

DOI:10.3876/j.issn.1000-1980.2026.04.013

考虑混蓄电站季调节特性的水风光蓄互补调度研究

苏华英¹,王珍妮²,张 俨¹,王融融¹,王榆榭¹,邓佳莉¹,谭乔凤³

(1. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心; 2. 河海大学水科学研究院; 3. 河海大学水利水电学院)

摘要: 考虑混蓄电站的季调节特性,以发电效益最大为目标建立水风光蓄互补长短期嵌套调度模型,针对模型求解的高维特征,通过将混蓄电站的抽水发电转换模型引入动态规划逐次逼近算法完成算法改进,并定量分析了混蓄电站对水风光蓄互补系统运行效益的影响。实例验证结果表明:对于依托季及以上调节性能水电站修建的混蓄电站,推荐采用混蓄季调节调度方案,该方案相较无混蓄方案,可有效减少新能源弃电(99.37%),提升系统发电效益(4.34%);通过将下游水量提前抽至上水库,可为下游水库提供额外防洪库容,减少梯级水库弃水量(93.35%);相较混蓄日调节调度方案,可提高枯期发电量,提升系统综合能量转换效率(6.88%)。

关键词: 混合式抽水蓄能;季调节;多能互补;效益评估

Study on scheduling of hydro-wind-photovoltaic-storage complementary system considering seasonal regulation characteristics of hybrid pumped storage power stations

Su Huaying¹, Wang Zhenni², Zhang Yan¹, Wang Rongrong¹, Wang Yujian¹, Deng Jiali¹, Tan Qiaofeng³
(1. Power Dispatching Control Center, Guizhou Power Grid Co., Ltd.; 2. Institute of Water Science and Technology, Hohai University;
3. College of Water Conservancy & Hydropower Engineering, Hohai University)

Abstract: By considering the seasonal regulation characteristics of hybrid pumped storage power stations, a long-and short-term nested scheduling model for hydro-wind-photovoltaic-storage complementary systems was established with the objective of maximizing power generation benefits. In view of the high-dimensional features in solving the model, the dynamic programming successive approximation algorithm was improved by introducing the pumping-generation conversion model of hybrid pumped storage power stations, and the impact of hybrid pumped storage power stations on the operational benefits of the hydro-wind-photovoltaic-storage complementary system was quantitatively analyzed. Case study results indicate that for hybrid pumped storage power stations built relying on hydropower stations with seasonal or higher-level regulation capabilities, a seasonal regulation scheduling scheme of hybrid pumped storage is recommended. Compared with the scheme without hybrid pumped storage, this scheme can effectively reduce the curtailment of renewable energy (99.37%) and increase the power generation benefits of the system (4.34%). By pumping water from the downstream reservoir to the upstream reservoir in advance, additional flood control storage capacity can be provided for the downstream reservoir, reducing the water curtailment of cascade reservoirs (93.35%). Compared with the daily regulation scheme of hybrid pumped storage, this scheme can improve the power generation in dry periods and increase the comprehensive energy conversion efficiency of the system (6.88%).

Key words: hybrid pumped storage; seasonal regulation; multi-energy complementary; benefit evaluation

随着“双碳”目标不断推进,截至 2023 年底,我国风电、光伏新能源累计装机容量达到 10.5 亿 kW,较 2013 年增长了 10 倍,预计 2030 年装机容量将突破 12 亿 kW,这给电力系统安全稳定运行和新能源消纳带来巨大挑战,电网亟须发展大规模灵活调节电源^[1-3]。抽水蓄能电站作为技术经济优势最突出的灵活调节电源,其选址和开发受到地形、水源、建设成本等各类因素限制^[4-5]。混合式抽水蓄能电站(以下简称“混蓄电站”)依托常规梯级水电站修建而成,兼顾抽水蓄能和径流发电功能,可有效提升电力系统灵活调节性能^[6-7],且由于无须新建上、下水库,可节约部分土建、征地等投资成本^[8]。相较于传统抽水蓄能电站普遍只有日调节能力,依托大型水库改造的混蓄电站具备跨日甚至跨季节调节能力,可满足电力系统的长时蓄能要求。

早期针对混蓄电站的研究聚焦于评估梯级水电站蓄能改造对水电自身发电效益^[9-11]和调峰效益^[12]的

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52479013);博士后创新人才支持计划项目(BX20240101)
作者简介: 苏华英(1981—),女,正高级工程师,硕士,主要从事水电调度运行研究。E-mail:lwj2301090443@163.com
通信作者: 谭乔凤(1991—),女,教授,博士,主要从事水利水电工程调度研究。E-mail:qiaofengt@126.com

影响。随着风光装机规模的持续扩大,混蓄电站在提升水电系统灵活性、促进风光消纳方面的优势日益凸显^[13-15],因此不少学者围绕其开展了水风光蓄互补调度方面的研究。例如:Zhang 等^[16]评估了混蓄电站的建设可行性,研究表明当增建泵站能量转换效率高于 55% 时,改造才具有经济价值;明波等^[17]构建了以水定电模式下龙羊峡-拉西瓦混蓄电站的调度模型,验证了混蓄电站在利用新能源弃电抽水、减少弃水方面的显著作用;Ma 等^[18]建立了增建泵站的混蓄电站与风光互补系统,该系统的缺电量和新能源弃电量均维持在较低水平;Ju 等^[19]针对风光能源的不确定性,建立了混蓄电站的两阶段鲁棒机组组合模型,搭建了一种协调运行成本和新能源弃电的互补系统短期调度框架;罗彬等^[20]以系统收益最大为目标,以机组为最小调度单元,建立了混蓄电站与风电联合运行的短期调度模型;Tan 等^[21]结合长距离和跨区域输电要求,提出了水风光蓄互补系统的联合调峰运行规则;郭爱军等^[22]通过建立混蓄电站的短期临界调峰模型与容量计算模型,系统分析了混蓄电站的短期调峰特性及梯级开发增益。目前,相关研究主要关注混蓄电站的日调节能力,即一日之内完成抽水与放空循环的能力。然而,针对依托季及以上调节性能水库修建的混蓄电站,如何建立其与梯级水电站在长短期尺度上的协同调度模型,在提高短期错峰效益和新能源消纳水平的同时,充分发挥其蓄丰补枯的长期蓄水储能作用,相关研究仍不充分。

为此,本文以基于梯级水电站蓄能改造的水风光蓄互补系统为研究对象,建立了考虑混蓄电站季调节特性的水风光蓄互补长短期嵌套调度模型,采用无混蓄、混蓄日调节、混蓄季调节 3 种方案,评估混蓄电站对系统调度过程和运行效益的影响。

1 水风光蓄互补系统调度原则

常规梯级水电站只配备水轮机组,通过调节水电输出功率的大小应对风电和光伏出力变化^[23-25],不具备其他储能设施的能源存储能力。通过在已建的常规梯级水电站之间增建泵站,构建兼顾发电和蓄能作用的混蓄电站,可以消纳风光电量、利用电网低价电量进行抽水,从而将电能转化为水的势能,且水轮机和泵站机组的发电、抽水工况互不干扰。混蓄电站、风电站、光伏电站与梯级水电站组成的水风光蓄互补系统结构如图 1 所示。与无混蓄电站的常规水风光互补系统相比,水风光蓄互补系统将原本从上游到下游的单向流动通路转变为上下游水库之间的双向循环回路,电力联系也由原来的单一发电工况变为抽水、发电多工况,系统水量和电量联系更加复杂。

