esta situación no tiene sentido puesto que conlleva un rango de precios en los que estaría permitido tanto la turbinación como el bombeo.

Respecto a la comparativa realizada entre los beneficios obtenidos por el funcionamiento de la central hidroeléctrica con bombeo en los casos simulados y los obtenidos en un caso real, cabe destacar que el caso cuyos resultados se asemejan más a la realidad es el caso en el que hay más horas de bombeo, y, por tanto, menores beneficios.

## 5.2. Conclusiones específicas

A partir del estudio del proceso de almacenamiento estacional mediante el modelo realizado, se extraen las siguientes conclusiones.

Añadir un embalse inferior a una central hidroeléctrica de regulación para transformarla en una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo, se observa que la cantidad de agua almacenada al final del período de estudio, en todos los casos supuestos, aumenta.

Este aumento se observa mediante el ratio de agua almacenada en el embalse superior frente a su volumen total varía de un 9% cuando no hay bombeo (CASO 2) a lo siguiente:

- CASO 5: un 41% cuando el volumen del embalse inferior es de  $10\text{hm}^3$  y se turbinan un caudal de  $400\text{m}^3/\text{s}$  y se bombean  $350\text{m}^3/\text{s}$ .
- CASO 6: un 11% para un volumen de  $3\text{hm}^3$ , un caudal de turbinación de  $300\text{m}^3/\text{s}$  y un caudal de bombeo de  $350\text{m}^3/\text{s}$ .
- CASO 7: un 22% para un volumen de  $3\text{hm}^3$ , un caudal de turbinación de  $400\text{m}^3/\text{s}$  y un caudal de bombeo de  $350\text{m}^3/\text{s}$ .

Por otro lado, también se observa la disminución del número de horas en las que el embalse superior se encuentra al 0% de su capacidad.

Por tanto, se deduce que dicho **aumento** se ve **influenciado**, por un lado, **por la capacidad del embalse inferior, y por otro, por el caudal de turbinación y bombeo**, puesto que, a mayor capacidad del embalse inferior y a mayor caudal de turbinación (siendo este mayor que el de bombeo), más aumenta el volumen de agua almacenada al final del período. Cabe destacar, que, para los casos estudiados, **el incremento del volumen del embalse inferior presenta mayor influencia en la capacidad de almacenamiento del embalse superior** al final del período que el mayor caudal de turbinación y el hecho de que éste sea mayor que el de bombeo.

Por otro lado, se observa que **cuanto mayor es el volumen del embalse inferior, menor es el volumen total de agua vertido al río**, puesto que es más difícil que se desborde. Sin embargo, éste se vacía y se llena por completo de forma menos eficiente, en términos de agua almacenada, que cuando el volumen es más pequeño. En relación con lo explicado en el párrafo anterior, al verter menos agua al río cuando el embalse inferior es mayor, habrá más agua disponible para bombear, de ahí que **la capacidad de almacenamiento de energía aumente más**.

En relación con las hipótesis tomadas a la hora de calcular los precios a partir de los cuales es rentable turbinar y bombear, y de las condiciones implementadas en el modelo, según las cuales sólo se turbinan o bombean si el precio de la energía en esa hora está dentro de los valores rentables, y si el agua almacenada en el embalse permite mantener el caudal de turbinación y bombeo durante la hora de estudio, se observa que las horas teóricas superan a las reales, sobre todo en turbinación. Esto, relacionándolo con lo anterior, hace que, **a mayor volumen del embalse inferior, más agua almacenada haya en él, y, por tanto, puede mantener el caudal de bombeo durante un mayor número de horas, siempre que el precio de bombeo esté dentro del precio límite**. Esto, ligado a la explicación comentada al comienzo del apartado, hace que el aumento en la capacidad de almacenamiento no sufra un gran incremento cuando el volumen del embalse inferior es pequeño, y el caudal de bombeo supera al de turbinación.

### **5.3. Líneas de futuro**

En base a las conclusiones obtenidas, se proponen como posibles líneas de futuro de este trabajo, por un lado, la validación del modelo actual, mediante parámetros obtenidos de casos reales, como primer análisis del aumento de la capacidad de almacenamiento de energía que conlleva la transformación de una central hidroeléctrica en una central hidroeléctrica con almacenamiento por bombeo.

