

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241661

含混合式抽水蓄能的梯级水电系统多时间尺度调度策略

徐晓庆¹, 柴旭峥², 崔杨¹, 唐耀华³, 杨茂¹

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;
2. 国网河南许昌供电公司, 河南 许昌 461000; 3. 华润电力控股有限公司, 广东 深圳 518000)

摘要: 为支撑构建新型电力系统, 水电角色定位已由“电能供应者”逐渐变为“电能供应者+灵活调节者”。而水电传统日前调度方法并未涉及水电参与日内等短时间尺度下的功率平衡调节, 导致其无法应对电力系统短时新能源波动情况。为此, 提出一种含混合式抽水蓄能的梯级水电系统多时间尺度调度方法, 以深入挖掘水电灵活调节潜力。首先, 基于混合式抽水蓄能运行特点, 分析其新能源消纳能力, 并从电量、水量方面分析其参与电力系统实时功率平衡调节存在的问题。其次, 构建梯级水-风-火-蓄联合系统多时间尺度调度框架。在实时阶段引入水库水位允许波动范围的概念, 以限制调度期末水库水位与期望水位间的水位变幅, 达到兼顾水电中长期调度水位边界条件的目的。最后, 以系统总成本最小为目标, 在 IEEE39 节点系统进行算例分析。结果表明, 混合式抽水蓄能参与电力系统实时功率平衡调节可提高系统调节能力, 助力系统实现安全经济低碳运行。

关键词: 混合式抽水蓄能; 梯级水电; 多时间尺度; 灵活调节; 新能源消纳

Multi-time scale scheduling strategy for cascade hydropower systems with hybrid pumped storage

XU Xiaoqing¹, CHAI Xuzheng², CUI Yang¹, TANG Yaohua³, YANG Mao¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China; 2. State Grid Henan Xuchang Electric Power Company, Xuchang 461000, China; 3. China Resources Power Holdings Co., Ltd., Shenzhen 518000, China)

Abstract: To support the construction of new power systems, the role of hydropower has gradually shifted from being solely an “power supplier” to an “power supplier + flexible regulator”. However, traditional day-ahead scheduling methods for hydropower do not account for short-term power balancing at intra-day or real-time scales, limiting their ability to cope with short-term new energy fluctuations. To address this issue, a multi-time scale scheduling method for cascade hydropower systems with hybrid pumped storage is proposed to fully explore the flexible regulation potential of hydropower. First, based on the operation characteristics of hybrid pumped storage, its new energy consumption capacity is analyzed, along with challenges in participating in real-time power balancing from both energy and water perspectives. Second, a multi-time scale scheduling framework for an integrated hydro-wind-thermal-storage system is constructed. In the real-time stage, the concept of an allowable fluctuation range of reservoir water level is introduced to limit the water level fluctuation between the end-of-period and target water levels, thereby ensuring compliance with medium- and long-term reservoir level boundary conditions. Finally, case studies are carried out on the IEEE39-bus system with the objective of minimizing total system cost. The results show that incorporating hybrid pumped storage into real-time power balancing improves the system regulation capability and facilitates safe, economical, and low-carbon operation.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2403000).

Key words: hybrid pumped storage; cascade hydropower; multi-time scale; flexible regulation; new energy consumption

0 引言

为实现“双碳”目标, 我国积极推动电力系统

能源结构转型^[1-4]。高比例波动性新能源并网导致系统灵活调节能力愈发不足^[5-8]。为此, 我国学术界和工业界提出“水电角色重塑和功能再造”概念^[9], 其核心就是加速推动常规水电由“电能供应者”到“电能供应者+灵活调节者”的转型, 以缓解大规

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2403000)

模新能源接入所面临的灵活调节压力。

水电正成为新型电力系统中不可缺少的灵活调节资源。为充分发挥水电“灵活调节者”的功能，一方面要改变水电在传统电力系统中承担“电能供应者”时的短期调峰调度模式，探索其能够参与电力系统实时功率调节的多时间尺度调度模式；另一方面要通过融合可逆式水轮机组、加设泵站等方式构建混合式抽水蓄能以提高水电灵活调节能力^[10]。

然而目前鲜有学者对梯级水电的多时间尺度调度问题进行研究，大多研究仍聚焦于梯级水电的日前调峰调度问题。例如，文献[11-12]以梯级水电为研究对象，通过设置不同目标函数来优化梯级水电站的日前调峰问题；文献[13]则验证了梯级水光互补运行对于日前电网调峰的有效性；文献[14]考虑系统不确定影响，提出一种梯级水风光系统互补运行策略；文献[15]基于源荷匹配度来优化梯级水电的日前调度方案；文献[16]利用需求响应和抽水蓄能来提高火电机组日前调度计划的准确性；文献[17]提出一种基于数据驱动的梯级水光蓄系统鲁棒优化调度方法以平抑新能源波动；文献[18]对常规梯级水电融合改造的混合式抽水蓄能进行探索，并分别研究了日前时间尺度下混合式抽水蓄能电站的调度能力和调峰能力，但在研究过程中并未考虑新能源不确定性的影响。

综合调研分析，当前水电研究大多局限于日前时间尺度，通过优化机组启停与出力来促进新能源消纳。但研究中忽略了水电应对短时新能源波动的灵活调节能力，导致水电传统日前调度方法无法应对电力系统短时新能源波动情况，难以实现水电支撑新型电力系统灵活调节需求。

相比于水电传统日前调度研究，文献[19]针对单一抽水蓄能电站在不同系统中的多时间尺度调度能力进行研究，并证明其对于促进系统新能源消纳的有效性，但其仅通过在实时调度期末增加始末库容一致约束来保障调度期末水库库容情况，当系统风光波动较大时可能导致求解失败，故该方法在模型求解方面存在一定局限性。

相比于单一抽水蓄能电站的多时间尺度调度研究，梯级水电站的多时间尺度调度研究在电量、水量两方面有如下问题有待解决。电量方面，水电机组受机组振动区影响存在不可出力区间，当其参与电力系统实时功率调节时，会出现因机组振动区影响导致无法按照系统调节需求进行调节的情况。水量方面，已有抽水蓄能多时间尺度调度控制调度期末水库库容的方法不再适用于梯级水电站或混合式抽水蓄能电站。一方面，该方法在模型求解时

