

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241639

兼顾调峰需求与弃电失负荷风险规避的梯级水风光蓄 互补系统日前调度策略

周步祥¹, 林晏峰¹, 周毅¹, 臧天磊¹, 张俨², 卢勇³

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002;
3. 六盘水北盘江水电开发有限公司, 贵州 六盘水 553037)

摘要: 在高比例新能源接入背景下, 针对梯级水风光蓄多能互补系统调峰运行时因风光波动加剧导致更高的弃电失负荷风险, 提出了一种兼顾调峰需求与弃电失负荷风险规避的日前调度策略。首先, 对混合式抽水蓄能电站在抽水-发电运行工况下的差异分别建模。并构建其与常规水电、风光及电网的电力耦合关系以及与梯级水库间的水力耦合关系。然后, 基于风光预测误差生成多组表征其不确定性的场景。最后, 以剩余负荷峰谷差和弃电失负荷风险为目标, 在多场景下实现两者的协同优化。以贵州某流域的真实系统作为算例, 验证了所提调度策略在调峰运行时能有效缓解弃电失负荷风险。

关键词: 混合式抽水蓄能电站; 多能互补系统; 调峰; 弃电失负荷风险; 多目标优化

Day-ahead scheduling strategy for cascade hydro-wind-solar-pumped storage complementary systems considering peak-shaving demand and risk avoidance of curtailment and load loss

ZHOU Buxiang¹, LIN Yanfeng¹, ZHOU Yi¹, ZANG Tianlei¹, ZHANG Yan², LU Yong³

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. Power Dispatching & Control Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China; 3. Liupanshui Beipanjiang Hydropower Development Co., Ltd., Liupanshui 553037, China)

Abstract: Under high renewable energy penetration, cascade hydro-wind-solar-pumped storage complementary systems face increased risks of curtailment and load loss due to intensified wind-solar fluctuations during peak-shaving operations. To address this issue, a peak-shaving demand and risk mitigation oriented day-ahead scheduling strategy is proposed. First, distinct models are established for the hybrid pumped-storage station under pumping and generating modes. The power coupling relationships between the hybrid pumped-storage station and conventional hydropower, wind, solar, and the power grid are established, as well as the hydraulic coupling relationships among cascade reservoirs. Then, multiple uncertainty scenarios are generated based on wind and solar forecast errors. Finally, a multi-scenario coordinated optimization is performed with the dual objectives of minimizing the residual load peak-valley difference and mitigating the risk of curtailment and load loss. Case studies based on a real cascade hydropower system in the Guizhou Basin demonstrate that the proposed scheduling strategy effectively alleviates curtailment and load loss risks during peak-shaving regulation operations.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307126).

Key words: hybrid pumped storage power plant; multi-energy complementary system; peak shaving; curtailment and load-loss risk; multi-objective optimization

0 引言

随着新能源在我国能源结构中的占比逐年提高,

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307126); 四川省科技计划项目资助(2024NSFSC0870)

其季节性、随机性及间歇性波动所带来的消纳挑战日益突出^[1-4]。依托现有的大型梯级水电基地, 构建水风光多能互补调度系统, 为解决新能源消纳问题提供了一条有效途径^[5-7]。然而, 受天然来水、航运、防洪等因素制约, 常规水电的灵活调节能力有限, 且随着新能源渗透比例的不不断提高, 弃风弃光现象

难以避免。形成含储能的水风光多能互补系统具有更高的灵活性^[8], 有助于缓解弃风弃光现象。抽水蓄能作为一种成熟的储能形式^[9-10], 可同时在电力和水力两方面发挥灵活调节作用, 适用于水风光多能互补系统。深挖水电与抽水蓄能联合运行的灵活调节潜力, 有望为新型电力系统发展提供支撑^[11]。

抽水蓄能电站根据类型可以分为纯抽水蓄能电站和混合式抽水蓄能电站^[12]。前者作为当前较为成熟的技术, 已被广泛应用于互补系统的调度中^[13]。然而, 受地质、水头等条件限制, 其在选址和建设上难度较大^[14], 难以满足新能源高比例接入对储能规模的需求。将常规梯级水电融合改造为混合式抽水蓄能电站(以下简称混蓄), 可以缩短建设周期, 降低选址难度, 从而有效促进抽水蓄能发展^[15]。因此, 含混蓄的梯级水电将成为未来流域梯级水电的一种常见形式。

在日前调度中, 需要为水风光蓄互补系统制订合适的发电计划, 以确保水电具备足够的调节能力, 用以补偿新能源波动^[16]。然而, 受新能源预测误差的影响, 发电计划与实际出力间可能存在偏差, 易造成弃电失负荷风险。为量化这一风险, 一些学者将其纳入优化目标进行风险优化决策^[17-18]。例如, 文献[19]提出了一种规避弃电失负荷风险的水风光互补调度方法。但由于水电站运行约束复杂, 加之新能源装机容量持续增长, 仅依赖水风光互补在多数工况下难以完全规避弃电失负荷风险。为此, 文献[20]进一步提出通过电化学储能联合梯级水电与风光互补运行, 更有效地降低弃电失负荷风险。然而, 上述研究仅从降低互补系统弃电、失负荷风险的角度制定发电计划。在实际调度中, 为使受端电网能够采纳互补系统所提交的调度方案, 还需使发电计划尽可能满足电网调峰的需求^[21]。

含混蓄的梯级水电具备源、荷双重特性, 具有更好的调峰性能^[22]。因此, 已有学者就其在调峰中的应用展开了广泛研究。例如, 文献[23]研究了混蓄与常规梯级水电站的联合调峰特征; 文献[24]验证了含混蓄的水电系统相较于常规梯级水电站的调峰优势; 文献[25]提出了混蓄的临界调峰运行模式, 并验证了其在提高调峰性能的综合效果。然而, 随着水风光蓄互补系统中新能源规模的持续扩大, 出力波动显著增大, 尤其在午间, 新能源的波动幅度有时甚至超过水电装机容量, 极大地加剧了水电系统的调节难度, 也在系统调峰运行时增加了弃电与失负荷的风险。因此, 如何平衡弃电失负荷风险和调峰需求亟待研究。

为此, 本文提出了一种适用于含混蓄的梯级水风光多能互补系统日前调度策略, 旨在新能源高比例接入背景下实现弃电失负荷风险最小化与调峰需求的协同优化。该策略采用约束法生成均匀分布的 Pareto 解集, 并结合模糊熵权法选取多目标折中最优解, 为调度策略提供决策支持。此外, 考虑到不同季节下负荷特性、新能源出力及来水条件的差异性^[26], 本文还基于多场景的调度结果, 从弃电、失负荷量、调峰及弃水等角度, 针对混蓄在各季节下对多能互补系统运行的影响进行了量化评估。

1 梯级水风光蓄多能互补系统运行模式

经常规梯级水电融合改造而形成的混蓄, 可共用梯级水电的上、下库, 无需另建水库即可实现发电和储能的双重功能。图 1(a)为梯级水风光蓄多能互补系统。图 1(b)为在所提调度策略下, 含混蓄的互补系统运行模式: 当系统处于负荷峰值或面临失负荷风险时, 混蓄切换至发电工况; 反之, 混蓄则进入抽水工况。

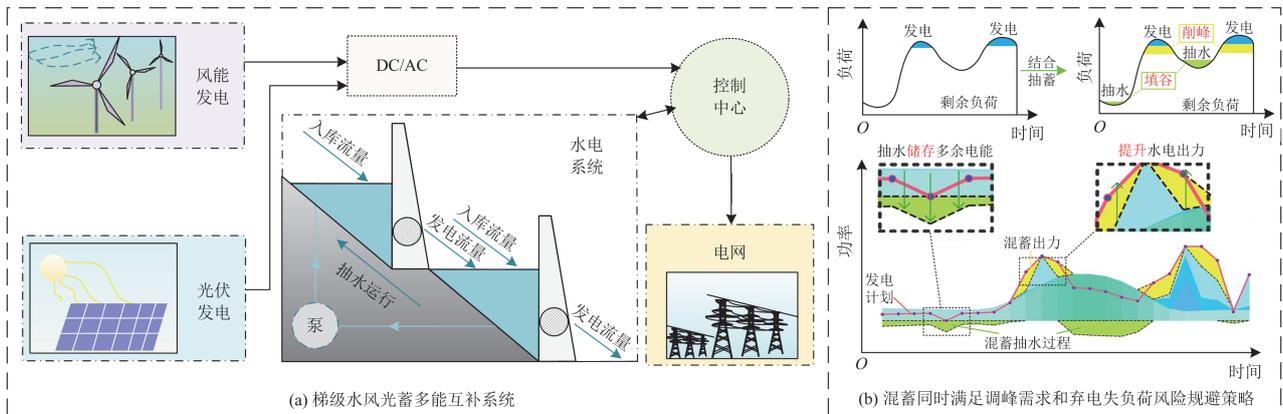


图 1 梯级水风光蓄多能互补系统运行模式

Fig. 1 Operation mode of cascade hydro-wind-solar-pumped storage multi-energy complementary system