Por otro lado, la mejora y afinación del modelo en relación a las condiciones de turbinación y bombeo en función del precio de la energía, en el que exista una curva de precios de compra de la energía y una curva de precios de venta.



## 6. REFERENCIAS

- [1] International Hydropower Association (IHA), “Pumped storage hydropower.” <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage> (accessed Jul. 12, 2021).
- [2] International Energy Agency (IEA), “Hydropower Special Market Report. Analysis and forecast to 2030,” 2021. [Online]. Available: [www.iea.org](http://www.iea.org).
- [3] ENGIE Laborelec, “Company Profile.” <https://www.laborelec.com/company-profile/#> (accessed Jul. 02, 2021).
- [4] H. A. Behabtu *et al.*, “A review of energy storage technologies’ application potentials in renewable energy sources grid integration,” *Sustain.*, vol. 12, no. 24, pp. 1–20, 2020, doi: 10.3390/su122410511.
- [5] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Capacity Statistics 2021,” 2021.
- [6] S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, and S. Bacha, “Overview of energy storage in renewable energy systems,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 45, pp. 20914–20927, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.
- [7] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems-Characteristics and comparisons,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008, doi: 10.1016/j.rser.2007.01.023.
- [8] European Commission, “Energy Storage – Proposed policy principles and definition,” 2016. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/Proposed\\_definition\\_and\\_principles\\_for\\_energy\\_storage.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/Proposed_definition_and_principles_for_energy_storage.pdf).
- [9] A. Castets, C. Dominique, L. Nadau, A. Liedes, and F. Auberval, “Mass Storage and Long Term Technologies,” 2020.
- [10] CNESA, “Energy Storage Industry White Paper 2021,” vol. 2021, no. 8610, 2021, [Online]. Available: <https://static1.squarespace.com/static/55826ab6e4b0a6d2b0f53e3d/t/60d2ff40aec596dc9e5cd65/1624440841870/CNESA+White+Paper+2021-PDF>.
- [11] Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, “7. Posible solución: almacenamiento de energía,” in *Análisis del coste de los desvíos*, p. 12.
- [12] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Energy Statistics 2021,” 2021.
- [13] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Installed Capacity Trends. Hydropower Data.” <https://www.irena.org/hydropower> (accessed Aug. 19, 2021).
- [14] IBERDROLA, “Qué es la energía hidroeléctrica. ¿Cómo funcionan las centrales hidroeléctricas?,” 2021. <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-hidroelectrica> (accessed Aug. 22, 2021).

- [15] A. Killingtveit, "Hydropower," in *Managing Global Warming*, 2019, p. 51.
- [16] T. y C. Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Ministerio de Industria, "Minicentrales hidroeléctricas," in *Manuales de Energías Renovables*, 2006.
- [17] I. Fernández Diego and A. R. Robles Díaz, "Centrales de Generacion de Energia Electrica," *Open Course Ware, Universidad de Cantabria*. p. 82, 2013, [Online]. Available: <http://ocw.unican.es/enseanzas-tecnicas/centrales-de-generacion-de-energia-electrica/materiales/bloque-energia-III.pdf>.
- [18] R. Ramos, "Almacenamiento de energía: Central hidroeléctrica de bombeo," *Eco Medio Ambiente*. <http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/almacenamiento-de-energia-central-hidroelectrica-de-bombeo/> (accessed Aug. 22, 2021).
- [19] T. Chowdhury, "Overview of pumped hydroelectricity storage system to produce clean energy," *Seu J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 01, no. 01, pp. 38–42, 2021.
- [20] Office of Energy efficiency & Renewable energy. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, "Pumped Storage Hydropower." <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower> (accessed Aug. 22, 2021).
- [21] M. Navarro Uriel, "Análisis de viabilidad de los bombeos reversibles," Universidad Zaragoza, 2012.
- [22] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, and M. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 586–598, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.
- [23] A. Poullikkas, "Optimization analysis for pumped energy storage systems in small isolated power systems," *J. Power Technol.*, vol. 93, pp. 78–89, 2013.
- [24] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, "A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability," *J. Power Technol.*, vol. 97, no. 3, pp. 220–245, 2011, [Online]. Available: <http://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/1096/776>.
- [25] Confederación Hidrográfica del Duero, "Información Hidrológica y Meteorológica del río Tormes en Ledesma. Datos en tiempo real." <http://www.saih.chduero.es/risr/EA546> (accessed Jun. 15, 2021).
- [26] Confederación Hidrográfica del Tajo, "Sistema Automático de Información Hidrológica." <https://saihtajo.chtajo.es/index.php> (accessed Jul. 07, 2021).
- [27] G. C. Castaño, "Modelización y estudio de la Central de Villarino ante la introducción de velocidad variable," Universidad Politécnica de Madrid, 2016.
- [28] Confederación Hidrográfica del Duero, "Datos en tiempo real. Información Hidrológica y Meteorológica." <http://www.saihduero.es/risr/datos-tiempo-real> (accessed Jul. 08, 2021).