存在一定局限性；另一方面，单一抽水蓄能电站一般存在独立水库，无须考虑径流影响，而梯级水电站和混合式抽水蓄能电站除考虑径流因素外，还需要兼顾水电中长期调度水位边界条件对短期调度的约束。

综上，现有水电研究成果已较为丰富，但随着水电角色定位的转变，又有以下问题有待解决：

- 1) 现有水电日前调度方法无法应对电力系统短时新能源波动，使得水电无法有效承担系统灵活调节需求；
- 2) 在多时间尺度调度中，现有文献对于处理抽水蓄能始末库容限制的方法不再适用于梯级水电站和混合式抽水蓄能电站；
- 3) 梯级水电的多时间尺度调度从电量、水量等方面带来新的挑战。

为此，本文提出一种含混合式抽水蓄能的梯级水电系统多时间尺度调度策略，该策略同样适用于常规梯级水电系统，同时提出一种适用于梯级水电控制调度期末水库水位变化幅度的新方法，达到了在充分发挥水电灵活调节能力的基础上兼顾中长期水位边界条件的目的。

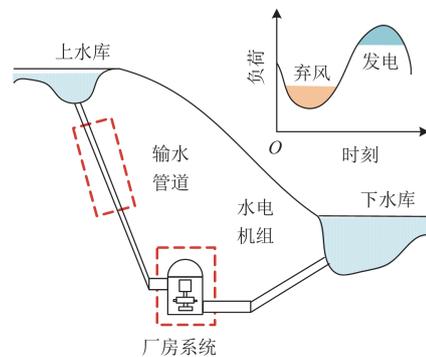
1 混合式抽水蓄能在多时间尺度调度中的新能源消纳能力及挑战

1.1 混合式抽水蓄能多时间尺度新能源消纳能力分析

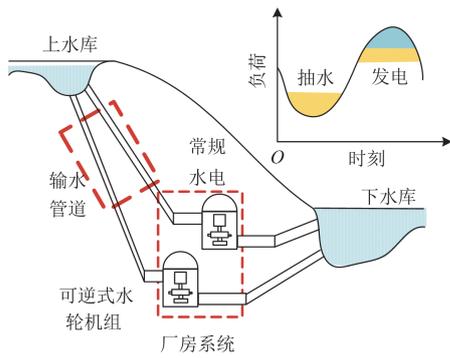
日前阶段，由于风电具有反调峰特性，用电低谷时段一般系统弃风水平较高，而常规梯级水电站大多通过优化机组启停与出力的方式来提高新能源消纳率，对于用电低谷时段产生的系统弃风消纳率不高，如图 1(a)所示。

相较于常规梯级水电站，混合式抽水蓄能电站具备抽水蓄能的能量时移特性。调度模式由单一的“削峰”模式转换为“削峰”、“填谷”一体化的模式，低谷时段调节能力增强，如图 1(b)所示。

在日内等短时间尺度下，由于风电的波动性与随机性，系统出现新的调节需求。相较于常规梯级



(a) 常规梯级水电站结构图及日前调度示意图



(b) 混合式抽水蓄能电站结构图及日前调度示意图

图 1 常规梯级水电站与混合式抽水蓄能电站对比

Fig. 1 Comparison between conventional hydropower station and hybrid pumped storage power station

水电站, 混合式抽水蓄能电站可以利用抽蓄机组调节速率快的特点, 弥补常规水电机组受爬坡因素影响导致的调节能力不足问题, 更好地实现对日内等短时间尺度下新能源出力波动的平抑。

1.2 混合式抽水蓄能参与电力系统实时功率平衡调节面临的挑战分析

电量方面, 区别于传统火电机组的连续运行特性, 水电机组和抽水蓄能机组因机组振动区影响, 其可行出力区间被划分为多个不连续的区间^[11], 如图 2 所示。这就使得水电机组和抽水蓄能机组在参与电力系统实时功率平衡调节过程中有时不能根据系统调节需求进行调节。

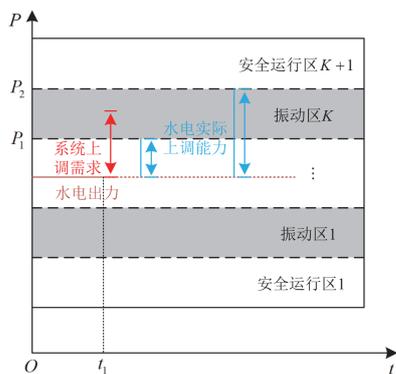


图 2 机组振动区特性影响分析

Fig. 2 Influence analysis of vibration zone characteristics of the unit

例如, 在满足水电机组爬坡能力的情况下, 当 t_1 时刻系统收到上调需求要求水电出力处于振动区 (P_1, P_2) 之间时, 水电出力受振动区影响只能达到 P_1 或 P_2 。这就导致单纯依靠水电机组调节无法达到系统所需的调节需求, 严重时会导致系统出现失负荷

情况。当系统收到下调需求时同样存在该问题。

水量方面, 梯级水电短期调度需满足中长期调度水位边界条件的约束, 而混合式抽水蓄能电站依托于梯级水电站建造, 亦须考虑该约束。相较于梯级水电日前调峰调度研究, 可以通过设置调度期末水库水位等于期望水位约束达成。在短时间尺度中, 水电机组进行滚动调节, 无法准确控制调度期末水库水位。若仅在调度期末最后时刻添加水库水位等于期望水位约束, 一方面, 无法保证模型一定可以求解成功, 会导致模型求解存在局限性; 另一方面, 最后一个时段也会限制水电灵活调节能力。因此亟需探索一种新方法以限制混合式抽水蓄能调度期末水库水位变化情况。