2 方法与建模

2.1 模型不确定性描述

风光出力、负荷及来水共同构成了梯级水风光蓄互补系统的不确定性来源。由于在日尺度下来水的变化较小，且梯级水库的库容较大，其不确定性对系统运行的影响可忽略^[27]；同时，负荷的预测精度较高，预测误差对系统运行的影响也较小。因此，本文主要关注风光的不确定性。

在风光不确定性处理方面(具体内容见附录A)，本文采用拉丁超立方(Latin hypercube sampling, LHS)分层随机抽样方法^[28]对各时段风光出力预测误差进行模拟，从而为每个季节典型日生成 1000 个初始场景。考虑到场景规模较大，为提升求解效率，进而采用迭代自组织数据分析算法(iterative self-organizing data analysis techniques algorithm, ISODATA)^[29-30]对生成的风光出力场景进行聚类，获得若干能表征风光不确定性的场景及其概率。最后，将得到的风光场景集与该地区同一日的负荷及来水预测数据相组合，构成模型的场景输入数据集。

2.2 目标函数

调度策略选取剩余负荷峰谷差最小作为目标函数 1，以指导系统调峰运行，如式(1)所示。

$$\text{Min } F_1 = \text{Max}(C_t^L) - \text{Min}(C_t^L) \quad (1)$$

$$C_t^L = D_t - N_t^{\text{plan}} \quad (2)$$

式中： F_1 为剩余负荷峰谷差； C_t^L 为第 t 时段的剩余负荷； D_t 为电网原负荷； N_t^{plan} 为第 t 时段的发电计划。

调度策略将弃电量与失负荷量之和最小作为目标 2，以指导系统规避该风险，如式(3)所示。

$$\text{Min } F_2 = \sum_{n=1}^N p_n \cdot \sum_{t=1}^T (R_{n,t}^C + R_{n,t}^S) \quad (3)$$

$$\begin{cases} R_{n,t}^C = \Delta N_{n,t}, & \text{if } \Delta N_{n,t} > 0 \\ R_{n,t}^S = -\Delta N_{n,t}, & \text{if } \Delta N_{n,t} < 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$\Delta N_{n,t} = \sum_{i=1}^I N_{n,i,t}^C + N_{n,t}^{\text{wp}} + N_{n,t}^{\text{Pg}} - N_{n,t}^{\text{wp,Pp}} - N_{n,t}^{\text{C,Pp}} - N_t^{\text{plan}} \quad (5)$$

式中： F_2 为弃电量与失负荷量总和； N 为某季节场景总数， $n \in \{1, 2, \dots, N\}$ ； T 为调度期总时段； p_n 为场景 n 对应的概率； $R_{n,t}^C$ 、 $R_{n,t}^S$ 分别为场景 n 下第 t 时段的弃电量和失负荷量； $\Delta N_{n,t}$ 为场景 n 下第 t 时段的实际出力与发电计划之差； I 为流域梯级水电站总数， $i \in \{1, 2, \dots, I\}$ ； $N_{n,i,t}^C$ 为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的出力； $N_{n,t}^{\text{wp}}$ 、 $N_{n,t}^{\text{Pg}}$ 分别为场景 n 下第 t 时段新能源和混合式抽蓄电站的出力； $N_{n,t}^{\text{wp,Pp}}$ 、

$N_{n,t}^{\text{C,Pp}}$ 分别为场景 n 下第 t 时段新能源和所有梯级水电站向混合式抽蓄电站抽水转移的功率。

2.3 水力与电力约束

$$N_{n,i,t}^C = \eta_g \rho g h_{n,i,t} q_{n,i,t}^C \quad (6)$$

$$N_{n,t}^{\text{Pg}} = \eta_g \rho g h_{n,t} q_{n,t}^{\text{Pg}} \quad (7)$$

$$N_{n,t}^{\text{Pp}} = \frac{\rho g h_{n,t} q_{n,t}^{\text{Pp}}}{\eta_p} \quad (8)$$

$$h_{n,i,t} = \frac{Z_{n,i,t+1}^{\text{up}} + Z_{n,i,t}^{\text{up}}}{2} - Z_{n,i,t}^{\text{tail}} \quad (9)$$

$$h_{n,t} = \frac{Z_{n,t+1}^{\text{up}} + Z_{n,t}^{\text{up}}}{2} - Z_{n,t}^{\text{tail}} \quad (10)$$

式中： η_g 、 η_p 分别为水电转换效率和电水转换效率； ρ 为水的密度； g 为重力加速度； $h_{n,i,t}$ 为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的净水头高度； $h_{n,t}$ 为场景 n 下混合式抽蓄电站第 t 时段的净水头高度； $q_{n,i,t}^C$ 为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的发电流量； $q_{n,t}^{\text{Pg}}$ 、 $q_{n,t}^{\text{Pp}}$ 分别为场景 n 下混合式抽蓄电站第 t 时段的发电和抽水流量； $Z_{n,i,t}^{\text{up}}$ 、 $Z_{n,i,t}^{\text{tail}}$ 分别为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的水位和尾水位； $Z_{n,t}^{\text{up}}$ 、 $Z_{n,t}^{\text{tail}}$ 分别为场景 n 下混合式抽蓄电站上一级水电站和下一级水电站第 t 时段的水位。

$$V_{n,t+1}^{\text{up}} = V_{n,t}^{\text{up}} + 3600(r_{n,t}^{\text{up}} + q_{n,t}^{\text{Pp}} - q_{n,t}^{\text{Pg}} - Q_{n,t}^{\text{up}})\Delta t \quad (11)$$

$$V_{n,t+1}^{\text{down}} = V_{n,t}^{\text{down}} + 3600(r_{n,t}^{\text{down}} + q_{n,t}^{\text{Pg}} - q_{n,t}^{\text{Pp}} - Q_{n,t}^{\text{down}})\Delta t \quad (12)$$

$$V_{n,i,t+1} = V_{n,i,t} + 3600(r_{n,i,t} - Q_{n,i,t})\Delta t \quad (13)$$

$$Q_{n,a,t} = q_{n,a,t}^C + s_{n,a,t}, a \in A(i) \quad (14)$$

$$r_{n,a,t} = r_{n,a,t}^{\text{tr}} + q_{n,a-1,t}^C + s_{n,a-1,t}, a \in A(i) \quad (15)$$

式中： $V_{n,t}^{\text{up}}$ 、 $V_{n,t}^{\text{down}}$ 分别为混合式抽蓄电站对应的上、下级水库库容； $V_{n,i,t}$ 为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的库容； $A(i)$ 为水电站的集合，集合中包含常规水电站和混合式抽蓄电站的上一级水电站和下一级水电站，其中 a 为集合中的单个水电站； $r_{n,i,t}$ 、 $r_{n,a,t}$ 分别为场景 n 下第 t 时段第 i 个梯级水电站、第 a 个水电站的入库流量； $r_{n,t}^{\text{up}}$ 、 $r_{n,t}^{\text{down}}$ 分别为场景 n 下第 t 时段混合式抽蓄电站对应的上、下级水库的入库流量； $Q_{n,i,t}$ 、 $Q_{n,a,t}$ 分别为场景 n 下第 t 时段第 i 个梯级水电站、第 a 个水电站的出库流量； $r_{n,a,t}^{\text{tr}}$ 为场景 n 下第 a 个水电站第 t 时段的天然来水； $Q_{n,t}^{\text{up}}$ 、 $Q_{n,t}^{\text{down}}$ 分别为混合式抽蓄电站对应的上、下级水库在场景 n 下第 t 时段的出库流量； $q_{n,a,t}^C$ 、 $s_{n,a,t}$ 分别