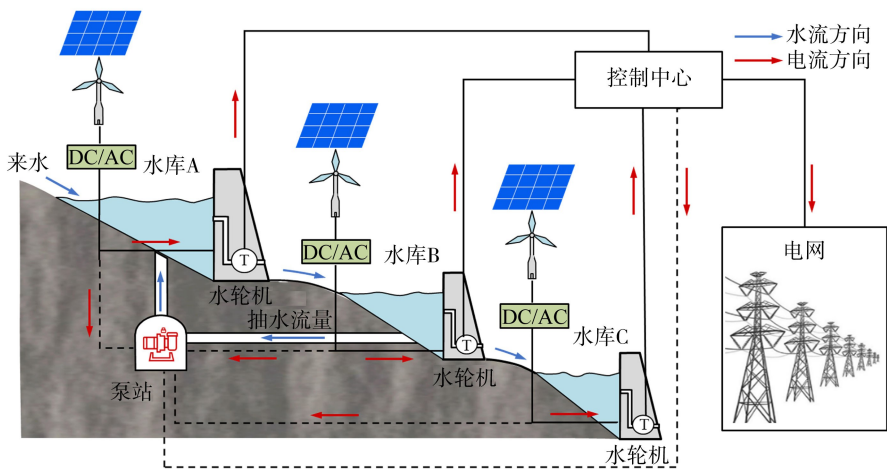


图 1 水风光蓄互补系统结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of structure of hydro-wind-photovoltaic-storage complementary system

为保证水风光蓄互补系统安全稳定运行,促进新能源有效消纳,设置调度原则如下:①将风电站和光伏电站视为常规水电站的虚拟机组,与混蓄电站打捆组成同一电源组,共同向电网申报发电计划。②在新能源大发引发弃电或电网电价处于低谷时段,混蓄电站可在满足水力和电力约束的前提下进行抽水蓄能,其抽水用电遵循明确的优先级,即优先消纳新能源弃电,其次使用电网低价电量。③在电价高峰时段,尽可能利用原有水电机组发电运行,不同电源电力外送的优先级从高到低排序如下:常规水电站的最小出力、新能源出力、常规水电站的可调节出力。④当混蓄电站的抽水电量主要来自新能源弃电时,混蓄电站和常规水电站

同时运行且功率互不影响;当抽水电量主要来自电网购电时,从系统经济性和能量利用效率角度出发,常规水电站宜以最小出力运行,以减少额外能量损耗。

2 水风光蓄互补长短期嵌套调度模型

混蓄电站通常以调节库容大、调节性能好的水库为上水库,以日调节或季调节水库为下水库,可以进行日、周、月甚至跨季节尺度的蓄能调节,以充分释放梯级水电站蓄能改造带来的增量效益。为此,本文考虑混蓄电站的跨季节调节作用,以发电效益最大为目标建立水风光蓄互补长短期嵌套调度模型。在长期尺度上,通过优化混蓄电站及具备日及以上调节能力的梯级水电站的水量调控过程,影响短期尺度的发电可用水量与混蓄电站的调度方式;在短期尺度上,通过优化混蓄电站和具备日及以上调节能力水电站的日内调度过程,提升新能源消纳水平及互补系统的发电效益。

2.1 目标函数

与常规梯级水电站调度运行不同,混蓄电站抽水与发电产生的水力、电力联系复杂,需综合考虑复杂水量时空转移和能量转化因素,将抽水、发电联合工况耦合到不同时间尺度的优化建模中。针对考虑混蓄电站季调节特性的水风光蓄互补长短期嵌套调度模型,长期尺度以年为调度期,日为调度时段,考虑丰枯分期电价,以年发电效益最大为目标优化混蓄电站与梯级水电站的日间调度决策;短期尺度以日为调度期,时为调度时段,在长期调度给出的水位边界约束下,考虑峰谷分时电价方案,以日发电效益最大为目标优化混蓄电站和梯级水电站日内调度过程。水风光蓄互补长短期嵌套优化调度目标为:

$$\max R_y = \sum_{d=1}^D \max R_d = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I (E_{h,i,t} + E_{w,i,t} + E_{s,i,t}) C_t - E_{pur,t} C_{pur,t} \right] \quad (1)$$

其中

$$E_{h,i,t} = \eta_{h,i,t} Q_{h,i,t} (Z_{up,i,t} - Z_{down,i,t}) \Delta t$$

$$E_{pur,t} = \max \left(\frac{9.81 H_{pump,t} Q_{pump,t} \Delta t}{\eta_{pump}} - E_{pump,sys,t}, 0 \right)$$

式中: R_y 、 R_d 分别为互补系统全年和第 d 天发电效益; D 为长期调度总时段, 取为 365 d; T 为短期调度总时段, 取为 24 h; I 为水电站总数; $E_{h,i,t}$ 为水电站 i 在 t 时段的上网电量; $E_{w,i,t}$ 、 $E_{s,i,t}$ 分别为接入水电站 i 的风电站和光伏电站在 t 时段的上网电量; C_t 为互补系统在 t 时段的综合上网电价; $E_{pur,t}$ 、 $C_{pur,t}$ 为混蓄电站在 t 时段从电网购入的抽水电量和相应抽水电价; $\eta_{h,i,t}$ 、 $Q_{h,i,t}$ 分别为水电站 i 在 t 时段的出力系数和发电流量; $Z_{up,i,t}$ 、 $Z_{down,i,t}$ 分别为水电站 i 在 t 时段的坝前水位和尾水位; Δt 为研究时段时长, 取为 1 h; $H_{pump,t}$ 、 $Q_{pump,t}$ 、 η_{pump} 分别为混蓄电站在 t 时段的抽水扬程、抽水流量、抽水效率; $E_{pump,sys,t}$ 为混蓄电站在 t 时段内消纳来自系统内部的抽水电量。

2.2 约束条件

a. 水量平衡约束:

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + \left[Q_{i,t} - Q_{h,i,t} - Q_{sp,i,t} + \sum_{i_u \in I_u} (Q_{h,i_u,t} + Q_{sp,i_u,t}) + r Q_{pump,t} \right] \Delta t \quad (2)$$

式中: $V_{i,t}$ 、 $V_{i,t+1}$ 分别为水库 i 在 t 时段的初、末库容; $Q_{i,t}$ 为水库 i 在 t 时段内的区间入库流量; $Q_{sp,i,t}$ 为水库 i 在 t 时段的弃水流量; I_u 为与水库 i 有直接水量联系的上游水库集合; r 为状态变量, 当水库 i 为混蓄电站上水库时, $r=1$, 当水库 i 为混蓄电站下水库时, $r=-1$, 当水库 i 不属于混蓄电站的上下水库时, $r=0$ 。

b. 水位、库容约束:

$$Z_{up,i,t} = f_{zv}((V_{i,t} + V_{i,t+1})/2) \quad (3)$$

$$Z_{down,i,t} = f_{qz}(Q_{h,i,t} + Q_{sp,i,t}) \quad (4)$$

$$V_{i,t,\min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t,\max} \quad (5)$$