- [29] Diccionario panhispánico del español jurídico, “Caudal ecológico.” <https://dpej.rae.es/lema/caudal-ecológico> (accessed May 18, 2021).
- [30] Confederación Hidrográfica del Duero, “Embalse de Almendra. Datos de la estación.” <http://www.saihduero.es/risr/EM574> (accessed May 05, 2021).
- [31] Centro Recreativo Municipal Sardón de los Frailes, “La presa de Almendra, prodigio de la ingeniería entre Salamanca y Zamora.” [http://www.hermarbus.com/La-presa-de-Almendra-prodigio-de-la-ingenieria-entre-Salamanca-y-Zamora.html?idBloque=1794&pg\\_11\\_16=11&idMenu=24137&idBlog=16](http://www.hermarbus.com/La-presa-de-Almendra-prodigio-de-la-ingenieria-entre-Salamanca-y-Zamora.html?idBloque=1794&pg_11_16=11&idMenu=24137&idBlog=16) (accessed Jul. 07, 2021).
- [32] E. Antuña Yudego and E. Álvarez Álvarez, “Estudio de viabilidad de la transformación parcial de una central de turbinado simple en reversible: el caso de la central hidráulica de La Barca (Asturias, España),” *Ing. del agua*, vol. 21, no. 1, p. 1, 2017, doi: 10.4995/ia.2017.5277.
- [33] Spyder, “Overview.” [www.spyder-ide.org](http://www.spyder-ide.org) (accessed Jun. 04, 2021).
- [34] Python Software Foundation, “Python Tutorial.” <https://pythonbasics.org/> (accessed Jun. 04, 2021).
- [35] pandas, “Use Guide.” [https://pandas.pydata.org/docs/user\\_guide/index.html](https://pandas.pydata.org/docs/user_guide/index.html) (accessed Jun. 07, 2021).
- [36] pandas, “DataFrame.” <https://pandas.pydata.org/docs/reference/frame.html> (accessed Jun. 08, 2021).
- [37] GeeksforGeeks, “Python Programming Language.” <https://www.geeksforgeeks.org/python-programming-language/?ref=shm> (accessed Jun. 11, 2021).
- [38] Matplotlib, “Matplotlib: Visualization with Python.” <https://matplotlib.org/> (accessed Jun. 16, 2021).
- [39] Stack Overflow, “Questions.” <https://stackoverflow.com/questions/22169325/reading-excel-file-using-python-how-do-i-get-the-values-of-a-specific-column-wi> (accessed Jun. 18, 2021).
- [40] G. Zhao and H. Gao, “Estimating reservoir evaporation losses for the United States: Fusing remote sensing and modeling approaches,” *Remote Sens. Environ.*, vol. 226, no. November 2018, pp. 109–124, 2019, doi: 10.1016/j.rse.2019.03.015.
- [41] J. I. López Moreno, “Estimación de pérdidas de agua por evaporación en embalses del Pirineo,” *Cuad. Investig. Geográfica*, vol. 34, no. 0, p. 61, 2008, doi: 10.18172/cig.1207.
- [42] J. Tanny *et al.*, “Evaporation from a small water reservoir: Direct measurements and estimates,” *J. Hydrol.*, vol. 351, no. 1–2, pp. 218–229, 2008, doi: 10.1016/j.jhydrol.2007.12.012.