为场景 n 下第 a 个水电站第 t 时段的发电、弃水流量。

$$\begin{cases} Z_{n,i,t}^{\text{up}} = Z_i^{\text{S}} \\ Z_{n,i,t+1}^{\text{up}} = Z_i^{\text{E}} \\ Z_i^{\text{S}} - z_i^{\text{s}} \leq Z_i^{\text{E}} \leq Z_i^{\text{S}} + z_i^{\text{e}} \end{cases} \quad (16)$$

式中: Z_i^{S} 、 Z_i^{E} 分别为第 i 个梯级水电站起调水位和终调水位; z_i^{s} 、 z_i^{e} 分别为第 i 个梯级水电站起调水位和终调水位允许波动范围。

$$Z_{n,i,t}^{\text{up}} = f^{\text{up}}(V_{n,i,t}^{\text{avg}}) \quad (17)$$

$$Z_{n,i,t}^{\text{tail}} = f^{\text{tail}}(Q_{n,i,t}^{\text{avg}}) \quad (18)$$

$$Z_i^{\text{Min}} \leq Z_{n,i,t} \leq Z_i^{\text{Max}} \quad (19)$$

式中: f^{up} 、 f^{tail} 分别为水库的水位-库容和尾水位-下泄流量非线性拟合系数; $V_{n,i,t}^{\text{avg}}$ 、 $Q_{n,i,t}^{\text{avg}}$ 分别为场景 n 下第 i 个梯级水电站第 t 时段的平均库容和平均下泄流量; Z_i^{Max} 、 Z_i^{Min} 分别为第 i 个梯级水电站的正常运行水位和死水位。

$$q_{n,i,t}^{\text{C}} \leq q_i^{\text{C,Max}} \quad (20)$$

$$q_{n,t}^{\text{Pg}} \leq q^{\text{P,Max}} \quad (21)$$

式中: $q_i^{\text{C,Max}}$ 、 $q^{\text{P,Max}}$ 分别为第 i 个梯级水电站和混合式抽蓄电站的最大发电流量。

$$Q_i^{\text{Min}} \leq Q_{n,i,t} \leq Q_i^{\text{Max}} \quad (22)$$

式中: Q_i^{Max} 、 Q_i^{Min} 分别为第 i 个梯级水电站的出库流量上、下限。

$$N_{n,t}^{\text{wp}} = N_{n,t}^{\text{wp,Pp}} + N_{n,t}^{\text{wp,grid}} + N_{n,t}^{\text{wp,curtailed}} \quad (23)$$

式中: $N_{n,t}^{\text{wp,Pp}}$ 、 $N_{n,t}^{\text{wp,grid}}$ 分别为场景 n 下新能源第 t 时段向混合式抽蓄电站和电网传输的电能; $N_{n,t}^{\text{wp,curtailed}}$ 为场景 n 下新能源第 t 时段的弃电量。

$$\sum_{i=1}^I N_{n,i,t}^{\text{C}} = N_{n,t}^{\text{C,Pp}} + N_{n,t}^{\text{C,grid}} + N_{n,t}^{\text{C,curtailed}} \quad (24)$$

$$N_i^{\text{Min}} \leq N_{n,i,t}^{\text{C}} \leq N_i^{\text{Max}} \quad (25)$$

$$|N_{n,i,t+1}^{\text{C}} - N_{n,i,t}^{\text{C}}| \leq N_i^{\text{ramp}} \quad (26)$$

式中: $N_{n,t}^{\text{C,Pp}}$ 、 $N_{n,t}^{\text{C,grid}}$ 分别为场景 n 下梯级水电站群在第 t 时段向混合式抽蓄电站和电网传输的总电能; $N_{n,t}^{\text{C,curtailed}}$ 为场景 n 下梯级水电站群在第 t 时段的弃电量; N_i^{Max} 、 N_i^{Min} 分别为第 i 个梯级水电站的出力上、下限; N_i^{ramp} 为第 i 个梯级水电站的爬坡能力。

$$N_{n,t}^{\text{Pp}} = N_{n,t}^{\text{C,Pp}} + N_{n,t}^{\text{wp,Pp}} + N_{n,t}^{\text{Buy}} \quad (27)$$

$$N_{n,t}^{\text{Pg}} = N_{n,t}^{\text{P,grid}} + N_{n,t}^{\text{P,curtailed}} \quad (28)$$

$$N_{n,t}^{\text{P,Min}} \leq N_{n,t}^{\text{Pp}} \leq N_{n,t}^{\text{P,Max}} \quad (29)$$

$$N_{n,t}^{\text{P,Min}} \leq N_{n,t}^{\text{Pg}} \leq N_{n,t}^{\text{P,Max}} \quad (30)$$

式中: $N_{n,t}^{\text{Buy}}$ 为场景 n 下第 t 时段混合式抽蓄电站从电力市场购买的电能; $N_{n,t}^{\text{P,grid}}$ 、 $N_{n,t}^{\text{P,curtailed}}$ 分别为场景 n 下混合式抽蓄电站在第 t 时段向电网传输的电能和弃电量; $N_{n,t}^{\text{P,Max}}$ 、 $N_{n,t}^{\text{P,Min}}$ 分别为混合式抽蓄电站的出力上、下限。

$$N_{n,t}^{\text{Pg}} N_{n,t}^{\text{Pp}} = 0 \quad (31)$$

$$N_{n,t}^{\text{Pp}} N_{n,t}^{\text{C,up}} = 0 \quad (32)$$

式中: $N_{n,t}^{\text{C,up}}$ 为场景 n 下混合式抽蓄电站的上一级水电站第 t 时段的出力。

$$N_{n,t}^{\text{wp,grid}} + N_{n,t}^{\text{C,grid}} + N_{n,t}^{\text{P,grid}} \leq A_{\text{max}} \quad (33)$$

式中: A_{max} 为电能传输并网的通道容量上限。

3 混合整数规划模型构建与求解

3.1 目标函数与约束线性化

调峰目标(式(1))中需要取含 Max 和 Min 的表达式, 需对此进行线性化处理。为此, 本文引入 0-1 辅助变量和大 M 法对表达式进行线性化处理, 如式(34)所示。

$$\begin{cases} \text{Max}(C_t^{\text{L}}) \leq C_t^{\text{L}} + M(1 - C_t^{\text{max}}) \\ \text{Min}(C_t^{\text{L}}) \geq C_t^{\text{L}} - M(1 - C_t^{\text{min}}) \\ \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{max}}) \geq 1 \\ \sum_{t=1}^T (C_t^{\text{min}}) \geq 1 \end{cases} \quad (34)$$

式中: M 为无穷大的数; C_t^{max} 、 C_t^{min} 分别为第 t 时段的最大值与最小值的线性化辅助变量, C_t^{max} 、 $C_t^{\text{min}} \in \{0, 1\}$ 。

弃电失负荷量目标(式(4))中, 存在关于 if 的判断步骤, 用于识别弃电或失负荷情形, 将导致该目标函数呈现非线性。因此, 本文引入 0-1 辅助变量进行线性化处理, 如式(35)所示。

$$\begin{cases} \Delta N_{n,t} = C_{n,t}^{\text{C}} + C_{n,t}^{\text{S}} \\ C_{n,t}^{\text{C}} C_{n,t}^{\text{S}} = 0 \\ R_{n,t}^{\text{C}} = C_{n,t}^{\text{C}} R_{n,t}^{\text{Cc}} \\ R_{n,t}^{\text{S}} = -C_{n,t}^{\text{S}} R_{n,t}^{\text{Ss}} \end{cases} \quad (35)$$