式中: $f_{zv}(\cdot)$ 为坝前水位与库容之间的函数关系; $f_{qz}(\cdot)$ 为下泄流量与尾水位间的函数关系; $V_{i,t,\min}$ 为水库 i 在 t 时段的库容下限, 本文为死库容; $V_{i,t,\max}$ 为水库 i 在 t 时段的库容上限, 在汛期为防洪限制水位对应的库容, 其他时期为正常蓄水位对应的库容。

c. 发电流量约束:

$$Q_{h,i,t} \leq Q_{h,i,t,\max} \quad (6)$$

式中: $Q_{h,i,t,\max}$ 为水电站 i 在 t 时段的最大允许过机流量。

d. 下泄流量约束:

$$q_{i,t,\min} \leq Q_{h,i,t} + Q_{sp,i,t} \leq q_{i,t,\max} \quad (7)$$

式中: $q_{i,t,\min}$ 、 $q_{i,t,\max}$ 分别为水库 i 在 t 时段的最小下泄流量、最大下泄流量,本文考虑混蓄电站从下水库抽水,不影响两级水库之间的河道流量。

e. 电站出力约束:

$$P_{w,i,t} = P_{w,out,i,t} + P_{w,pump,i,t} + P_{w,curt,i,t} \quad (8)$$

$$P_{s,i,t} = P_{s,out,i,t} + P_{s,pump,i,t} + P_{s,curt,i,t} \quad (9)$$

$$P_{h,i,t,\min} \leq P_{h,out,i,t} \leq P_{h,i,t,\max} \quad (10)$$

$$P_{pump,t} = P_{pump,sys,t} + P_{pur,t} \quad (11)$$

$$P_{pump,\min} \leq P_{pump,t} \leq P_{pump,\max} \quad (12)$$

式中: $P_{w,i,t}$ 、 $P_{w,out,i,t}$ 、 $P_{w,curt,i,t}$ 分别为接入水电站 i 的风电站在 t 时段的总出力、上网电量、弃电量; $P_{w,pump,i,t}$ 、 $P_{s,pump,i,t}$ 分别为泵站消耗的风电和光伏出力; $P_{s,i,t}$ 、 $P_{s,out,i,t}$ 、 $P_{s,curt,i,t}$ 分别为接入水电站 i 的光伏电站在 t 时段的总出力、上网电量、弃电量; $P_{h,out,i,t}$ 、 $P_{h,i,t,\min}$ 、 $P_{h,i,t,\max}$ 分别为水电站 i 在 t 时段的出力、最小出力、最大出力; $P_{pump,t}$ 、 $P_{pump,sys,t}$ 、 $P_{pur,t}$ 分别为混蓄电站在 t 时段消耗的总功率、消纳互补系统内部电力的抽水功率和向电网购买的抽水功率; $P_{pump,\min}$ 、 $P_{pump,\max}$ 分别为为混蓄电站在 t 时段的最小、最大出力。

f. 通道容量约束:

$$P_{h,out,i,t} + P_{w,out,i,t} + P_{s,out,i,t} \leq P_{i,\max} \quad (13)$$

$$P_{w,out,i,t} + P_{s,out,i,t} = \min(P_{w,i,t} + P_{s,i,t}, P_{i,\max} - P_{h,i,t,\min}) \quad (14)$$

式中: $P_{i,\max}$ 为电源组 i 的最大传输容量,本文取水电站的装机容量。

3 调度模型求解

本文水风光蓄互补长短期嵌套调度模型求解是一种多阶段决策问题,为避免决策变量较多导致“维数灾”,采用动态规划逐次逼近 (dynamic programming with successive approximation, DPSA) 算法进行求解^[26]。由于求解过程不仅需要确定发电水量,还需确定混蓄电站的抽水量,增加了模型求解难度。为此,本文将混蓄电站的抽水发电转换模型引入 DPSA 算法中,根据水风光蓄互补系统调度原则计算系统的剩余流量,以简化决策变量,具体方式为:发电工况下,发电流量不小于最小下泄流量;抽水工况下,当出现弃风弃光时,在满足上下游库容约束的前提下优先抽水以储存风光弃电量,并根据相邻时段水库水量平衡公式扣除最小下泄流量后得到剩余流量,当剩余流量为负值时该部分流量用于抽水,否则用于发电。通过将某时刻的抽水、发电流量简化为剩余流量这一单一决策变量,可以提高模型的计算效率。当水库 i 为混蓄电站上水库时,其剩余流量为:

$$Q_{n,i,t} = (V_{i,t} - V_{i,t+1})/\Delta t + I_{i,t} + \sum_{i_u \in I_u} (Q_{h,i_u,t} + Q_{sp,i_u,t}) - q_{i,\min} + Q_{pump,ws,t} \quad (15)$$

式中: $Q_{n,i,t}$ 为水库 i 在 t 时段的剩余流量,当 $Q_{n,i,t} > 0$ 时,该部分流量用于发电,当 $Q_{n,i,t} < 0$ 时,该部分流量用于抽水; $q_{i,\min}$ 是水库 i 的最小下泄流量; $Q_{pump,ws,t}$ 为混蓄电站在 t 时段采用弃风光电量抽水的流量。

将水电站 i 与其下游的混蓄电站视为整体进行计算,以风光出力、入库径流、库容控制边界、分时电价资料为输入,模型决策变量为库容,模型求解流程如图 2 所示,模型求解步骤如下:①设定梯级水库在整个调度期间的初始库容,输入当前优化的水库编号 i ($i=1,2,\dots,I$)、迭代次数 k ($k=1,2,\dots,K$) 和发电效益 R_k ,参数初始输入值分别为 $i=1$ 、 $k=1$ 、 $R_0=0$ 、 ε 为足够小的正数。②当水库 i 为混蓄电站上水库时,执行步骤 ③,否则执行步骤 ⑤。③当 $k=1$ 时,使用动态规划 (dynamic programming, DP) 算法优化水电站 i 及其下游混蓄电站的运行过程,初次迭代过程暂不考虑其他水库的约束和发电量;当 $k \neq 1$ 时,同样固定其余水库的库容过程,基于 DP 算法优化水电站 i 及其下游混蓄电站的运行过程,但优化过程需考虑其他水库的约束和发电量。④设置水库库容过程调整模块,保证梯级水库群和混蓄电站在抽水 and 发电模式下都满足运行约束条件,得到各水库的可行库容过程。当 $k=1$ 时,执行步骤 ⑦,当 $k \neq 1$ 时,令 $i=i+1$,若 $i \leq I$,执行步骤 ⑤。⑤在保持其他水库库容过程不变的情况下,利用 DP 算法优化水电站 i 的库容过程。⑥如果 $i < I$,令 $i=i+1$ 并返回步骤

②;否则,执行步骤 ⑦。⑦计算互补系统的发电效益 R_k ,并设 $k=k+1$,当 $|R_k-R_{k-1}| \geq \varepsilon$ 或 $k \leq K$,说明迭代计算尚未收敛,令 $i=1$,返回步骤 ②;否则,说明迭代计算已收敛,记录并输出梯级水电站和混蓄电站的调度过程。