此外, 水量-电量关系耦合紧密。在混合式抽水蓄能系统中, 电量波动会导致水量波动。如图 3 所示, 当机组实时阶段出力降低时, 水库水位升高; 反之当实时阶段出力增加时, 则水库水位降低。水电机组参与电力系统实时功率平衡调节过程会导致水库水位频繁变化, 不利于对调度期末期望水库水位追踪。同理, 控制实时阶段水库水位变化幅度亦会影响实时阶段水电出力, 但会导致水电机组调节能力受限。因此, 水电实时出力情况与水库水位相互关联, 二者相互影响。

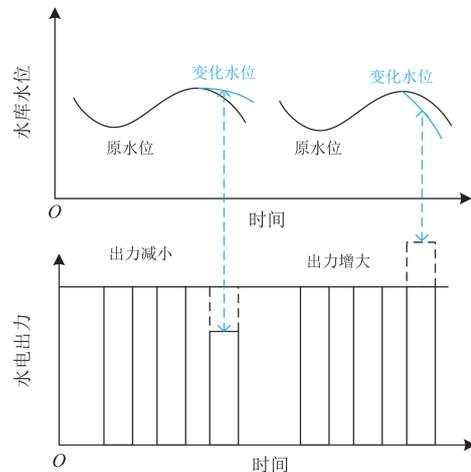


图 3 水量-电量耦合特性分析

Fig. 3 Analysis of water-electricity coupling characteristics

2 梯级水-风-火-蓄联合系统运行框架及多时间尺度调度思路

2.1 梯级水-风-火-蓄联合系统运行框架

本文构建的联合系统运行框架如图 4 所示。通过在常规梯级水电的某一级电站融合扩建可逆式水轮机组构成混合式抽水蓄能电站, 并与系统中火电、风电等联合调度。

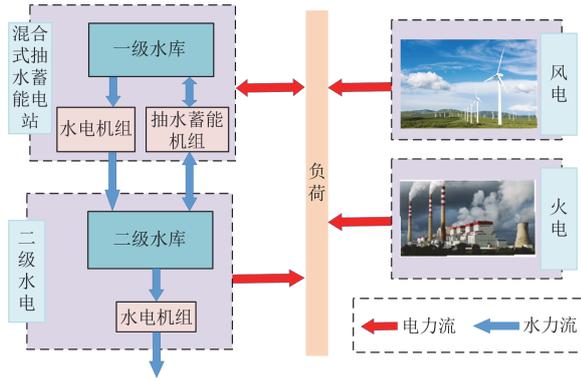


图4 系统运行框架

Fig. 4 System operation framework

2.2 多时间尺度调度思路

基于第1节分析, 本文设计多时间尺度滚动调度策略, 如图5所示。

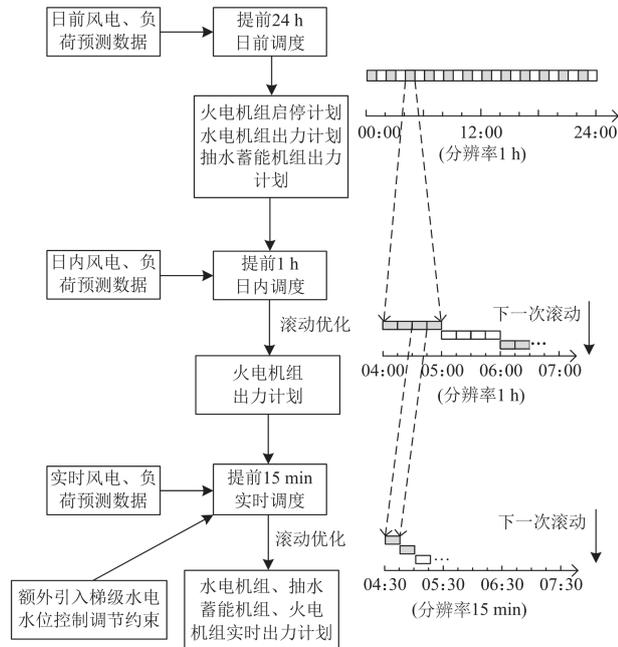


图5 多时间尺度滚动调度示意图

Fig. 5 Multi-time scale rolling scheduling diagram

日前调度计划: 每24 h执行一次, 分辨率为1 h。采用风电、负荷提前24 h预测数据, 优化得出未来24 h水、风、火、蓄出力计划。

日内调度计划: 每1 h执行一次, 一天执行24次, 分辨率为1 h。采用风电、负荷提前1 h预测数据和日前调度确定的火电机组启停计划以及水电站、抽蓄机组的出力计划作为已知量代入到日内调度模型中, 优化得出未来1 h火电机组日内出力计划。

实时调度计划: 每15 min执行一次, 一天执行

96次, 分辨率为15 min。根据日前水电机组、抽水蓄能机组以及日内火电机组出力计划为参考, 滚动优化出水电机组、抽水蓄能机组以及火电机组实时出力调整计划。同时在水电机组和抽水蓄能机组实时调节过程中, 额外引入梯级水电水位控制调节约束。即以日前调度水位信息为参考, 通过控制实时阶段水库水位与日前水位变化幅度来限制实时调节阶段水电调节能力, 以保证调度期末水库水位与期望水位不会发生较大变化幅度, 进而满足梯级水电中长期调度水位边界条件对短期调度的约束。

3 含混合式抽水蓄能的梯级水-风-火-蓄联合系统多时间尺度调度建模

3.1 日前调度建模

3.1.1 目标函数

日前调度目标函数具体形式如式(1)所示。其中, 抽水蓄能机组日折旧成本一般需考虑抽水蓄能机组装机容量和水库建造成本, 但本文依托现有常规梯级水电站水库建设, 故无须考虑水库建造成本。

$$\begin{cases}
 f_1 = \min(C_g + C_k + C_q + C_y + C_h + C_p + C_s) \\
 C_h = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J [U_{i,j,t}^{\text{trad}} (1 - U_{i,j,t-1}^{\text{trad}}) S_{i,j}^{\text{on}} + \\
 U_{i,j,t-1}^{\text{trad}} (1 - U_{i,j,t}^{\text{trad}}) S_{i,j}^{\text{off}}] + k_{\text{trad}} \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J P_{i,j,t}^{\text{trad}} \\
 C_p = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \{k_{\text{gen}} P_{i,s,t}^{\text{gen}} + k_{\text{pump}} P_{i,s,t}^{\text{pump}} + \\
 C_s^{\text{gen}} [(1 - U_{i,s,t-1}^{\text{gen}}) U_{i,s,t}^{\text{gen}} + (1 - U_{i,s,t-1}^{\text{pump}}) U_{i,s,t}^{\text{pump}}] + \\
 C_s^{\text{pump}} [(1 - U_{i,s,t}^{\text{gen}}) U_{i,s,t-1}^{\text{gen}} + (1 - U_{i,s,t}^{\text{pump}}) U_{i,s,t-1}^{\text{pump}}]\} \\
 C_s = \gamma_s P_{\text{all}}^{\text{ps}} \frac{(1+r)^N r}{365[(1+r)^N - 1]}
 \end{cases} \quad (1)$$