式中: $C_{n,t}^{\text{C}}$ 、 $C_{n,t}^{\text{S}}$ 分别为场景 n 下第 t 时段的弃电量和失负荷量的指标参数, $C_{n,t}^{\text{C}}$ 、 $C_{n,t}^{\text{S}} \in \{0, 1\}$; $R_{n,t}^{\text{Cc}}$ 、 $R_{n,t}^{\text{Ss}}$ 分别为场景 n 下第 t 时段弃电和失负荷量的功率参数。

式(31)和式(32)用于表示互斥关系, 本文引入 0-1 辅助变量进行线性化处理。具体线性化方法如式(36)所示。

$$\begin{cases} N_{n,t}^{Pp} = N_{n,t}^P n_{n,t}^{Pp} \\ N_{n,t}^{Pg} = N_{n,t}^G n_{n,t}^{Pg} \\ N_{n,t}^{C,up} = N_{n,t}^C n_{n,t}^C \\ N_{n,t}^P + N_{n,t}^G \leq 1 \\ N_{n,t}^P + N_{n,t}^C \leq 1 \\ N_{n,t}^P, N_{n,t}^G, N_{n,t}^C \in \{0,1\} \end{cases} \quad (36)$$

式中： $N_{n,t}^P$ 、 $N_{n,t}^G$ 、 $N_{n,t}^C$ 为引入的0-1辅助变量，分别对应混合式抽蓄电站在场景 n 下第 t 时段抽水、发电的启停状态和混合式抽蓄电站在场景 n 下第 t 时段上级水电站发电的启停状态； $n_{n,t}^{Pp}$ 、 $n_{n,t}^{Pg}$ 、 $n_{n,t}^C$ 分别对应混合式抽蓄电站在场景 n 下第 t 时段抽水、发电的功率参数和混合式抽蓄电站在场景 n 下第 t 时段上级水电站发电的功率参数。

3.2 双目标求解策略

在完成线性化处理，本文基于约束法^[31-32]对(mixed integer linear programming, MILP)模型进行双目标求解。在得到Pareto解集后，基于模糊熵权法在解集中寻求折衷最优解^[33]，该方法的具体表达式为

$$u_j = \begin{cases} 1 & f_j \leq f_j^{\min} \\ \frac{f_j^{\max} - f_j}{f_j^{\max} - f_j^{\min}} & f_j^{\min} < f_j < f_j^{\max} \\ 0 & f_j \geq f_j^{\max} \end{cases} \quad (37)$$

式中： u_j 为最小化目标函数的隶属度值； f_j 为Pareto解集上 j 目标的一个最优解； f_j^{\max} 、 f_j^{\min} 分别为 j 目标下所有解集的最大、最小值。

$$\chi_k = \frac{\sum_{j=1}^{N_F} \lambda_j u_{k,j}}{\sum_{w=1}^{N_S} \sum_{j=1}^{N_F} u_{w,j}} \quad (38)$$

式中： χ_k 为标准化隶属度值，其中最大值被视作最佳折中解； λ_j 为表帕累托解集上 j 目标的权重值； N_F 为目标函数的个数； N_S 为帕累托解的数量； $u_{k,j}$ 、 $u_{w,j}$ 分别表示对于第 k 、 w 个Pareto中第 j 个目标的隶属度值。

3.3 整体求解流程

本文所述含混蓄的梯级水风光蓄多能互补优化模型具体双目标求解流程如图2所示，具体求解步骤如下所示。

步骤1：数据处理。本文针对算例区域，选取了2024年4个季节的典型日预测风电和光伏出力数据，基于10%预测误差及95%置信水平进行场景生成与削减，从而得到可表征风光不确定性的场景集。与此同时，选取了该地区与风光预测数据同一日的预测负荷和来水数据作为输入。

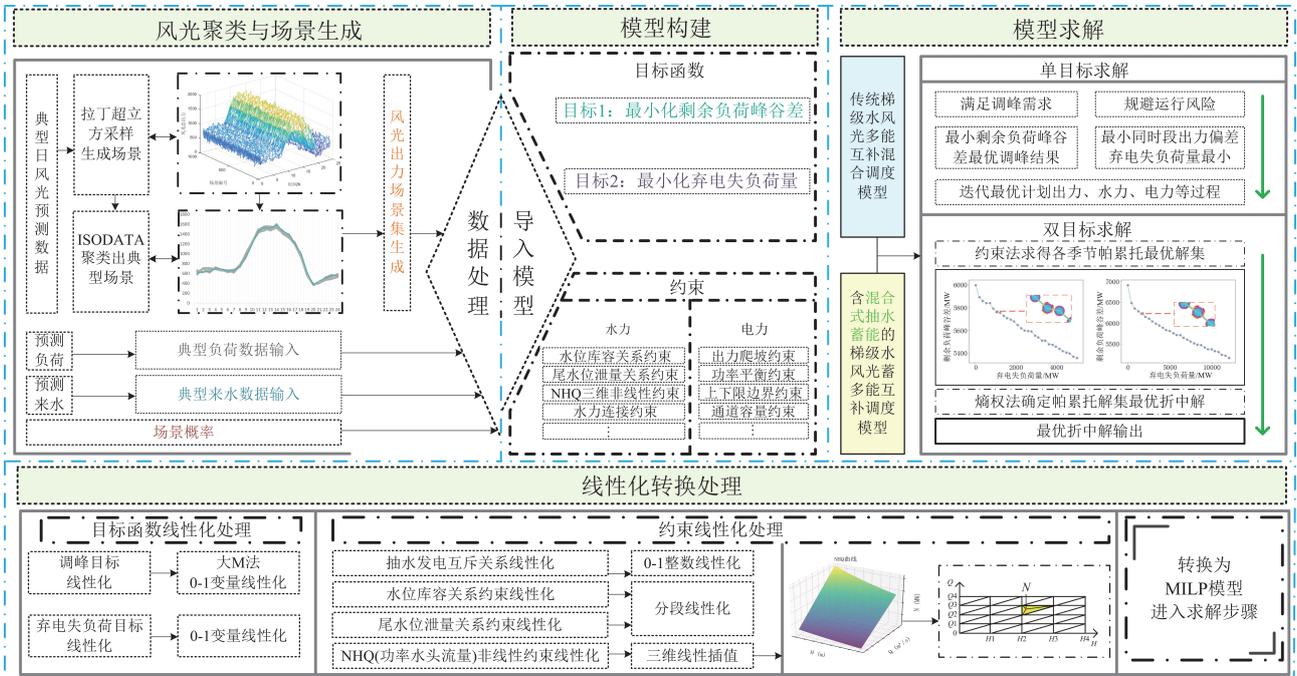


图2 双目标模型求解流程

Fig. 2 Solution process for a bi-objective model

步骤 2: 模型求解输出。根据 3.1 节的内容, 获得 MILP 模型后, 本文采用 GUROBI 商业求解器并借助约束法对模型进行双目标求解。在获得 Pareto 解集后, 通过模糊熵权法选出最优折中解作为最终运行方案。(后续论述中, 将含混蓄的梯级水风光多能互补系统简称为“含抽蓄系统”, 而不含混蓄的传统梯级水风光多能互补系统简称为“不含抽蓄系统”。)

4 研究实例

4.1 工程背景概述

本文以北盘江流域的 GZ、MMY 和 DQ 三座级联水电站作为研究对象, 构建应用实例。拟通过在 GZ 和 MMY 电站之间增设混蓄。其中, 混蓄拟安装 4 台 200 MW 立轴单级可逆混流式水轮发电机组, 其余电站基础参数见表 1。

表 1 算例基本参数

Table 1 Basic parameters of the example calculation

电站名称	调节性能	装机容量/MW	死水位/m	正常蓄水位/m
GZ	不完全多年	1040	691	745
MMY	日	558	580	585
DQ	日	880	483	490

水利参数主要包括: 水位-库容关系、尾水位-下泄流量关系、功率-水头-流量关系、各个水库的起调水位、终调水位的可波动范围、最上级水库入流以及各级水库的区间流量数据。