- [43] A. Sanchez-Lorenzo, S. M. Vicente-Serrano, M. Wild, J. Calbó, C. Azorin-Molina, and J. Peñuelas, “Evaporation trends in Spain: A comparison of class A pan and Piché atmometer measurements,” *Clim. Res.*, vol. 61, no. 3, pp. 269–280, 2014, doi: 10.3354/cr01255.
- [44] ESIOS. Red Eléctrica de España., “Mercados y Precios.” <https://www.esios.ree.es/es?locale=es> (accessed Jul. 16, 2021).
- [45] Elexys, “Market Information.” <https://my.elexys.be/MarketInformation/SpotBelpex.aspx> (accessed Jun. 15, 2021).
- [46] Elexys, “Over ons.” <https://elexys.be/over-ons> (accessed Jun. 15, 2021).
- [47] epdata, “El estado de los embalses en España.” <https://www.epdata.es/datos/embalses-boletin-hidrografico/54> (accessed Jun. 30, 2021).

## ANEXO

En el presente ANEXO se recogen, por un lado, las tablas de resultados obtenidos cada hora del el primer y último día del período de estudio mediante el modelo Excel, y las capturas de los resultados obtenidos mediante el modelo inicial en lenguaje Python (igual al de Excel), para los mismos días. Se incluye también la captura de los resultados obtenidos mediante el modelo en lenguaje Python del último día del período de estudio, tras la primera modificación (con ratio de evaporación).

Tabla A. 1. Resultados obtenidos cada hora durante el primer día del período de estudio, mediante el modelo Excel

FECHA Y HORA	Q <sub>in</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>U-L</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>L-U</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>U-R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>L-R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	V <sub>Upper</sub> (km <sup>3</sup> )	V <sub>Lower</sub> (km <sup>3</sup> )	V <sub>Upper/V<sub>T</sub></sub> ,Upper	V <sub>Lower/V<sub>T</sub></sub> ,Lower	H <sub>U</sub> (m)	H <sub>L</sub> (m)	P <sub>T, U-L</sub> (MW)	P <sub>P, L-U</sub> (MW)
01/10/2019 00:00	7,94	0,00	350,00	10,00	10,00	0	5601,25	5,74	0,700	0,574	112,025	5,740	0,00	1232,02
01/10/2019 01:00	7,93	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	5602,51	4,48	0,700	0,448	112,050	4,480	0,00	1237,21
01/10/2019 02:00	7,93	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	5603,76	3,22	0,700	0,322	112,075	3,220	0,00	1242,40
01/10/2019 03:00	7,94	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	5605,01	1,96	0,701	0,196	112,100	1,960	0,00	1247,59
01/10/2019 04:00	7,93	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	5606,26	0,70	0,701	0,070	112,125	0,700	0,00	1252,78
01/10/2019 05:00	7,93	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5606,26	0,70	0,701	0,070	112,125	0,700	0,00	0,00
01/10/2019 06:00	7,94	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5606,25	0,70	0,701	0,070	112,125	0,700	0,00	0,00
01/10/2019 07:00	7,94	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5606,24	0,70	0,701	0,070	112,125	0,700	0,00	0,00
01/10/2019 08:00	7,94	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5605,15	1,78	0,701	0,178	112,103	1,780	824,87	0,00
01/10/2019 09:00	8,21	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5604,07	2,86	0,701	0,286	112,081	2,860	821,95	0,00
01/10/2019 10:00	8,22	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5602,98	3,94	0,700	0,394	112,060	3,940	819,03	0,00
01/10/2019 11:00	7,94	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5601,89	5,02	0,700	0,502	112,038	5,020	816,12	0,00
01/10/2019 12:00	7,94	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5600,81	6,10	0,700	0,610	112,016	6,100	813,20	0,00
01/10/2019 13:00	7,94	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5599,72	7,18	0,700	0,718	111,994	7,180	810,28	0,00
01/10/2019 14:00	7,94	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5598,63	8,26	0,700	0,826	111,973	8,260	807,36	0,00
01/10/2019 15:00	7,93	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5597,54	9,34	0,700	0,934	111,951	9,340	804,44	0,00
01/10/2019 16:00	7,94	300,00	0,00	116,67	0,00	116,67	5596,49	10,00	0,700	1,000	111,930	10,000	801,53	0,00
01/10/2019 17:00	8,08	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	5595,44	10,00	0,699	1,000	111,909	10,000	799,72	0,00
01/10/2019 18:00	8,21	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	5594,39	10,00	0,699	1,000	111,888	10,000	799,67	0,00
01/10/2019 19:00	8,22	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	5593,34	10,00	0,699	1,000	111,867	10,000	799,61	0,00
01/10/2019 20:00	8,22	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5593,33	10,00	0,699	1,000	111,867	10,000	0,00	0,00
01/10/2019 21:00	8,22	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5593,33	10,00	0,699	1,000	111,867	10,000	0,00	0,00
01/10/2019 22:00	8,22	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5593,32	10,00	0,699	1,000	111,866	10,000	0,00	0,00
01/10/2019 23:00	8,22	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	5593,31	10,00	0,699	1,000	111,866	10,000	0,00	0,00