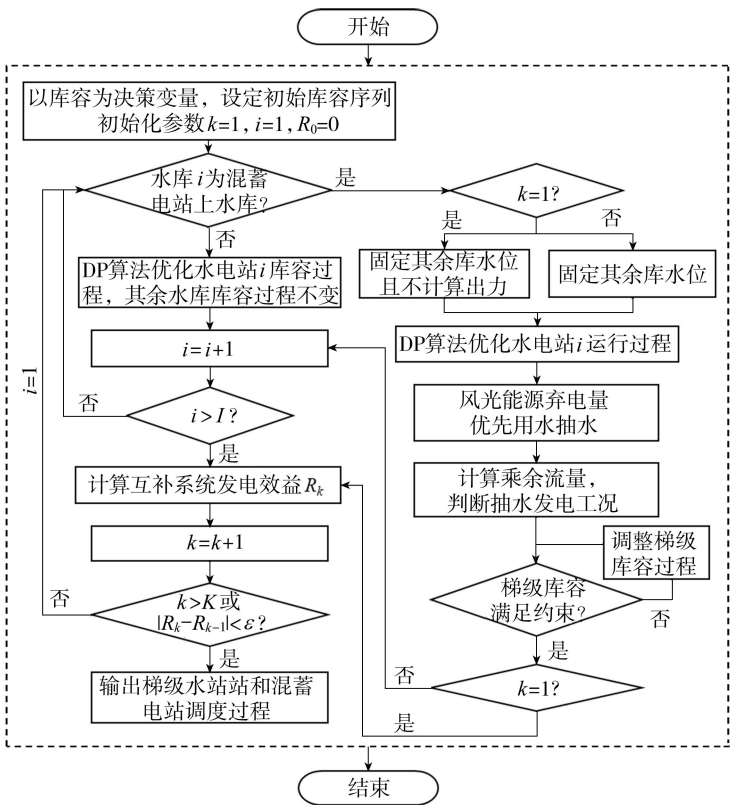


图 2 水风光蓄互补长短期嵌套调度模型求解流程

Fig. 2 Solution flow chart of long- and short-term nested scheduling model for hydro-wind-photovoltaic-storage complementary system

4 实例验证

4.1 工程背景

以贵州某流域梯级水风光互补系统为工程实例,该系统装机容量如下:水电 1 895 MW、风电 929 MW、光伏 1 950 MW,水风光电站的特征参数见表 1。第一级水库具备多年调节能力,下游第二级水库和第三级水库分别具有季调节和日调节能力,拟通过在第一级和第二级水库之间增设 340 MW 的泵站,构建混蓄电站。

表 1 水风光电站特征参数

Table 1 Characteristic parameters of hydro-wind-photovoltaic power stations						
水库	调节性能	正常蓄水位/m	汛期防洪限制水位/m	死水位/m	总库容/亿 m ³	调节库容/亿 m ³
第一级	多年调节	1 140	1 138	1 076	49. 47	33. 61
第二级	季调节	970	970	950	10. 16	4. 91
第三级	日调节	837	837	822	2. 01	0. 67
水电站	装机容量/MW	最小下泄流量/(m ³ /s)	最大下泄流量/(m ³ /s)	最大发电流量/(m ³ /s)	接入风电装机容量/MW	接入光伏装机容量/MW
第一级	600	14. 4	6 234	490. 5	317	770
第二级	695	77	12 456	632. 0	312	500
第三级	600	77	15 956	994. 5	300	680

模型输入数据包括流域多年平均代表年(2017 年)的梯级水电站历史径流数据、水库始末水位、泵站效率等水电站与泵站实际参数,以及风电出力、光伏出力数据、贵州省分时电价数据。其中,梯级水库始末水位为正常蓄水位,泵站效率取 80%,单位容量的风电和光伏出力数据采用美国国家航空航天局的气象数据反演分析数据库提供的逐小时气象数据进行计算。分时电价数据采用贵州省水电电价 294. 9 元/(MW · h)作为互补系统枯期的基准综合上网电价,设置丰水期电价比基准电价下浮 24. 5%。基于当地试行的峰谷电价

划分时段和电价浮动标准,划定日内 9:00—12:00、16:00—21:00 为峰时段,0:00—7:00、23:00—24:00 为谷时段,将长期时段的丰枯电价作为汛枯期的平段电价,峰段/谷段电价分别向上/向下浮动 50%。

4.2 结果与分析

为评估混蓄电站及其调度方式对互补系统调度过程与运行效益的影响,分别设置无混蓄、混蓄日调节、混蓄季调节的互补调度方案。①无混蓄:该方案针对梯级水电站蓄能改造前的常规水风光互补系统,由梯级水电站与风光电站组成,即混蓄电站装机容量为 0。②混蓄日调节:该方案的互补系统由 4.1 节所述的混蓄电站、梯级水电站与风光电站组成,在长期尺度不考虑混蓄电站的调节作用,其一日之内的抽水将于当日放空,因此取无混蓄方案的长期水位过程作为此方案的日水位边界;短期尺度则考虑混蓄电站的日内调节作用,优化混蓄电站和具备日及以上调节能力水电站的调度过程。③混蓄季调节:该方案的互补系统构成与混蓄日调节方案一致,但梯级水库的长期水位边界通过优化混蓄电站和具备日及以上调节能力水电站的水位控制过程求得,短期调度方式与混蓄日调节方案一致。

4.2.1 长期调度过程分析

梯级水库在无混蓄和混蓄季调节调度方案下的长期调度过程如图 3、图 4 所示。本文调度模型设置枯期电价高于汛期,为最大化系统发电效益,水电应尽可能在枯期多放水多发电、汛期多蓄水少发电。相比无混蓄或混蓄日调节调度方案,混蓄季调节调度方案下第一级水库的水位在枯期(1—5 月)加快消落,汛期(6—10 月)快速回升,契合蓄丰补枯最大化发电效益的优化调度原则。枯期时段,无混蓄方案下水库可用水量受到后续上游来水量影响,为保障未来时段用水,不得限制枯期发电量。混蓄季调节调度方案下第一级水库枯期可下泄更多水能用于发电,最低可消落至死水位,此过程中发电量的增大主要来自发电流量的增加。汛期时段,得益于水库自身蓄水能力与混蓄电站抽水蓄能的协同作用,混蓄季调节调度方案的水库较无混蓄方案能更快恢复到正常蓄水位。汛期(7—8 月)期间,受防洪限制水位约束,水位上升趋势减缓。当汛末(10 月)水库达到正常蓄水位附近时,水库停止蓄水并加大下泄流量,相应提高了水电在汛末时期的发电量。在混蓄季调节模式下,混蓄电站的全年抽水耗电量约 80%来自新能源,其余来自电网低价电量,第一级水电站的发电效益提高约 38%,因此增设泵站在满足水库蓄水和下泄流量要求的前提下,加快了混蓄电站上水库的消落和蓄水过程,显著提高了上级水电站的发电效益。

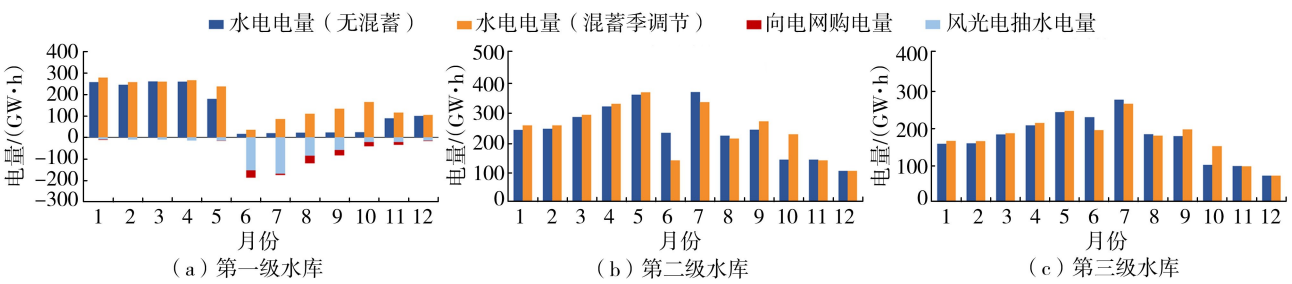


图 3 无混蓄、混蓄季调节调度方案下梯级水库的长期电量过程

Fig. 3 Long-term energy processes of cascade reservoirs under scheduling schemes without hybrid pumped storage and with seasonal regulation of hybrid pumped storage