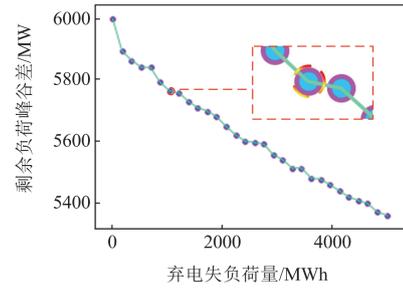
4.2 双目标优化解集分析

春季 Pareto 解集如图 3 所示, 可知随着优化的主目标从最小化弃电失负荷量向最小化剩余负荷峰谷差倾斜的过程中, 随着前者的递增, 后者呈削减趋势, 表明两者存在互斥性。然而, 与不含抽蓄系统相比, 含抽蓄系统的弃电失负荷量逐渐增加的同时, 剩余负荷峰谷差的变化范围缩小, 说明混蓄的引入在一定程度上缓解了双目标间的冲突。由此可见, 本文提出的兼顾调峰需求与弃电失负荷风险规避的日前调度策略适用于引入混蓄后的流域多目标调控要求。四季的 Pareto 最优折中解见表 2。

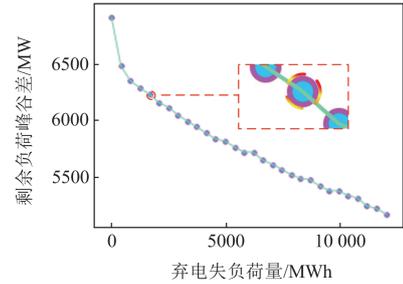
4.3 系统调度结果分析

本文将每一季节场景集内的场景按照其对应的概率进行加权求和, 如图 4 所示。

整体来看, 含抽蓄系统的发电计划与受端电网负荷变化趋势基本一致。以春季为例(见图 4(a)), 在 04:00、14:00 时刻附近的两处负荷低谷, 混蓄通过抽水工况抬升谷值; 在 11:00、20:00 时刻附近的高负荷时段, 混蓄则切换至发电工况, 使系统的剩余负荷峰值下降。夏、秋和冬季的相关特性与



(a) 含抽蓄系统 Pareto 解集及最优解



(b) 不含抽蓄系统 Pareto 解集及最优解

图 3 春季 Pareto 解集

Fig. 3 Pareto set for Spring

表 2 四季 Pareto 解集最优折中解

Table 2 Optimal compromise solution for the Pareto set in four seasons

系统	目标	不同季节的 Pareto 解集最优折中解			
		春	夏	秋	冬
含抽蓄	F_1 /MW	5764.46	5339.58	3398.22	8736.18
系统	F_2 /MWh	1034.48	1586.21	982.07	4406.00
不含抽蓄	F_1 /MW	6234.56	5622.80	3702.38	9309.17
系统	F_2 /MWh	1655.17	2137.93	1948.97	5600.00

春季类似, 此处不再赘述。

图 4(b)和图 4(c)可以看出, 由于来水较为充沛, 夏季和秋季的剩余负荷较为平缓; 而图 4(a)和图 4(d)可以看出, 来水相对较少, 春季和冬季的剩余负荷变化趋势与负荷变化更为相似。整体来看, 含抽蓄系统在四季的调峰性能上均优于不含抽蓄系统。图 5(a)进一步可见, 在本文所提调度策略下, 含抽蓄系统在各种场景下应对弃电失负荷风险的表现均优于不含抽蓄系统, 尤其在减少弃电方面作用显著。

为进一步验证结论的普适性, 本文增设新能源预测误差增大的算例, 并降低系统调峰需求, 从而使调度更加偏向于减少弃电和失负荷量。根据图 5(b)可见, 含抽蓄系统的弃电量与失负荷量曲线均整体趋势更贴近负荷曲线, 而不含抽蓄系统的曲线则与新能源出力曲线相接近, 表明其在应对新能源不确定性

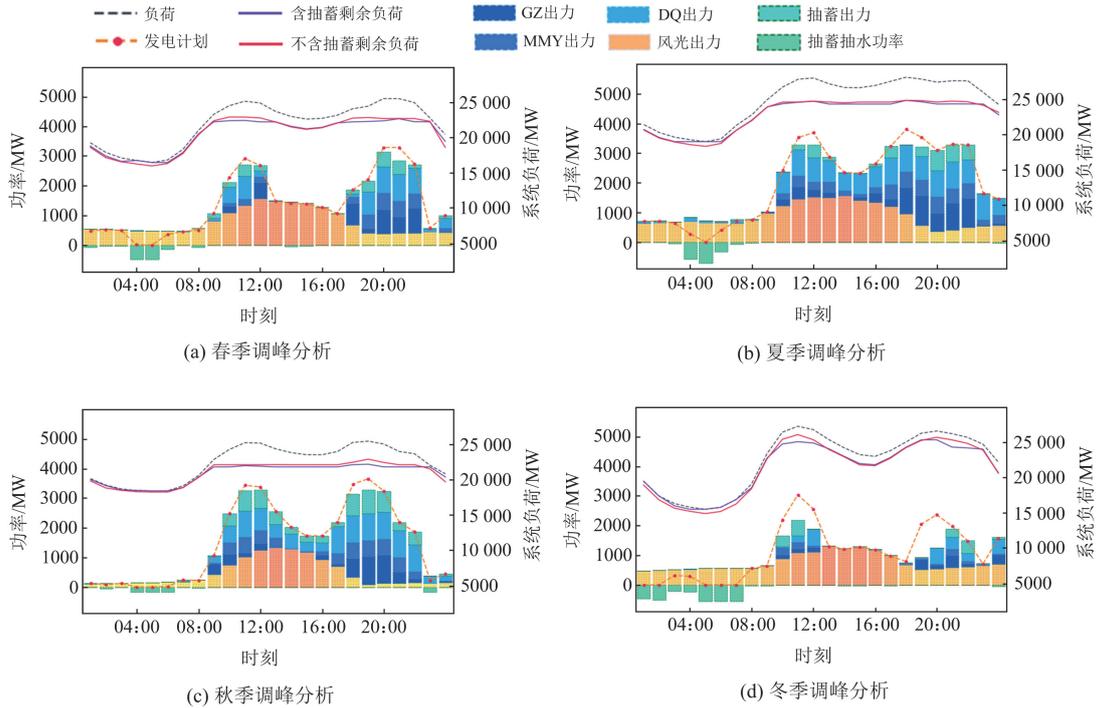


图 4 四季调峰性能分析图

Fig. 4 Performance analysis chart of peak shaving in four seasons

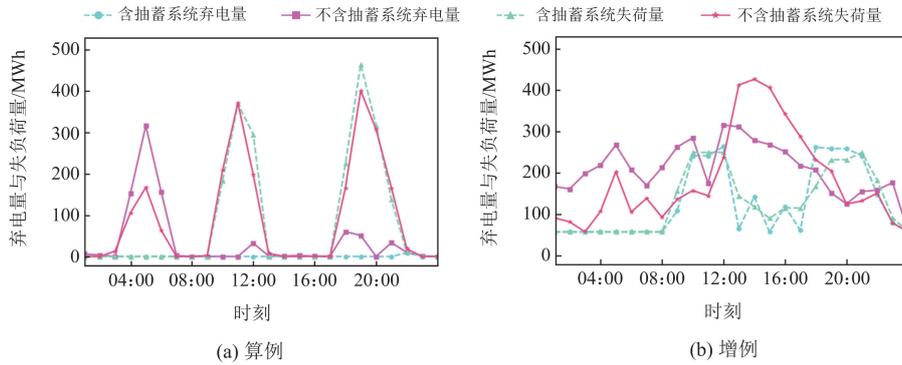


图 5 四季平均弃电和失负荷量分布图

Fig. 5 Distribution chart of average electricity curtailment and power shortage for four seasons