式中: f_1 为系统总运行成本; C_g 和 C_k 分别为火电机组煤耗和启停成本(公式见文献[20]); C_q 和 C_y 分别为弃风和系统碳排放成本(公式见文献[21]); C_h 、 C_p 、 C_s 分别为水电机组运行成本、抽水蓄能机组运行成本、抽水蓄能机组日折旧成本; T 、 I 、 J 、 S 分别为调度周期、梯级水电站级数、水电机组数、抽水蓄能机组数; $P_{i,j,t}^{\text{trad}}$ 和 $U_{i,j,t}^{\text{trad}}$ 分别为第 i 级水电站机组 j 第 t 时刻出力和启停变量; $S_{i,j}^{\text{on}}$ 和 $S_{i,j}^{\text{off}}$ 分别为水电机组启动、关停成本; k_{trad} 为水电运维成本系数; k_{gen} 和 k_{pump} 分别为抽水蓄能机组发电和抽水成本系数; $P_{i,s,t}^{\text{gen}}$ 、 $P_{i,s,t}^{\text{pump}}$ 分别为抽水蓄能机组发电功率、抽水功率; C_s^{gen} 和 C_s^{pump} 分别为抽水蓄能机组发电启

动成本和抽水启动成本; $U_{i,s,t}^{\text{gen}}$ 、 $U_{i,s,t}^{\text{pump}}$ 分别为抽水蓄能机组发电工况和抽水工况变量; γ_s 为抽水蓄能机组单位装机容量建造成本, 取值 528.6 美元/kW^[22]; $P_{\text{all}}^{\text{ps}}$ 为抽水蓄能机组总装机建设容量; r 为折现率; N 为抽水蓄能机组折旧年限。

3.1.2 约束条件

火电机组相关约束及风电出力约束见文献[23], 其余约束条件如下。

1) 系统功率平衡约束

$$P_{l,t}^{\text{rq}} = \sum_{s=1}^S (P_{i,s,t}^{\text{gen}} - P_{i,s,t}^{\text{pump}}) + \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{i,j,t}^{\text{trad}} + \sum_{h=1}^K P_{h,t} + P_{w,t}^{\text{rq}} \quad (2)$$

式中: $P_{l,t}^{\text{rq}}$ 为日前负荷预测出力; K 为火电机组数; $P_{h,t}$ 为第 h 台火电机组 t 时刻日前出力; $P_{w,t}^{\text{rq}}$ 为风电日前出力。

2) 含混合式抽水蓄能的梯级水电相关约束

梯级混合式抽水蓄能电站的水力平衡约束、水库约束、各机组出力及流量约束、机组振动区及爬坡约束、水头约束、机组动力特性关系、调度期末水位控制约束等见文献[17]。水电机组旋转备用约束与火电旋转备用约束类似, 不再赘述。除此之外, 还有电站发电与抽水状态互斥约束、抽水蓄能机组旋转备用约束, 分别如式(3)、式(4)所示。

$$\left(\sum_{j=1}^J P_{i,j,t}^{\text{trad}} + \sum_{s=1}^S P_{i,s,t}^{\text{gen}} \right) \times \sum_{s=1}^S P_{i,s,t}^{\text{pump}} = 0 \quad (3)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^I \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^+ = \sum_{i=1}^I \sum_{s=1}^S [U_{i,s,t}^{\text{gen}} (P_{i,s,\text{max}}^{\text{gen}} - P_{i,s,t}^{\text{gen}}) + U_{i,s,t}^{\text{pump}} (P_{i,s,t}^{\text{pump}} - P_{i,s,\text{min}}^{\text{pump}})] \\ \sum_{i=1}^I \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^- = \sum_{i=1}^I \sum_{s=1}^S [U_{i,s,t}^{\text{gen}} (P_{i,s,t}^{\text{gen}} - P_{i,s,\text{min}}^{\text{gen}}) + U_{i,s,t}^{\text{pump}} (P_{i,s,\text{max}}^{\text{pump}} - P_{i,s,t}^{\text{pump}})] \end{cases} \quad (4)$$

式中: $R_{i,s,t}^+$ 、 $R_{i,s,t}^-$ 分别为第 i 级水电站第 s 台抽水蓄能机组 t 时刻提供的上、下旋转备用; $P_{i,s,\text{max}}^{\text{gen}}$ 、 $P_{i,s,\text{min}}^{\text{gen}}$ 和 $P_{i,s,\text{max}}^{\text{pump}}$ 、 $P_{i,s,\text{min}}^{\text{pump}}$ 分别为抽水蓄能机组发电功率和抽水功率上、下限。

3) 系统旋转备用约束

为应对风电、负荷的不确定性。本文以常规火电机组、常规水电机组以及抽水蓄能机组共同作为系统的旋转备用。

$$\begin{cases} \sum_{h=1}^K R_{h,t}^+ + \sum_{i=1}^I \left(\sum_{j=1}^J R_{i,j,t}^+ + \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^+ \right) \geq R_{\text{sys},t}^+ \\ \sum_{h=1}^K R_{h,t}^- + \sum_{i=1}^I \left(\sum_{j=1}^J R_{i,j,t}^- + \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^- \right) \geq R_{\text{sys},t}^- \end{cases} \quad (5)$$