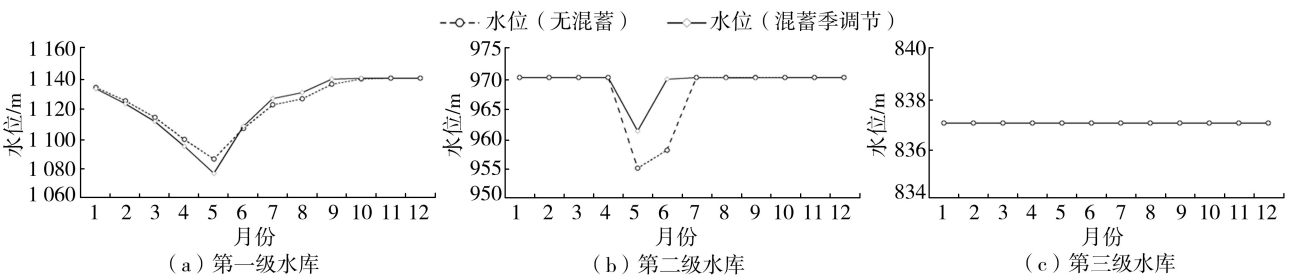


图 4 无混蓄、混蓄季调节调度方案下梯级水库的长期水位过程

Fig. 4 Long-term water level processes of cascade reservoirs under scheduling schemes without hybrid pumped storage and with seasonal regulation of hybrid pumped storage

第二级水库在枯期初(1—4 月)保持在正常蓄水位附近运行,随后在枯期末(5 月)水位消落,汛期(6—

7月)蓄水回升。当第二级水库水位在正常蓄水位附近时,其发电流量直接受到上游水库下泄和混蓄电站抽水工况的影响,因此在上游水库加大出力的枯期,第二级水电站的发电量也得到提升。第三级日调节水库在长期调度模式下保持恒定的水位,其出力过程主要受上游来水影响。总体而言,下级两座水电站的总发电量变化不大,但由于电量更多集中到电价较高的枯期,下级两座水电站的发电效益也有所提高。

综上,混蓄季调节调度方案可改变梯级水库之间的跨季节水量时空分配,相较无混蓄电站的方案,混蓄季调节调度方案在长期尺度加快了上水库的消落速度,并加大了消落深度,显著提高了梯级水电站在枯期的发电可用水量。

4.2.2 短期调度过程分析

在相同的日水位边界条件下分析有、无混蓄电站方案下互补系统的典型日出力过程,结果如图 5 所示。混蓄电站的日内调度模式包括以下几种:①一抽模式,混蓄电站在日内尺度只连续抽水一次,通常发生在午间新能源产生超通道弃电或夜间电价低谷时段,混蓄电站利用这部分电量抽水蓄能,从而提高梯级水电站在电价高峰时段的发电量。该模式通常发生在上下水库库容、水量或通道容量相对受限的情况,当不满足上述运行要求时,混蓄电站停机。②两抽模式,混蓄电站的抽水工况运行两次,分别发生在午间新能源大发弃电或电价平段,以及夜间的部分电价低谷时段。

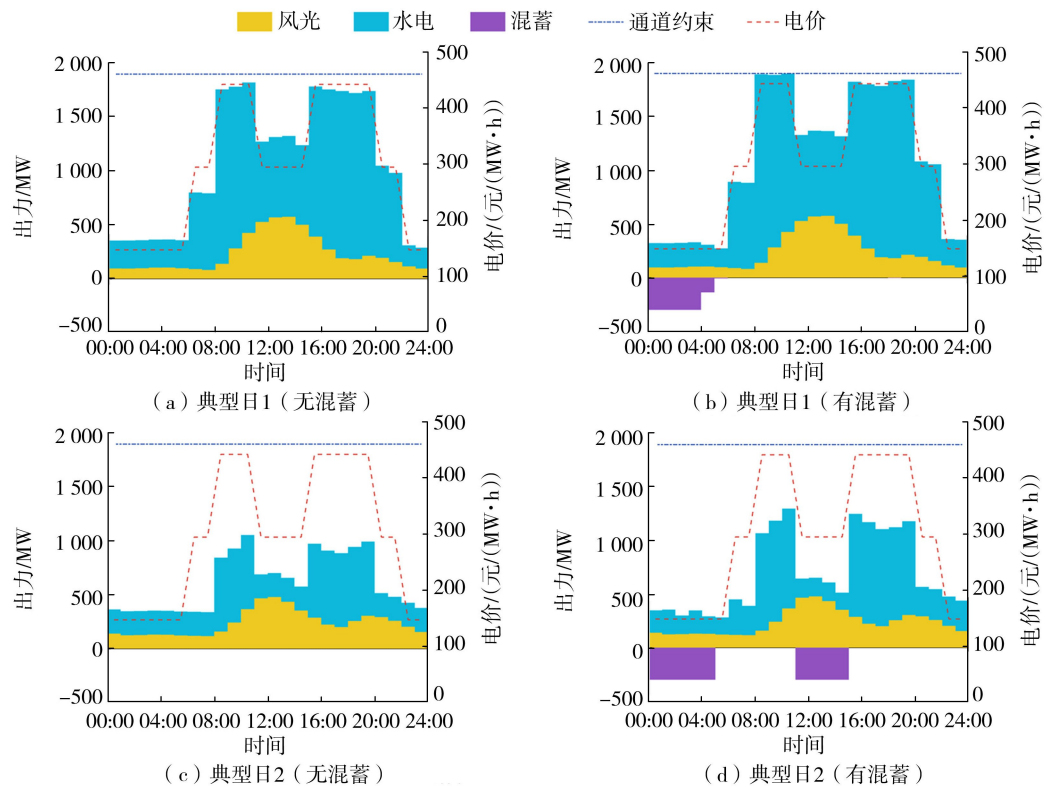


图 5 有、无混蓄电站方案下互补系统的典型日出力过程

Fig. 5 Typical daily output processes of complementary system under schemes with and without hybrid pumped storage power station

不同气象条件下互补系统在有、无混蓄电站时的短期调度过程如图 6 所示。晴天情景下,风光电站在 11:00—15:00 期间出现超通道弃电现象,混蓄电站利用该部分风光出力抽水蓄能,将风光能源转换为水的势能储存起来,在减少风光弃电量的同时提高了水电站的发电量。阴天或雨天情景下,风光出力较小,混蓄电站主要从电网购入低价电能完成抽水蓄能;等到电价高峰时段,由常规水电站并网发电,有效提升了互补系统的整体发电效益。因此在不同气象条件下,混蓄电站可通过灵活调整调度方式,提高新能源利用率和系统发电效益。