Index	DateHour	Qin(m3/s)	ining Pump	Q_UL	Q_LU	Qriver	Q_UR	Q_LR	V_U	V_L	VU_VTotalU	/L_VTotalL	H_U	H_L	P_Turb	P_Pump
0	2019-10-01 00:00:00	7.94	-1	0	350	10	10	0	5601.25	5.74	0.700157	0.574	112.025	5.74	0	1232.02
1	2019-10-01 01:00:00	7.93	-1	0	350	10	10	0	5602.51	4.48	0.700313	0.448	112.05	4.48	0	1237.21
2	2019-10-01 02:00:00	7.93	-1	0	350	10	10	0	5603.76	3.22	0.70047	0.322	112.075	3.22	0	1242.4
3	2019-10-01 03:00:00	7.94	-1	0	350	10	10	0	5605.01	1.96	0.700626	0.196	112.1	1.96	0	1247.59
4	2019-10-01 04:00:00	7.93	-1	0	350	10	10	0	5606.26	0.7	0.700783	0.07	112.125	0.7	0	1252.78
5	2019-10-01 05:00:00	7.93	-1	0	0	10	10	0	5606.26	0.7	0.700782	0.07	112.125	0.7	0	0
6	2019-10-01 06:00:00	7.94	0	0	0	10	10	0	5606.25	0.7	0.700781	0.07	112.125	0.7	0	0
7	2019-10-01 07:00:00	7.94	0	0	0	10	10	0	5606.24	0.7	0.70078	0.07	112.125	0.7	0	0
8	2019-10-01 08:00:00	7.94	1	300	0	10	10	0	5605.15	1.78	0.700644	0.178	112.103	1.78	824.871	0
9	2019-10-01 09:00:00	8.21	1	300	0	10	10	0	5604.07	2.86	0.700508	0.286	112.081	2.86	821.953	0
10	2019-10-01 10:00:00	8.22	1	300	0	10	10	0	5602.98	3.94	0.700373	0.394	112.06	3.94	819.035	0
11	2019-10-01 11:00:00	7.94	1	300	0	10	10	0	5601.89	5.02	0.700237	0.502	112.038	5.02	816.116	0
12	2019-10-01 12:00:00	7.94	1	300	0	10	10	0	5600.81	6.1	0.700101	0.61	112.016	6.1	813.198	0
13	2019-10-01 13:00:00	7.94	1	300	0	10	10	0	5599.72	7.18	0.699965	0.718	111.994	7.18	810.28	0
14	2019-10-01 14:00:00	7.94	1	300	0	10	10	0	5598.63	8.26	0.699829	0.826	111.973	8.26	807.362	0
15	2019-10-01 15:00:00	7.93	1	300	0	10	10	0	5597.54	9.34	0.699693	0.934	111.951	9.34	804.444	0
16	2019-10-01 16:00:00	7.94	1	300	0	116.667	0	116.667	5596.49	10	0.699561	1	111.93	10	801.525	0
17	2019-10-01 17:00:00	8.08	1	300	0	300	0	300	5595.44	10	0.69943	1	111.909	10	799.722	0
18	2019-10-01 18:00:00	8.21	1	300	0	300	0	300	5594.39	10	0.699299	1	111.888	10	799.666	0
19	2019-10-01 19:00:00	8.22	1	300	0	300	0	300	5593.34	10	0.699167	1	111.867	10	799.61	0
20	2019-10-01 20:00:00	8.22	0	0	0	10	10	0	5593.33	10	0.699167	1	111.867	10	0	0
21	2019-10-01 21:00:00	8.22	0	0	0	10	10	0	5593.33	10	0.699166	1	111.867	10	0	0
22	2019-10-01 22:00:00	8.22	0	0	0	10	10	0	5593.32	10	0.699165	1	111.866	10	0	0
23	2019-10-01 23:00:00	8.22	0	0	0	10	10	0	5593.31	10	0.699164	1	111.866	10	0	0