的不足。结果表明，当新能源不确定性加剧时，本文所提调度策略依然能发挥混蓄的灵活调节作用，以降低弃电量与失负荷量，提高系统运行的可靠性。

4.4 评估指标量化分析

本文对最优折中解下的优化结果进行了量化分析，如图 6 所示。

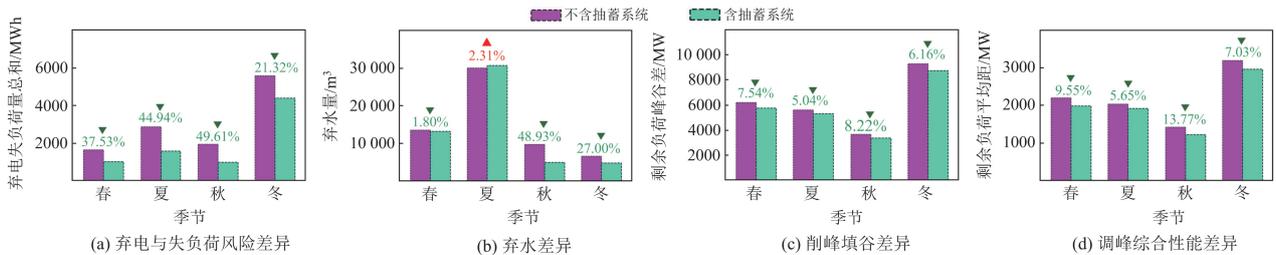


图 6 评估指标量化分析图

Fig. 6 Quantitative analysis chart of evaluation metrics

1) 从图 6(a)可以看出, 含抽蓄系统在夏季和秋季的弃电失负荷量总和下降比例较为显著, 分别下降了 44.94%和 49.61%; 而在春季和冬季, 尽管仍具有优化效果, 但下降比例相对较小。结果表明, 混蓄的灵活调节能力需要依赖水能条件的支撑才能充分发挥。在夏季和秋季, 由于来水较为充沛, 混蓄能够充分利用高来水量优势, 在满足调峰需求的同时提供足够的调节空间, 以平抑风电和光伏波动, 进一步发挥来水条件较优时的灵活调节作用。

2) 图 6(b)显示, 在引入混蓄后, 秋季和冬季的弃水量分别减少了 48.93%和 27.00%, 表明在高水位季节, 混蓄能更有效地避免水位逼近正常运行水位边界。相比之下, 春季处于相对低水位时期, 混蓄虽能将弃水量降低 1.80%, 但作用相对有限。而在水位同样偏低但来水充沛的夏季, 含抽蓄系统的弃水量反而较不含抽蓄系统增加了 2.31%。这一现象可能由于混蓄在夏季的抽水工况在一定程度上加快了其上级水库水位的回升, 在发电能力不足时触

发额外的弃水需求。

3) 针对上述弃水问题的进一步量化分析表明, 夏季引入混蓄后, GZ 水电站的弃水量增加较多, 主要集中在 05:00、16:00 时刻附近。由图 7 可见, 对比四季 GZ 水电站的水位变化可发现, 在夏季 04:00—16:00 时段之间, 含抽蓄系统的水位持续升高且始终高于不含抽蓄系统。由于夏季来水较丰, 水库泄洪需求较高, 难以蓄积过多来水, 在 05:00、16:00 时负荷谷值处, 混蓄的抽水工况将更多水量转移至上级水库, 导致 GZ 水电站更易发生弃水现象。

此外由图 7(c)可知, 混蓄的频繁抽水工况会显著加大其下级水电站 MMY 的水库水位波动幅度和频率, 从而增加了弃水的可能性。而由图 7(f)可知, DQ 水电站在引入混蓄前后的水位变化基本保持一致。结果表明, 未直接与混蓄相连的水电站, 其水库的水位受混蓄的影响较小。

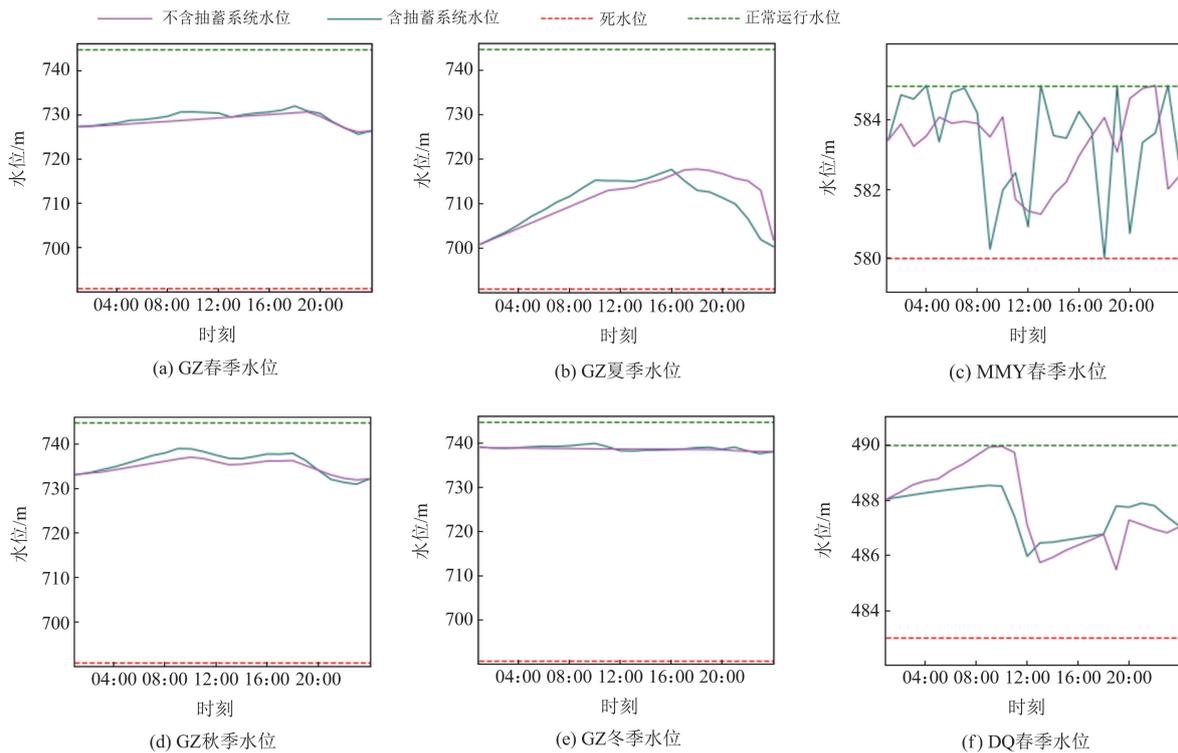


图 7 水位变化趋势分析图

Fig. 7 Trend analysis chart of water level changes

4) 由图 6(c)可知, 在引入混蓄后系统的剩余负荷峰谷差呈现降低趋势, 尤其在春季和秋季, 峰谷差下降比例分别达 7.54%和 8.22%, 高于夏季(5.04%)和冬季(6.16%)。同时, 由图 6(d)可见, 含抽蓄系统在春季和秋季的剩余负荷平均距下降比例分别达到

9.55%和 13.77%, 同样高于夏季(5.65%)和冬季(7.03%)。这一结果表明, 负荷偏低的季节更能发挥混蓄的调峰潜力, 本文提出的调度策略在此类工况下对系统的削峰填谷提升效果尤为明显。

5) 为进一步分析调度方案的整体表现, 将最优

折中解下的各项指标分为效益和风险两类。前者包括剩余负荷峰谷差、上调灵活性、下调灵活性、发电量和经济效益；后者则包含弃电量、失负荷量与弃水量，结果如表 3 所示。基于表 3 的结果，将各

季节的效益与风险指标转换为标么值并通过雷达图进行可视化呈现，如图 8 所示。由于四季在新能源出力、来水、负荷与水库水位等方面存在差异，导致雷达图呈现出不同的多边形分布。

表 3 四季效益与风险指标

Table 3 Display of benefit and risk indicators for four seasons

季节	场景	效益指标				风险指标			
		剩余负荷峰谷差/MW	上调灵活性/MW	下调灵活性/MW	发电量/MWh	经济收益/元	弃电量/MWh	失负荷量/MWh	弃水量/m ³
春	含抽蓄系统	5764.46	65 057.29	32 814.71	13 614.71	23 360 077.86	0	1034.48	13 271.94
	不含抽蓄系统	6234.56	46 550.07	12 921.93	12 921.93	22 542 591.15	927.11	728.06	13 515.60
夏	含抽蓄系统	5339.58	53 359.03	44 512.97	25 312.97	30 019 335.27	0	1586.21	30 802.80
	不含抽蓄系统	5622.81	35 448.21	24 023.79	24 023.79	29 114 121.62	1394.80	743.13	30 107.55
秋	含抽蓄系统	3398.22	54 402.26	43 371.87	24 191.07	21 525 599.35	0	982.07	5013.13
	不含抽蓄系统	3702.38	37 925.52	21 487.01	21 487.01	20 146 143.63	428.62	1520.35	9815.57
冬	含抽蓄系统	8736.18	74 940.97	22 931.03	3731.03	19 457 052.98	8.75	4397.25	4871.33
	不含抽蓄系统	9309.17	55 359.20	4112.80	4112.80	18 694 215.45	1216.43	4383.57	6672.92