4.2.3 运行效益分析

无混蓄、混蓄日调节、混蓄季调节调度方案下互补系统在多年平均代表年内的运行效益指标见表 2。发电效益方面,相比无混蓄方案,混蓄日调节和混蓄季调节调度方案下互补系统的上网电量分别提高了

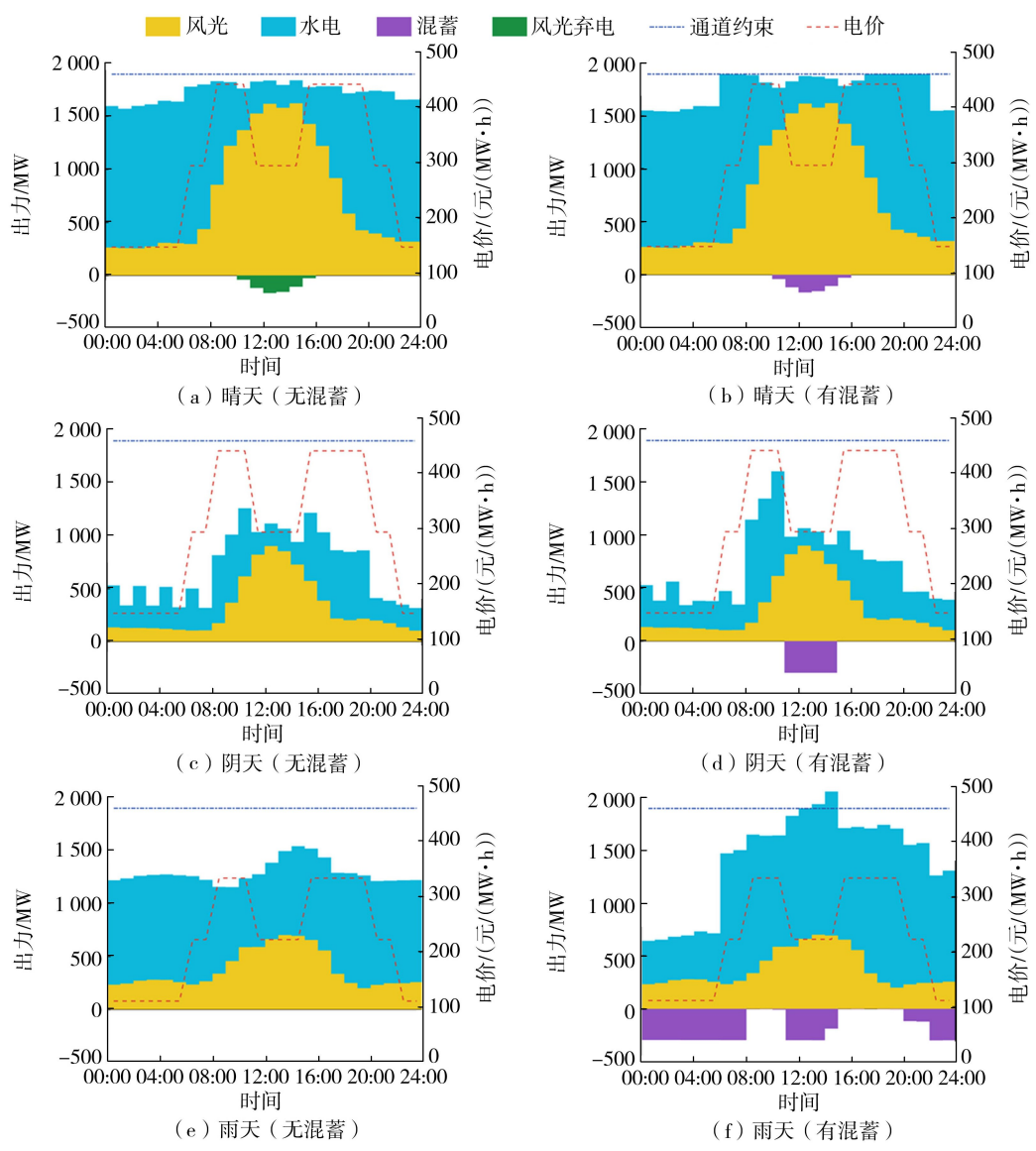


图 6 不同气象条件下有、无混蓄电站方案下互补系统的短期调度过程

Fig. 6 Short-term scheduling processes of complementary system under different meteorological conditions and schemes with and without hybrid pumped storage power station

表 2 互补系统在不同调度方案下的调度结果

Table 2 Scheduling results of complementary system under different scheduling schemes

调度方案	上网电量/ (GW·h)	抽水总耗电 量/(GW·h)	净发电/ (GW·h)	综合能量转换 效率/%	发电效益/ 亿元	风光弃电/ (MW·h)	弃水量/ 亿 m ³
无混蓄	10 547		10 547		30. 39	12 524	4. 06
混蓄日调节	11 070	721	10 537	72. 50	31. 62	78 (−99. 38%)	1. 01 (−75. 12%)
混蓄季调节	11 115	716	10 566	79. 38	31. 71	79 (−99. 37%)	0. 27 (−93. 35%)

注:括号内百分数为混蓄调度方案相对于无混蓄方案的变化率。

4. 96%和 5. 39%,扣除从电网购电的抽水电量后净发电量有所减小,这是由于混蓄电站的抽水发电过程存在能量损耗,但在分时电价的引导下,系统年发电效益同比增长了 4. 05%和 4. 34%。混蓄电站带来的增量效益一方面来自风光能源弃电量的利用,通过风光弃电量抽水蓄能,可减少累计风光弃电量约 99%,在增加上水库可用水量的同时降低了抽水成本;另一方面,混蓄电站通过在低电价时期抽水,增加常规水电站在高电价时期的发电量,实现了峰谷价差套利。同时混蓄季调节调度方案通过蓄丰补枯,将部分电量转移到电价较高的枯期,进一步提高系统发电效益。

在防洪效益方面,相对无混蓄电站方案,混蓄季调节调度方案下梯级水库累计弃水量减少约 93. 35%。

分析汛期第三级水电站在某典型日的出力和弃水过程(图7)可知,无混蓄方案下,由于下游汛期末水较多,加上大规模风光接入进一步挤占水电外送通道,汛期下游产生大量弃水。增建混蓄电站后,一方面,在上水库有空余的条件下,混蓄电站将水抽至上游水库,减少了第二级水库的下泄流量,从而减少了第三级水库的入库流量,相当于增加了下游梯级水库的库容,降低了弃水概率;另一方面,混蓄电站通过消纳风光能源抽水蓄能,缓解了通道竞争,可有效改善弃水现象。