式中: $R_{h,t}^+$ 、 $R_{h,t}^-$ 分别为 t 时刻火电机组提供的上、下旋转备用; $R_{i,j,t}^+$ 、 $R_{i,j,t}^-$ 分别为 t 时刻水电机组提供的上、下旋转备用; $R_{\text{sys},t}^+$ 、 $R_{\text{sys},t}^-$ 分别为系统 t 时刻所需的上、下旋转备用。

为保证梯级水电在实时调度阶段能有效平抑日内调度计划与实时风电、负荷预测出力的偏差, 需要在日前调度中确保水电机组和抽水蓄能机组承担部分系统旋转备用。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^I \left(\sum_{j=1}^J R_{i,j,t}^+ + \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^+ \right) \geq \sigma R_{\text{sys},t}^+ \\ \sum_{i=1}^I \left(\sum_{j=1}^J R_{i,j,t}^- + \sum_{s=1}^S R_{i,s,t}^- \right) \geq \sigma R_{\text{sys},t}^- \end{cases} \quad (6)$$

式中: σ 为水电机组和抽水蓄能机组承担部分系统旋转备用的比例系数, 本文取值 20%。

4) 系统潮流约束

本文采用直流潮流进行约束, 公式见文献[24]。

3.2 日内调度建模

3.2.1 目标函数

日内需重新优化火电出力, 故目标函数为

$$\begin{cases} f_2 = \min(C_g + C_q + C_L + C_y) \\ C_g = \sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{h=1}^K U_{h,t} (a_h (P_{h,t}^{\text{m}})^2 + b_h P_{h,t}^{\text{m}} + c_h) \\ C_q = \sum_{t=1}^{\Delta T} k_w (P_{w,t}^{\text{mpre}} - P_{w,t}^{\text{m}}) \\ C_L = \sum_{t=1}^{\Delta T} K_s P_{\text{loss},t}^{\text{m}} \\ C_y = \delta_t \left(\sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{h=1}^K \beta_h P_{h,t}^{\text{m}} - \lambda_D \sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{h=1}^K P_{h,t}^{\text{m}} \right) \end{cases} \quad (7)$$

式中: f_2 为系统日内调度总成本; C_L 为日内失负荷成本; ΔT 为日内调度时段; $U_{h,t}$ 为第 h 台火电机组 t 时刻启停变量; a_h 、 b_h 、 c_h 为火电煤耗成本系数; $P_{h,t}^{\text{m}}$ 、 $P_{w,t}^{\text{m}}$ 分别为日内火电出力、风电出力; $P_{w,t}^{\text{mpre}}$ 、 $P_{\text{loss},t}^{\text{m}}$ 分别为日内风电预测出力和日内失负荷量; k_w 、 K_s 分别为弃风惩罚系数和单位失负荷惩罚系数; δ_t 、 β_h 、 λ_D 分别为碳交易成本系数、碳排放系数和碳配额系数。

3.2.2 约束条件

日内调度中仅需要考虑火电机组相关约束以及系统功率平衡约束、旋转备用约束和潮流约束, 其中火电机组出力约束、系统旋转备用约束和潮流约束与日前类似, 不再赘述。

1) 系统功率平衡约束

$$P_{l,t}^m = \sum_{s=1}^S (P_{i,s,t}^{\text{gen}} - P_{i,s,t}^{\text{pump}}) + \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{i,j,t}^{\text{trad}} + \sum_{h=1}^K P_{h,t}^m + P_{w,t}^m + P_{\text{loss},t}^m \quad (8)$$

式中：\$P_{l,t}^m\$ 为日内负荷预测出力。

2) 火电机组爬坡约束

为防止日内与实时时间尺度变化而引起火电机组不满足实时爬坡需求，需对火电机组爬坡进行限制。

$$\begin{cases} P_{h,t}^m - P_{h,t-1}^m \leq U_{h,t} R_h^v / 4 + P_{h,\max} (1 - U_{h,t-1}) \\ P_{h,t-1}^m - P_{h,t}^m \leq U_{h,t} R_h^v / 4 + P_{h,\max} (1 - U_{h,t}) \end{cases} \quad (9)$$

式中：\$R_h^v\$ 为火电机组爬坡速率；\$P_{h,\max}\$ 为火电机组出力上限。

3) 火电机组旋转备用约束

$$\begin{cases} \sum_{h=1}^K R_{h,t}^+ = \sum_{h=1}^K U_{h,t} \left(\min \left(P_{h,\max} - P_{h,t}^m, \frac{R_h^v}{4} \right) \right) \\ \sum_{h=1}^K R_{h,t}^- = \sum_{h=1}^K U_{h,t} \left(\min \left(P_{h,t}^m - P_{h,\min}, \frac{R_h^v}{4} \right) \right) \end{cases} \quad (10)$$

式中：\$P_{h,\min}\$ 为火电机组出力下限。

3.3 实时调度建模

经 1.2 节分析，水电机组和抽水蓄能机组受机组振动区影响，参与电力系统实时功率平衡调节时，可能出现无法达到系统所需的调节需求的情况，严重时会导致系统失负荷。为证明此情况，提出实时调度方案 1，为解决此问题，提出实时调度方案 2。

方案 1：保持日内火电机组出力计划不变，参考日内水电机组、抽水蓄能机组出力计划，由水电机组和抽水蓄能机组滚动优化。

方案 2：参考日内水电机组、抽水蓄能机组、火电机组出力计划，由水电机组和抽水蓄能机组承担主要调节任务，火电机组辅助调节。

3.3.1 目标函数

实时调度方案 1 目标函数为

$$\begin{cases} f_3 = \min(C_q + C_L + C_{\text{ad}}^{\text{trad}} + C_{\text{ad}}^{\text{ps}}) \\ C_q = \sum_{t=1}^{\Delta T} k_w (P_{w,t}^{\text{sspre}} - P_{w,t}^{\text{ss}}) \\ C_L = \sum_{t=1}^{\Delta T} K_s P_{\text{loss},t}^{\text{ss}} \\ C_{\text{ad}}^{\text{trad}} = \sigma_{\text{trad}} \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^{\Delta T} |P_{i,j,t}^{\text{ss}} - P_{i,j,t}^{\text{trad}}| \\ C_{\text{ad}}^{\text{ps}} = \sigma_{\text{ps}} \sum_{i=1}^I \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^{\Delta T} (|P_{i,s,t}^{\text{ss}} - P_{i,s,t}^{\text{gen}}| + |P_{i,s,t}^{\text{ss}} - P_{i,s,t}^{\text{pump}}|) \end{cases} \quad (11)$$