Figura A. 1. Resultados obtenidos cada hora durante el primer día del período de estudio, mediante el modelo inicial en lenguaje Python.

Tabla A. 2. Resultados obtenidos cada hora durante el último día del período de estudio, mediante el modelo Excel.

FECHA Y HORA	Q <sub>in</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>U-L</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>L-U</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>U-R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>L-R</sub> (m <sup>3</sup> /s)	V <sub>Upper</sub> (km <sup>3</sup> )	V <sub>Lower</sub> (km <sup>3</sup> )	V <sub>Upper</sub> /V <sub>T</sub> ,Upper	V <sub>Lower</sub> /V <sub>T</sub> ,Lower	H <sub>u</sub> (m)	H <sub>L</sub> (m)	P <sub>T, U-L</sub> (MW)	P <sub>P, L-U</sub> (MW)
30/09/2020 00:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4007,70	8,74	0,501	0,874	80,154	8,740	0,00	1091,16
30/09/2020 01:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4008,96	7,48	0,501	0,748	80,179	7,480	0,00	1096,35
30/09/2020 02:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4010,22	6,22	0,501	0,622	80,204	6,220	0,00	1101,54
30/09/2020 03:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4011,48	4,96	0,501	0,496	80,230	4,960	0,00	1106,74
30/09/2020 04:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4012,74	3,70	0,502	0,370	80,255	3,700	0,00	1111,93
30/09/2020 05:00	9,7	0,00	350,00	10,00	10,00	0,00	4014,00	2,44	0,502	0,244	80,280	2,440	0,00	1117,12
30/09/2020 06:00	9,7	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4014,00	2,44	0,502	0,244	80,280	2,440	0,00	0,00
30/09/2020 07:00	9,7	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4014,00	2,44	0,502	0,244	80,280	2,440	0,00	0,00
30/09/2020 08:00	9,7	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4012,91	3,52	0,502	0,352	80,258	3,520	735,91	0,00
30/09/2020 09:00	9,55	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4011,83	4,60	0,501	0,460	80,237	4,600	733,00	0,00
30/09/2020 10:00	9,4	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4010,75	5,68	0,501	0,568	80,215	5,680	730,08	0,00
30/09/2020 11:00	9,4	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4009,67	6,76	0,501	0,676	80,193	6,760	727,16	0,00
30/09/2020 12:00	9,4	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4008,59	7,84	0,501	0,784	80,172	7,840	724,24	0,00
30/09/2020 13:00	9,4	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4007,50	8,92	0,501	0,892	80,150	8,920	721,33	0,00
30/09/2020 14:00	9,99	300,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4006,42	10,00	0,501	1,000	80,128	10,000	718,41	0,00
30/09/2020 15:00	9,99	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	4005,38	10,00	0,501	1,000	80,108	10,000	715,49	0,00
30/09/2020 16:00	9,84	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	4004,34	10,00	0,501	1,000	80,087	10,000	715,43	0,00
30/09/2020 17:00	9,7	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	4003,29	10,00	0,500	1,000	80,066	10,000	715,38	0,00
30/09/2020 18:00	9,7	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	4002,25	10,00	0,500	1,000	80,045	10,000	715,32	0,00
30/09/2020 19:00	9,99	300,00	0,00	300,00	0,00	300,00	4001,20	10,00	0,500	1,000	80,024	10,000	715,27	0,00
30/09/2020 20:00	10,1	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4001,20	10,00	0,500	1,000	80,024	10,000	0,00	0,00
30/09/2020 21:00	10,3	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4001,20	10,00	0,500	1,000	80,024	10,000	0,00	0,00
30/09/2020 22:00	10,3	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4001,20	10,00	0,500	1,000	80,024	10,000	0,00	0,00
30/09/2020 23:00	10,3	0,00	0,00	10,00	10,00	0,00	4001,20	10,00	0,500	1,000	80,024	10,000	0,00	0,00