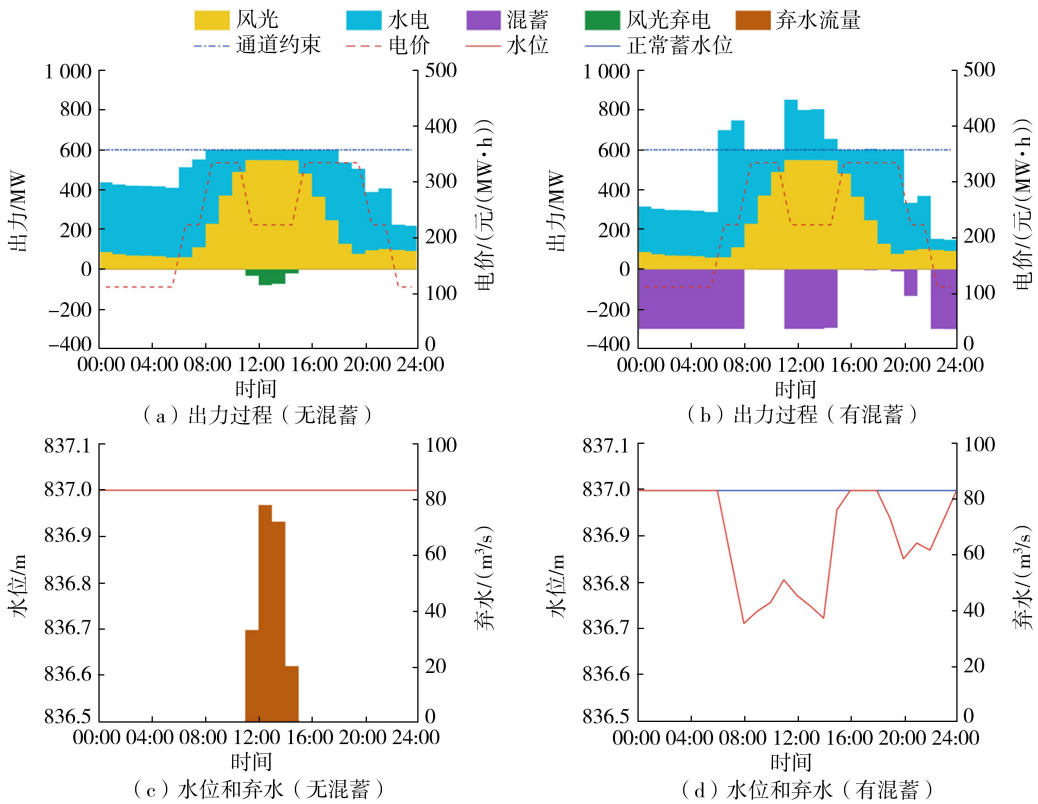


图7 有、无混蓄电站方案下第三级水电站的出力和弃水过程

Fig. 7 Output and water curtailment processes of third-level hydropower station under schemes with and without hybrid pumped storage power station

在综合能量转换效率(系统上网电量增量/抽水耗电量)方面,相对混蓄日调节方案,季调节方案通过蓄丰补枯增大了梯级水库在枯期的可用水量,使梯级水电站上网电量增加了约45 GW·h,同时两种方案的抽水耗电量相近,因此该方案下系统的综合能量转换效率更高,提升了约6.88%。

综上,混蓄电站带来的增量效益主要来自短期尺度的新能源弃电量利用和价差套利作用,采用混蓄季调节调度方案可以优化资源季节性配置,进一步提高互补系统的发电效益、防洪效益和综合能量转换效率。

5 结 论

a. 混蓄电站带来的增量发电效益主要来自短期尺度利用风光弃电量和低价电量实现电量时移和峰谷价差套利,相比无混蓄方案,混蓄日调节方案可提高发电效益4.05%;混蓄季调节方案通过蓄丰补枯将部分电量转移到电价较高的枯期,可获得更优的发电效益,相比无混蓄方案,其发电效益提升约4.34%。

b. 混蓄电站通过将下游多余水量提前存储到具有较大库容的上水库,为下游水库提供额外防洪库容,可提高梯级水库的防洪效益,有效改善下游小水库的弃水现象,混蓄季调节方案下水库弃水量相比无混蓄方案减少约93.35%。

c. 与混蓄日调节方案相比,混蓄季调节方案由于调节周期更长,在汛期能够通过水库蓄水和泵站抽水更快地提高上游水库蓄水量,从而增大了梯级水电站在枯期的可用水量 and 发电量,相应提高了系统的综合能量转换效率。

参考文献:

[1] Gou Haixing, Ma Chao, Liu Lu. Optimal wind and solar sizing in a novel hybrid power system incorporating concentrating solar power and considering ultra-high voltage transmission[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 470: 143361.

[2] 程春田. 碳中和下的水电角色重塑及其关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 29-36. (Cheng Chuntian. Function remolding of hydropower systems for carbon neutral and its key problems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 29-36. (in Chinese))

[3] 李继清, 龙健, 刘洋. 基于水光电力系统时序生产模拟模型的水光优化配比研究[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2024, 52(1): 1-10. (Li Jiqing, Long Jian, Liu Yang. Study on optimal ratio of water and light based on time-series production simulation model of hydro-optical power system[J]. Journal of Hohai University(Natural Sciences), 2024, 52(1): 1-10. (in Chinese))

[4] Zhang Xinjing, Qin Chao, Loth E, et al. Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies[J]. Energy Reports, 2021, 7: 8198-8206.

[5] 陈帝伊, 刘公成, 梁潇, 等. 定-变速抽水蓄能机组调相-发电过渡过程动态特性研究[J]. 水利学报, 2023, 54(1): 105-116. (Chen Diyi, Liu Gongcheng, Liang Xiao, et al. Study on dynamic characteristics of phase modulation-generation transition process of fixed-speed and variable-speed pumped-storage units [J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2023, 54(1): 105-116. (in Chinese))

[6] Xu Xiao, Hu Weihao, Cao Di, et al. Optimized sizing of a standalone PV-wind-hydropower station with pumped-storage installation hybrid energy system[J]. Renewable Energy, 2020, 147: 1418-1431.

[7] Wang Zhenni, Fang Guohua, Wen Xin, et al. Coordinated operation of conventional hydropower plants as hybrid pumped storage hydropower with wind and photovoltaic plants[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 277: 116654.

[8] 罗小林, 黄莉, 吴赛男, 等. “双碳”目标存量水电灵活性提升路径与评估框架[J]. 水电与抽水蓄能, 2023, 9(1): 1-8. (Luo Xiaolin, Huang Li, Wu Sainan, et al. Approaches to expanding flexibility of hydropower to achieve the carbon peaking and carbon neutrality target and their assessment framework[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2023, 9(1): 1-8. (in Chinese))

[9] Toufani P, Nadar E, Kocaman A S. Operational benefit of transforming cascade hydropower stations into pumped hydro energy storage systems[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 51: 104444.

[10] 程雄, 李刚, 程春田, 等. 含混合式抽水蓄能电站的梯级水电站群调度规则建模方法[J]. 水利学报, 2013, 44(4): 388-397. (Cheng Xiong, Li Gang, Cheng Chuntian, et al. Modeling method of operation rules on cascade hydroelectric plants with hybrid pumped storage power station[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2013, 44(4): 388-397. (in Chinese))

[11] 李文武, 黄进, 郭希海. 含混合式抽蓄电站的梯级水库中长期优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(12): 41-48. (Li Wenwu, Huang Jin, Guo Xihai. Mid-long term optimal dispatch for the cascaded reservoirs operation with hybrid pumped storage power station[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2014, 26(12): 41-48. (in Chinese))

[12] 黄景光, 黄静梅, 吴巍, 等. 含混合式抽水蓄能电站的梯级水电站优化调度[J]. 水电能源科学, 2020, 38(5): 76-80. (Huang Jingguang, Huang Jingmei, Wu Wei, et al. Optimal dispatching of cascade hydropower station with mixed pumping storage power station[J]. Water Resources and Power, 2020, 38(5): 76-80. (in Chinese))

[13] 曹炯玮, 李想, 魏加华, 等. 梯级水能循环模式下多能系统互补运行研究: 以龙羊峡—拉西瓦基地为例[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(13): 5044-5060. (Cao Jiongwei, Li Xiang, Wei Jiahua, et al. Complementary operation of multi-energy system considering cascade hydropower recycling: a case of the Longyangxia-Laxiwa Base[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(13): 5044-5060. (in Chinese))

[14] Wang Zizhao, Li Yang, Wu Feng, et al. Multi-objective day-ahead scheduling of cascade hydropower-photovoltaic complementary system with pumping installation[J]. Energy, 2024, 290: 130258.