式中：\$f_3\$ 为系统实时调度总成本；\$C_{\text{ad}}^{\text{trad}}\$、\$\sigma_{\text{trad}}\$ 分别为水电机组实时调整总成本和单位调整成本；\$C_{\text{ad}}^{\text{ps}}\$、\$\sigma_{\text{ps}}\$ 分别为抽水蓄能机组实时调整成本和单位调整成本；\$P_{w,t}^{\text{sspre}}\$、\$P_{w,t}^{\text{ss}}\$、\$P_{\text{loss},t}^{\text{ss}}\$ 分别为实时 \$t\$ 时刻风电预测出力、风电调度出力、失负荷量；\$P_{i,j,t}^{\text{ss}}\$、\$P_{i,s,t}^{\text{ssg}}\$、\$P_{i,s,t}^{\text{ssp}}\$ 分别为实时水电出力、抽水蓄能机组发电功率、抽水蓄能机组抽水功率。

实时调度方案 2 目标函数为

$$\begin{cases} f_3 = \min(C_q + C_L + C_{\text{ad}}^{\text{trad}} + C_{\text{ad}}^{\text{ps}} + C_{\text{ad}}^{\text{G}} + C_{\text{ad}}^{\text{y}}) \\ C_{\text{ad}}^{\text{G}} = \sigma_{\text{G}} \sum_{h=1}^K \sum_{t=1}^{\Delta T} |P_{h,t}^{\text{ss}} - P_{h,t}^m| \\ C_{\text{ad}}^{\text{y}} = \delta_t \left(\sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{h=1}^K \beta_h (P_{h,t}^{\text{ss}} - P_{h,t}^m) - \lambda_D \sum_{t=1}^{\Delta T} \sum_{h=1}^K (P_{h,t}^{\text{ss}} - P_{h,t}^m) \right) \end{cases} \quad (12)$$

式中：\$C_{\text{ad}}^{\text{G}}\$、\$\sigma_{\text{G}}\$ 分别为火电机组实时调整成本和单位调整成本；\$C_{\text{ad}}^{\text{y}}\$ 为火电机组实时调整导致的系统碳排放变化成本；\$P_{h,t}^{\text{ss}}\$ 为实时火电出力。

3.3.2 约束条件

方案 1 约束条件无须考虑火电机组相关约束以及水电机组和抽蓄机组的启停约束。除此之外，由于时间尺度变化导致水电机组旋转备用以及爬坡约束出现变化，其公式与日内火电约束类似。同时，此阶段引入梯级水电水位控制调节约束以控制水位变化幅度。其余相关约束与日前类似，不再赘述。

1) 系统功率平衡约束

$$P_{l,t}^{\text{ss}} = \sum_{s=1}^S (P_{i,s,t}^{\text{ssg}} - P_{i,s,t}^{\text{ssp}}) + \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{i,j,t}^{\text{ss}} + \sum_{h=1}^K P_{h,t}^{\text{ss}} + P_{w,t}^{\text{ss}} + P_{\text{loss},t}^{\text{ss}} \quad (13)$$

式中：\$P_{l,t}^{\text{ss}}\$ 为实时负荷预测出力。

2) 梯级水电水位控制调节约束

该约束仅在实时调度中每小时末最后一个时刻引入，目的是将日前每小时末水库水位与实时每小时末水库水位进行比较，若不满足所设置的水位允许波动范围，则人为调整实时调度中该小时末最后一个时刻的水电机组出力以调整水库水位，直至满足水位要求或已达功率调整限值。

$$\begin{cases} Z_{i,t} - Z_{i,\Delta T}^{\text{ss}} \geq \partial, \Delta P_{i,j,t}^{\text{ss}} = P_{i,j,t}^{\text{ss}} - \lambda (P_{i,j,t}^{\text{ss}} - \min(G)), \\ G = \left[\max \left(P_{i,j,t-1}^{\text{ss}} - \frac{R_{i,j}^v}{4}, P_{i,j,\min}^{\text{trad}} \right), P_{i,j,t}^{\text{ss}} \right] \cap M \\ Z_{i,\Delta T}^{\text{ss}} - Z_{i,t} \geq \partial, \Delta P_{i,j,t}^{\text{ss}} = P_{i,j,t}^{\text{ss}} + \lambda (\max(G) - P_{i,j,t}^{\text{ss}}), \\ G = \left[P_{i,j,t}^{\text{ss}}, \min \left(P_{i,j,t-1}^{\text{ss}} + \frac{R_{i,j}^v}{4}, P_{i,j,\max}^{\text{trad}} \right) \right] \cap M \end{cases} \quad (14)$$

式中: $Z_{i,t}$ 、 $Z_{i,\Delta T}^{ss}$ 分别为日前与实时每小时末水库水位; δ 为水位允许波动范围, 本文取 0.01 m; $\Delta P_{i,j,t}^{ss}$ 为实时 t 时刻人为调整的水电输出功率; $R_{i,j}^v$ 为第 i 级水电站机组 j 爬坡速率; $P_{i,j,\max}^{\text{trad}}$ 、 $P_{i,j,\min}^{\text{trad}}$ 分别为第 i 级水电站机组 j 出力上、下限; λ 为可行调节功率系数, 取值 0~1; G 为水电机组可行调节功率区间; M 为水电机组可行输出功率区间。