Index	DateHour	Qin(m3/s)	ning Pump	Q_UL	Q_LU	Qriver	Q_UR	Q_LR	V_U	V_L	VU_VTotalU	/L_VTotalL	H_U	H_L	P_Turb	P_Pump
8760	2020-09-30 00:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4007.7	8.74	0.500963	0.874	80.1541	8.74	0	1091.16
8761	2020-09-30 01:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4008.96	7.48	0.50112	0.748	80.1792	7.48	0	1096.35
8762	2020-09-30 02:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4010.22	6.22	0.501278	0.622	80.2044	6.22	0	1101.54
8763	2020-09-30 03:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4011.48	4.96	0.501435	0.496	80.2296	4.96	0	1106.74
8764	2020-09-30 04:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4012.74	3.7	0.501592	0.37	80.2548	3.7	0	1111.93
8765	2020-09-30 05:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4014	2.44	0.50175	0.244	80.2799	2.44	0	1117.12
8766	2020-09-30 06:00:00	9.7	0	0	0	10	10	0	4014	2.44	0.50175	0.244	80.2799	2.44	0	0
8767	2020-09-30 07:00:00	9.7	0	0	0	10	10	0	4014	2.44	0.501749	0.244	80.2799	2.44	0	0
8768	2020-09-30 08:00:00	9.7	1	300	0	10	10	0	4012.91	3.52	0.501614	0.352	80.2583	3.52	735.915	0
8769	2020-09-30 09:00:00	9.55	1	300	0	10	10	0	4011.83	4.6	0.501479	0.46	80.2367	4.6	732.997	0
8770	2020-09-30 10:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4010.75	5.68	0.501344	0.568	80.215	5.68	730.079	0
8771	2020-09-30 11:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4009.67	6.76	0.501209	0.676	80.1934	6.76	727.161	0
8772	2020-09-30 12:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4008.59	7.84	0.501073	0.784	80.1717	7.84	724.243	0
8773	2020-09-30 13:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4007.5	8.92	0.500938	0.892	80.1501	8.92	721.325	0
8774	2020-09-30 14:00:00	9.99	1	300	0	10	10	4.54747e-13	4006.42	10	0.500803	1	80.1285	10	718.407	0
8775	2020-09-30 15:00:00	9.99	1	300	0	300	0	300	4005.38	10	0.500672	1	80.1076	10	715.489	0
8776	2020-09-30 16:00:00	9.84	1	300	0	300	0	300	4004.34	10	0.500542	1	80.0867	10	715.434	0
8777	2020-09-30 17:00:00	9.7	1	300	0	300	0	300	4003.29	10	0.500411	1	80.0658	10	715.379	0
8778	2020-09-30 18:00:00	9.7	1	300	0	300	0	300	4002.25	10	0.500281	1	80.0449	10	715.323	0
8779	2020-09-30 19:00:00	9.99	1	300	0	300	0	300	4001.2	10	0.50015	1	80.024	10	715.268	0
8780	2020-09-30 20:00:00	10.1	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.50015	1	80.024	10	0	0
8781	2020-09-30 21:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.50015	1	80.024	10	0	0
8782	2020-09-30 22:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.50015	1	80.0241	10	0	0
8783	2020-09-30 23:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.500151	1	80.0241	10	0	0

Figura A. 2. Resultados obtenidos cada hora durante el último día del período de estudio, mediante el modelo inicial en lenguaje Python.