[15] 刘方, 刘建行, 唐成鹏, 等. 梯级“水蓄风光”互补系统增益分配调度策略[J]. 水利经济, 2024, 42(6): 64-70. (Liu Fang, Liu Jianhang, Tang Chengpeng, et al. Gain allocation and dispatch strategy of cascade hydropower-pumping-storage-wind-photovoltaic multi-energy complementary system[J]. Journal of Economics of Water Resources, 2024, 42(6): 64-70. (in Chinese))

[16] Zhang Juntao, Cheng Chuntian, Yu Shen, et al. Preliminary feasibility analysis for remaking the function of cascade hydropower stations to enhance hydropower flexibility: a case study in China[J]. Energy, 2022, 260: 125163.

[17] 明波, 成楸语, 黄强, 等. 梯级互补储能对新能源的长期消纳作用分析[J]. 水利学报, 2022, 53(11): 1280-1290. (Ming Bo, Cheng Qiuyu, Huang Qiang, et al. Analysis of long-term consumption effects of cascade complementary energy storage on new energies[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2022, 53(11): 1280-1290. (in Chinese))

sediments and its environmental significance[J]. *Frontiers in Marine Science*,2023,10:1141187.

[43] Wang Houjie,Bi Naishuang,Saito Y ,et al. Recent changes in sediment delivery by the Huanghe(Yellow River) to the sea:causes and environmental implications in its estuary[J]. *Journal of Hydrology*,2010,391(3/4):302-313.

[44] Qiao Shuqing,Shi Xuefa,Zhu Aimei ,et al. Distribution and transport of suspended sediments off the Yellow River(Huanghe) mouth and the nearby Bohai Sea[J]. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*,2010,86(3):337-344.

[45] Baptist M J. A flume experiment on sediment transport with flexible, submerged vegetation [C/OL]//*Proceedings of the International Workshop on RIParian FORest Vegetated Channels: Hydraulic, Morphological and Ecological Aspects*, 2003. <https://www.researchgate.net/publication/279853441>

[46] 高翔,王柯萌,武国相,等. 黄河三角洲互花米草整治对潮滩湿地防灾功效和沉积动力的影响[J]. *海洋与湖沼*,2023,54(6):1586-1596. (Gao Xiang, Wang Kemeng, Wu Guoxiang, et al. Effects of *Spartina alterniflora* removal on storm surge attenuation and sediment trapping in the intertidal zone of the Yellow River Delta[J]. *Oceanologia et Limnologia Sinica*,2023,54(6):1586-1596. (in Chinese))

[47] Wu Guoxiang, Wang Kemeng, Liang Bingchen, et al. Modeling the morphological responses of the Yellow River Delta to the water-sediment regulation scheme: the role of impulsive river floods and density-driven flows[J]. *Water Resources Research*,2023,59(7):e2022WR033003.

[48] 孙文广,孙志高,孙景宽,等. 黄河口芦苇湿地不同恢复阶段种群生态特征[J]. *生态学报*,2015,35(17):5804-5812. (Sun Wenguang, Sun Zhigao, Sun Jingkuan, et al. Ecological traits of *Phragmites australis* community in different restoration phases of the Yellow River estuary, China[J]. *Acta Ecologica Sinica*,2015,35(17):5804-5812. (in Chinese))

[49] Zhi Yingbiao, Li Hongli, An Shuqing, , et al. Inter-specific competition: spartina alterniflora is replacing *Spartina anglica* in coastal China[J]. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*,2007,74(3):437-48.

[50] Alhdad G M, Seal C E, Al-Azzawi M J, et al. The effect of combined salinity and waterlogging on the halophyte *Suaeda maritima*: the role of antioxidants[J]. *Environmental and Experimental Botany*,2013,87:120-125.

(收稿日期:2025-03-12 编辑:熊水斌)

(上接第105页)

[18] Ma Chao,Zhang Pengfei, Chen Diyi, et al. Medium-and long-term optimal operation of a hybrid energy system enhanced by cascade hydropower energy storage system[J]. *Energy Conversion and Management*,2024,301:118017.

[19] Ju Chang,Ding Tao,Jia Wenhao, et al. Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations[J]. *Applied Energy*,2023,334:120675.

[20] 罗彬,陈永灿,苗树敏,等. 融合改造的混合式抽水蓄能与风电联合运行短期调度模型[J]. *水利学报*,2023,54(8):955-966. (Luo Bin, Chen Yongcan, Miao Shumin, et al. A joint short-term operation model for wind power and hybrid pumped-storage hydropower plant[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*,2023,54(8):955-966. (in Chinese))

[21] Tan Qiaofeng,Nie Zhuang, Wen Xin, et al. Complementary scheduling rules for hybrid pumped storage hydropower-photovoltaic power system reconstructing from conventional cascade hydropower stations[J]. *Applied Energy*,2024,355:122250.

[22] 郭爱军,畅建霞,王义民,等. 混合式抽水蓄能电站群容量计算研究 I :短期调峰特征与梯级开发增益[J]. *水利学报*,2024,55(7):768-779. (Guo Aijun, Chang Jianxia, Wang Yimin, et al. Research on capacity computation of cascade on-stream integral pumped storage hydropower plants I :short-term peak shaving and gain of cascade development[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*,2024,55(7):768-779. (in Chinese))

[23] 尹丽君,许昌,黄显峰,等. 水光互补基地水库调度图绘制及应用策略[J]. *河海大学学报(自然科学版)*,2023,51(5):65-69. (Yin Lijun, Xu Chang, Huang Xianfeng, et al. Drawing and application strategy of dispatching diagram for water-light complementary base reservoir[J]. *Journal of Hohai University(Natural Sciences)*,2023,51(5):65-69. (in Chinese))

[24] 闻昕,秦济森,谭乔凤,等. 基于余留期效益函数的水光互补随机优化调度方法[J]. *水资源保护*,2023,39(6):23-31. (Wen Xin, Qin Jisen, Tan Qiaofeng, et al. Research on stochastic optimal operation of hydro-photovoltaic complementary based on utility function of carryover stage[J]. *Water Resources Protection*,2023,39(6):23-31. (in Chinese))

[25] 高英,苏华英,于洁,等. 乌江流域水光互补梯级蓄能调度图绘制[J]. *河海大学学报(自然科学版)*,2023,51(5):56-64. (Gao Ying, Su Huaying, Yu Jie, et al. Drawing of Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram in Wujiang River Basin[J]. *Journal of Hohai University(Natural Sciences)*,2023,51(5):56-64. (in Chinese))

[26] Wen Xin, Sun Yuanliang, Tan Qiaofeng, et al. Optimizing the sizes of wind and photovoltaic plants complementarily operating with cascade hydropower stations:balancing risk and benefit[J]. *Applied Energy*,2022,306:117968.

(收稿日期:2025-01-15 编辑:刘晓艳)