方案 2 约束条件在方案 1 约束条件的基础上还需要额外考虑火电机组相关约束, 具体可参考日内火电机组相关约束, 其余约束条件与方案 1 类似。

3.4 非线性优化问题的线性化处理

水库水位与库容关系约束是一个二维非线性函数, 可采用分段线性化的方式进行处理, 详见文献[25], 水电机组动力特性函数线性化处理办法见文献[11]。混合式抽水蓄能电站运行工况互斥约束的线性化方法可表示为

$$U_{s,t}^{\text{pump}} + U_{s,t}^{\text{gen}} \leq 1, \forall s \in S, \forall t \in T \quad (15)$$

$$U_{s,t}^{\text{pump}} + U_{j,t}^{\text{trad}} \leq 1, \forall s \in S, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (16)$$

式中: $U_{s,t}^{\text{pump}}$ 、 $U_{s,t}^{\text{gen}}$ 分别为第 s 台抽水蓄能机组 t 时刻抽水、发电状态变量; $U_{j,t}^{\text{trad}}$ 为第 j 台水电机组 t 时刻启停状态变量。

式(15)表示抽水蓄能机组不能同时处于发电状态和抽水状态, 式(16)表示常规水电机组和抽水蓄能机组不能同时处于发电状态和抽水状态, 但并不

限制常规水电机组和抽水蓄能机组同时处于发电状态。

经上述处理后, 本文模型已变为混合整数线性规划模型, 可通过商业优化软件 Gurobi 进行求解。

4 算例分析

4.1 算例系统概述

本文采用改进的 IEEE39 节点系统进行算例分析。将两座梯级水电站分别接入节点 30、31, 在第一座梯级水电站引入两台 200 MW 抽水蓄能机组组成混合式抽水蓄能电站, 将线路 2-30 以及线路 6-31 传输容量分别设置为 800 MW、500 MW, 其余线路传输容量不变。在节点 3、8、20、24、27、29 分别引入 200 MW 的风电场。风电日前、日内、实时预测误差分别为 20%、10%、5%, 负荷日前、日内、实时预测误差分别为 5%、3%、1%。各机组参数详见表 1 和表 2。火电机组安置情况如图 6 中所示。典型日负荷、风电预测曲线见图 7。

混合式抽水蓄能电站依托已有梯级水电水库建造, 相比于单一抽水蓄能电站无须考虑昂贵的水库建设成本^[22], 且具有更大的水库容量, 同时具有建设周期短、成本低等突出优势^[17]。且文献[26]已证明混合式抽水蓄能电站相比单一抽水蓄能电站的优势, 故不再另设混合式抽水蓄能电站与单一抽水蓄能电站的算例对比, 而引入相对经济的储能电站进行算例分析。

表 1 火电机组基本参数

Table 1 Basic parameters of thermal power unit

机组	出力下限/ MW	出力上限/ MW	a_i / (美元/(MW ² ·h))	b_i / (美元/MWh)	c_i / (美元/h)	爬坡速率/ (MW/h)	最小启停 时间/h	启停费用/ (美元/次)	碳排放强度/ (t/MWh)
1	100	400	0.000 48	16.2	1000	200	6	4500	0.90
2	120	420	0.000 31	17.3	970	220	6	5000	0.90
3	25	130	0.002 11	16.5	680	65	5	600	0.98
4	20	100	0.005 79	27.7	480	50	4	550	1.02
5	20	80	0.007 12	22.3	370	40	3	430	1.05
6	10	55	0.004 13	25.9	660	30	1	80	1.12
7	10	55	0.002 22	27.3	665	30	1	80	1.15
8	10	55	0.001 73	27.8	670	30	1	80	1.10

表 2 水电机组基本参数

Table 2 Basic parameters of hydroelectric power unit

机组类型	机组 编号	发电功率/MW		抽水功率/MW		启、停成本/ 美元	水电转化 系数	单机最大发电 流量/(m ³ /s)	发电振动区/MW	爬坡速率/ (MW/15 min)
		最大	最小	最大	最小					
梯级 水电站 H1	1,2	300	80	—	—	2500、2000	8.0	200	(120, 140) ∪ (200, 240)	80
梯级 水电站 H2	3,4	250	60	—	—	2200、1800	8.0	170	(80, 110)	60
梯级 水电站 H2	5,6	220	50	—	—	2000、1500	8.0	300	(90, 110) ∪ (160, 180)	50
抽水蓄能机组	7,8	125	30	—	—	1100、750	8.0	185	(60, 80)	30
抽水蓄能机组	9,10	200	60	200	100	2500、2200	8.1, 11.7	135	(80, 100)	—

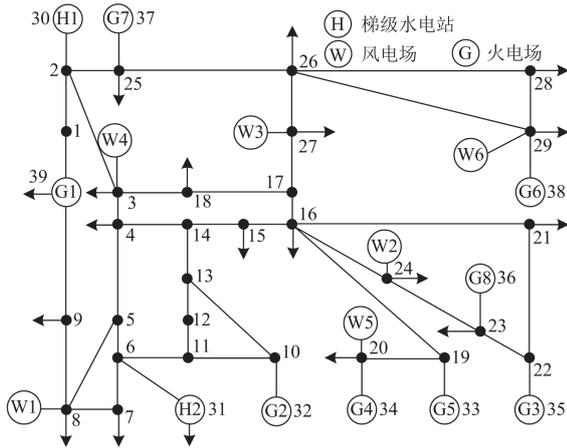


图 6 改进 IEEE39 节点系统模型

Fig. 6 Improved IEEE39-bus system model

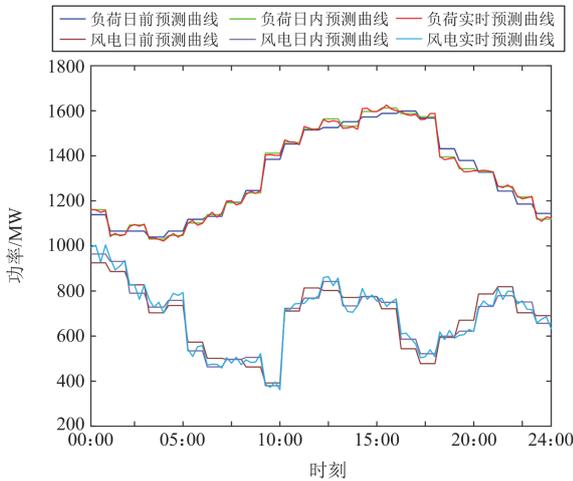


图 7 负荷、风电预测曲线

Fig. 7 Prediction curve of load and wind power

为验证本模型的有效性，设置以下 3 个场景进行对比分析。

场景 1：不含混合式抽水蓄能的梯级水风火系统多时间尺度调度策略。

场景 2：引入 400 MWh 储能的梯级水风火系统多时间尺度调度策略。

场景 3：含混合式抽水蓄能的梯级水风火系统多时间尺度调度策略。

4.2 算例结果分析

场景 2 引入储能后，将储能置于节点 37。在日前阶段确定储能充放电状态，在实时阶段利用储能参与电力系统实时功率平衡调节。各场景调度计划分别如图 8—图 10 所示。