Index	DateHour	Qin(m3/s)	ning Pum	Q_UL	Q_LU	Qriver	Q_UR	Q_LR	V_U	V_L	VU_VTotalU	/L_VTotalL	H_U	H_L	Evaporation_Rate	P_Turb	P_Pump
8760	2020-09-30 00:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4007.7	8.74	0.500962	0.874	80.1539	8.74	6.19	0	1091.16
8761	2020-09-30 01:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4008.95	7.48	0.501119	0.748	80.1791	7.48	6.19	0	1096.35
8762	2020-09-30 02:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4010.21	6.22	0.501277	0.622	80.2043	6.22	6.19	0	1101.54
8763	2020-09-30 03:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4011.47	4.96	0.501434	0.496	80.2294	4.96	6.19	0	1106.74
8764	2020-09-30 04:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4012.73	3.7	0.501591	0.37	80.2546	3.7	6.19	0	1111.93
8765	2020-09-30 05:00:00	9.7	-1	0	350	10	10	0	4013.99	2.44	0.501749	0.244	80.2798	2.44	6.19	0	1117.12
8766	2020-09-30 06:00:00	9.7	0	0	0	10	10	0	4013.99	2.44	0.501749	0.244	80.2798	2.44	6.19	0	0
8767	2020-09-30 07:00:00	9.7	0	0	0	10	10	0	4013.99	2.44	0.501749	0.244	80.2798	2.44	6.19	0	0
8768	2020-09-30 08:00:00	9.7	1	300	0	10	10	0	4012.91	3.52	0.501613	0.352	80.2581	3.52	6.19	735.914	0
8769	2020-09-30 09:00:00	9.55	1	300	0	10	10	0	4011.83	4.6	0.501478	0.46	80.2365	4.6	6.19	732.996	0
8770	2020-09-30 10:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4010.74	5.68	0.501343	0.568	80.2149	5.68	6.19	730.078	0
8771	2020-09-30 11:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4009.66	6.76	0.501208	0.676	80.1932	6.76	6.19	727.16	0
8772	2020-09-30 12:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4008.58	7.84	0.501072	0.784	80.1716	7.84	6.19	724.243	0
8773	2020-09-30 13:00:00	9.4	1	300	0	10	10	0	4007.5	8.92	0.500937	0.892	80.1499	8.92	6.19	721.325	0
8774	2020-09-30 14:00:00	9.99	1	300	0	10	10	0	4006.42	10	0.500802	1	80.1283	10	6.19	718.407	0
8775	2020-09-30 15:00:00	9.99	1	300	0	300	0	300	4005.37	10	0.500672	1	80.1075	10	6.19	715.489	0
8776	2020-09-30 16:00:00	9.84	1	300	0	300	0	300	4004.33	10	0.500541	1	80.0866	10	6.19	715.434	0
8777	2020-09-30 17:00:00	9.7	1	300	0	300	0	300	4003.28	10	0.50041	1	80.0657	10	6.19	715.378	0
8778	2020-09-30 18:00:00	9.7	1	300	0	300	0	300	4002.24	10	0.50028	1	80.0448	10	6.19	715.323	0
8779	2020-09-30 19:00:00	9.99	1	300	0	300	0	300	4001.19	10	0.500149	1	80.0239	10	6.19	715.268	0
8780	2020-09-30 20:00:00	10.1	0	0	0	10	10	0	4001.19	10	0.500149	1	80.0239	10	6.19	0	0
8781	2020-09-30 21:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.500149	1	80.0239	10	6.19	0	0
8782	2020-09-30 22:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.50015	1	80.0239	10	6.19	0	0
8783	2020-09-30 23:00:00	10.3	0	0	0	10	10	0	4001.2	10	0.50015	1	80.024	10	6.19	0	0

Figura A. 3. Resultados obtenidos cada hora durante el último día del período de estudio, mediante el modelo lenguaje Python, tras la primera modificación.