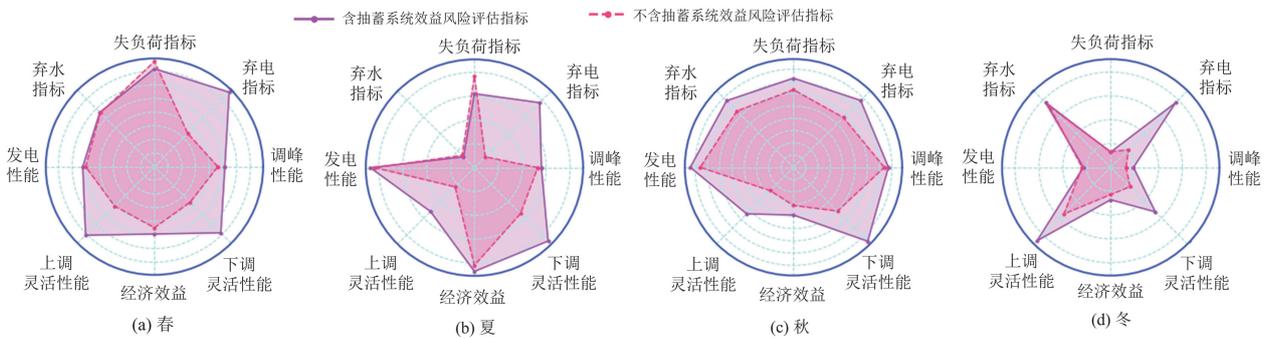


图 8 评估体系雷达图

Fig. 8 Radar map of evaluation systems

总体而言，引入混蓄后各季节的弃电量均显著降低，体现了混蓄在储能方面的积极作用；同时，雷达图的面积也随之扩大，进一步验证了本文调度策略在含抽蓄系统中的适用性。其中，冬季雷达图的面积提升比例达 60.75%，明显高于春季(39.09%)、夏季(48.7%)与秋季(33.46%)，体现了混蓄在枯水期对梯级水风光多能互补系统具有更为突出的效益提升与风险降低效果。

5 结论

本文提出了一种兼顾调峰需求与弃电失负荷风险规避的梯级水风光蓄多目标日前调度策略，并根据不同季节的调度结果，从效益和风险角度评估了混蓄投运对多能互补系统的影响，主要结论如下。

1) 引入混蓄后，系统的弃电和失负荷量均有所下降，尤其在降低弃电量方面效果突出。增大新能源预测误差后的算例表明，含抽蓄系统的弃电量与

失负荷量曲线均与负荷曲线更为贴近，而不含抽蓄系统则更接近新能源出力曲线，说明本文所提调度策略能有效利用混蓄的储能特性，对冲新能源预测不确定性。同时，在负荷偏低的季节，含抽蓄系统更能平衡调峰效益和弃电失负荷风险。

2) 混蓄的抽水工况能够平滑系统的负荷波动并降低弃电风险，在多数场景下也能降低弃水。然而，在来水偏丰且流域发电能力受限时，频繁的抽水可能会引发弃水风险。此外，混蓄对其下级水库水位的影响显著，而与其不直接相连的水库受影响较小。为此，工程建设应优先选择具有较强调节特性且正常运行水位较高的水库作为混蓄的下一级水电站水库，并在夏季应格外重视该水库运行状况。

3) 枯水季节，混蓄会保持更长的抽水时段以支撑上级水库蓄能，并在负荷峰值处转为发电工况，实现时间维度上的负荷转移；而在丰水季节，混蓄抽水工况主要用于降低弃电风险，体现为水库蓄能。

在所有来水条件下, 相较于不含抽蓄系统, 含抽蓄系统在本文所提调度策略的指导下综合效益更佳, 尤其在来水条件不佳的季节, 综合提升比例可达60.75%。

随着混蓄建设数量的增加, 下一步工作将考虑跨流域的混蓄协同运行模式, 以期更好地发挥其在全网中的灵活调节功能。

附录 A

1) 假设风电和光伏出力预测误差服从正态分布并相互独立, 则可用 $K \sim (0, \sigma_t^{w2})$ 表示第 t 时段的风电预测误差分布 er_t^w , 而 $K \sim (0, \sigma_t^{pv2})$ 表示第 t 时段的光伏出力的预测误差分布 er_t^{pv} 。因此, 第 t 时段的风光联合预测误差分布 er_t^{wp} 可表示为 $K \sim (0, \sigma_t^{w2} + \sigma_t^{pv2})$ ^[34]。

算例基于 LHS 方法对各时段风光出力预测误差进行模拟^[35], 从而获得风光联合出力场景集。在获得场景集后, 基于 ISODATA 算法进行场景削减^[36], 输出各季节的最终风光出力场景及其概率。

2) 混蓄的电水转换效率通常随抽水流量和运行水头变化^[37], 为简化计算, 本文将电水转换效率近似设置为常数^[15,38], 具体取值为 0.8; 混蓄的水电转换效率主要受上下级水库水位波动影响, 通常在 0.86~0.95 间变化^[39], 本文选取 0.91 作为水电转换效率的近似值。

3) 在常规水电中, 水电转换效率主要受功率损失所影响。本文基于各个水电站的动力特性曲线数据, 分别计算出各水电站在动力特性曲线上不同点下的水电转换效率, 取均值进行近似简化处理。最终, 本文将 GZ、MMY 以及 DQ 水电站的水电转换效率分别设置为 0.895、0.876 以及 0.906。

参考文献

- [1] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 161-169.
HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal operation of integrated energy system with P2H considering flexibility balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 161-169.
- [2] 张金良, 胡泽萍. 考虑不确定性和定价补偿的源荷储联合调峰优化[J]. 电力工程技术, 2024, 43(4): 13-25.
ZHANG Jinliang, HU Zeping. Coordinated peak-regulating optimization of source-load-storage system considering the uncertainty, pricing and compensation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(4): 13-25.
- [3] 刘洪波, 刘坤诚, 盖雪扬, 等. 高比例新能源接入的主动配电网规划综述[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 151-161.
LIU Hongbo, LIU Shencheng, GAI Xueyang, et al. Overview of active distribution network planning with high proportion of new energy access[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 151-161.
- [4] JIANG C, LIN Z, LIU C, et al. MADDPG-based active distribution network dynamic reconfiguration with renewable energy[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(6): 143-155.
- [5] 赵心怡, 谢俊, 周翠玉, 等. 风-光-抽蓄零碳电力系统多时间尺度协调调度模型[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 121-129.
ZHAO Xinyi, XIE Jun, ZHOU Cuiyu, et al. A multi-time scale coordinated dispatching model of wind-photovoltaic-pumped storage zero-carbon power system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 121-129.
- [6] 彭煜民, 王雪林, 刘德旭, 等. 考虑混蓄与纯蓄配置方式的水风光蓄互补系统调度运行对比研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 179-187.
PENG Yumin, WANG Xuelin, LIU Dexu, et al. Comparative research on the dispatching operation of a hydro-wind-solar-storage complementary system considering configurations with hybrid and pure pumped-storage hydropower plants[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 179-187.
- [7] 樊伟, 李旭东, 王尧, 等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 25-37.
FAN Wei, LI Xudong, WANG Yao, et al. Two-stage scheduling optimization model of flexible resource aggregation in new power system[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 25-37.
- [8] 韩晓言, 丁理杰, 陈刚, 等. 梯级水光蓄互补联合发电关键技术与研究展望[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13): 2711-2722.
HAN Xiaoyan, DING Lijie, CHEN Gang, et al. Key technologies and research prospects for cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid power generation system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2711-2722.
- [9] 徐秋实, 施通勤, 井浩然, 等. 面向新型电力系统的输电网与分布式变速抽水蓄能联合规划[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 128-137.
XU Qiushi, ZHI Tongqin, JING Haoran, et al. Joint planning of a transmission network and distributed variable speed pumped storage for a new power system[J]. Power

- System Protection and Control, 2024, 52(10): 128-137.
- [10] 冯弋舟, 吴志, 李新煜, 等. 光-蓄-储混合储能系统灵活性提升与容量规划[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 27-36.
- FENG Yizhou, WU Zhi, LI Xinyu, et al. Capacity optimization and flexibility enhancement of photovoltaic-battery-pumped hybrid storage system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 27-36.
- [11] 曹韵, 韩松, 荣娜, 等. 基于 GCTMSA 的梯级水火风光蓄储联合调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 108-116.
- CAO Yun, HAN Song, RONG Na, et al. Dispatch of a cascade hydro-thermal-wind-photovoltaic-storage complementary system based on GCTMSA[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 108-116.
- [12] 文劲宇, 周博, 魏利岫. 中国未来电力系统储电网初探[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 1-10.
- WEN Jinyu, ZHOU Bo, WEI Lishen. Preliminary study on an energy storage grid for future power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 1-10.
- [13] SUN K, LI K J, PAN J, et al. An optimal combined operation scheme for pumped storage and hybrid wind-photovoltaic complementary power generation system[J]. Applied Energy, 2019, 242: 1155-1163.
- [14] HUNT J D, ZAKERI B, LOPES R, et al. Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 129.
- [15] ZHANG J, CHENG C, YU S, 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.
- [16] YUAN W, WANG X, SU C, et al. Stochastic optimization model for the short-term joint operation of photovoltaic power and hydropower plants based on chance-constrained programming[J]. Energy, 2021, 222.
- [17] MAZIDI M, MONSEF H, SIANO P. Design of a risk-averse decision making tool for smart distribution network operators under severe uncertainties: an IGDT-inspired augment ϵ -constraint based multi-objective approach[J]. Energy, 2016, 116: 214-235.
- [18] KHALOIE H, MOLLAHASSANI-POUR M, ANVARI-MOGHADDAM A. Optimal behavior of a hybrid power producer in day-ahead and intraday markets: a bi-objective CVaR-based approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(2): 931-943.
- [19] GUO Y, MING B, HUANG Q, et al. Risk-averse day-ahead generation scheduling of hydro-wind-photovoltaic complementary systems considering the steady requirement of power delivery[J]. Applied Energy, 2022, 309.
- [20] GUO Y, MING B, HUANG Q, et al. Evaluating effects of battery storage on day-ahead generation scheduling of large hydro-wind-photovoltaic complementary systems[J]. Applied Energy, 2022, 324.
- [21] WANG Z, LI Y, WU F, et al. Multi-objective day-ahead scheduling of cascade hydropower-photovoltaic complementary system with pumping installation[J]. Energy, 2024, 290.
- [22] 刘德旭, 杨迎, 黄宏旭, 等. 新型电力系统大规模抽水蓄能调度运行与控制综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 80-98.
- LIU Dexu, YANG Ying, HUANG Hongxu, et al. An overview and outlook of the operation and control of large-scale pumped hydro storages in modern power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 80-98.
- [23] 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.
- [24] 刘欣雨, 罗彬, 陈永灿, 等. 融合改造的梯级混合式抽水蓄能短期调峰优化模型[J]. 电网技术, 2025, 49(3): 1217-1226.
- LIU Xinyu, LUO Bin, CHEN Yongcan, et al. Short-term peak shaving model of cascade hybrid pumped storage retrofitted from conventional hydropower[J]. Power System Technology, 2025, 49(3): 1217-1226.
- [25] 郭爱军, 畅建霞, 王义民, 等. 含混合式抽蓄的梯级水电站短期临界调峰模式[J]. 水利学报, 2024, 55(10): 1210-1220, 1235.
- GUO Aijun, CHANG Jianxia, WANG Yimin, et al. Short-term critical peak-shaving mode of cascade hydropower plants with on-stream integral pumped storage hydropower plan[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2024, 55(10): 1210-1220, 1235.
- [26] 程春田, 李亚鹏, 李刚, 等. 高比例水电电力市场关键问题及其进展[J]. 水利学报, 2024, 55(10): 1136-1173, 1186.
- CHENG Chuntian, LI Yapeng, LI Gang, et al. Key issues and progress in electricity markets with high-proportion

- of hydropower[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2024, 55(10): 1136-1173, 1186.
- [27] KANGDI H, PAN L, BO M, et al. Economic operation of a wind-solar-hydro complementary system considering risks of output shortage, power curtailment and spilled water[J]. *Applied Energy*, 2021, 290.
- [28] BRYANT B P, LEMPERT R J. Thinking inside the box: a participatory, computer-assisted approach to scenario discovery[J]. *Technological Forecasting and Social Change*, 2010, 77(1): 34-49.
- [29] 张辰睿. 基于机器学习的短期电力负荷预测和负荷曲线聚类研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
- ZHANG Chenrui. Research on short-term electric load forecasting and load curve clustering based on machine learning[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.
- [30] 杨天鑫, 黄云辉, 何珍玉, 等. 基于多时间尺度调节的构网型储能电站定容选址优化配置[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(23): 54-64.
- YANG Tianxin, HUANG Yunhui, HE Zhenyu, et al. Optimized configuration of fixed-capacity and location selection for grid-forming energy storage power station based on multi-timescale regulation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(23): 54-64.
- [31] MAVROTAS G. Effective implementation of the E-constraint method in multi-objective mathematical programming problems[J]. *Applied Mathematics and Computation*, 2009, 213(2): 455-465.
- [32] WANG J, CHENG C, SHEN J, et al. Optimization of large-scale daily hydrothermal system operations with multiple objectives[J]. *Water Resources Research*, 2018, 54(4): 2834-2850.
- [33] MELLAL M A, PECHT M. A multi-objective design optimization framework for wind turbines under altitude consideration[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 222.
- [34] LU L, YUAN W, SU C, et al. Optimization model for the short-term joint operation of a grid-connected wind-photovoltaic-hydro hybrid energy system with cascade hydropower plants[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 236.
- [35] 袁桂丽, 贾新潮, 房方, 等. 虚拟电厂源荷双侧热电联合随机优化调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(8): 2932-2940.
- YUAN Guili, JIA Xinchao, FANG Fang, et al. Joint stochastic optimal scheduling of heat and power considering source and load sides of virtual power plant[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(8): 2932-2940.
- [36] 寿绍安, 罗海荣, 王晓康, 等. 基于 VMD-ISODATA-DBN 的配电台区短期负荷预测方法[J]. *智慧电力*, 2023, 51(11): 53-60.
- SHOU Shaoan, LUO Hairong, WANG Xiaokang, et al. Forecasting method of short-term load in distribution station area based on VMD-ISODATA-DBN[J]. *Smart Power*, 2023, 51(11): 53-60.
- [37] JAVED M S, ZHONG D, MA T, et al. Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system[J]. *Applied Energy*, 2020, 257.
- [38] SCHILALUI S, WAMALAWA F, AKINLABI E T. Optimal control of wind-hydrokinetic pump back hydropower plant constrained with ecological water flows[J]. *Renew Energy*, 2019, 138: 54-69.
- [39] FAN J, XIE H, CHEN J, et al. Preliminary feasibility analysis of a hybrid pumped-hydro energy storage system using abandoned coal mine goafs[J]. *Applied Energy*, 2020, 258.

收稿日期: 2024-12-08; 修回日期: 2025-06-12

作者简介:

周步祥(1965—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为调度自动化、信息物理系统、电网规划和综合能源技术; E-mail: hiway_scu@126.com

林晏峰(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为水风光蓄一体化优化调度; E-mail: linyanfeng023@163.com

周毅(1994—), 男, 通信作者, 博士, 副研究员, 研究方向为新能源并网系统建模与稳定控制。E-mail: zhouyipower@163.com

(编辑 张颖)