4.2.1 日前调度结果分析

日前调度阶段各场景调度结果如表 3 所示。分

析可知，场景 1 弃风率最高，总成本最高。场景 2 额外引入储能使得系统弃风率有所下降，总成本也较场景 1 略有降低。但受储能规模限制，系统弃风现象时有发生。场景 3 依托原有水电增建的混合式抽水蓄能电站则不受储能规模限制，在满足每日水库调度要求的情况下，可有效提升新能源消纳量，同时系统碳排放量和总成本也得到进一步降低。

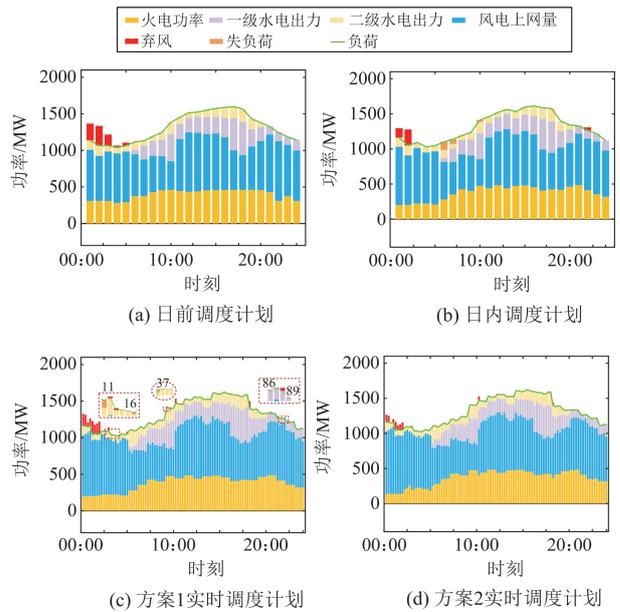


图 8 场景 1 调度计划

Fig. 8 Scheduling plan of scenario 1

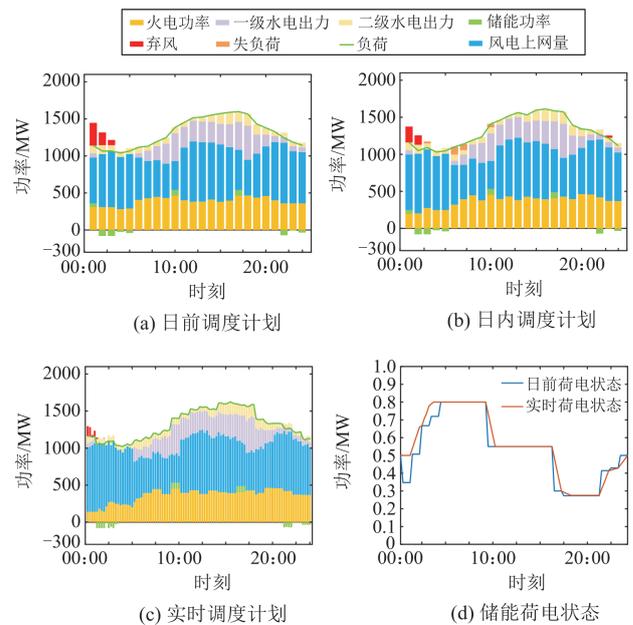


图 9 场景 2 调度计划

Fig. 9 Scheduling plan of scenario 2

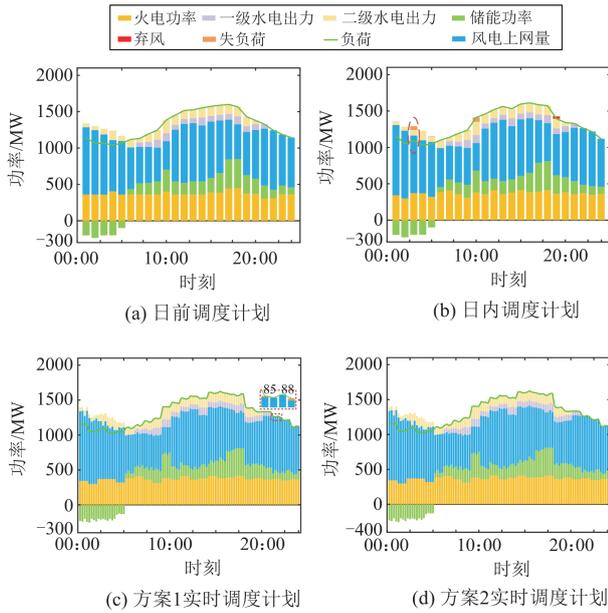


图 10 场景 3 调度计划

Fig. 10 Scheduling plan of scenario 3

表 3 日前调度结果

Table 3 Day-ahead scheduling results

项目	场景 1	场景 2	场景 3
水电机组运行成本/美元	38 806	42 167	19 125
火电机组启停成本/美元	5480	5480	5480
火电机组煤耗成本/美元	216 370	211 470	202 170
碳排放成本/美元	30 159	29 363	27 838
弃风成本/美元	86 118	65 866	1339.9
抽水蓄能机组 日折旧成本/美元	0	0	51 454
抽水蓄能机组 运行成本/美元	0	0	20 508.9
储能日折旧成本/美元	0	13 107	0
储能运行成本/美元	0	2228.2	0
总成本/美元	376 933	369 681.2	327 915.8
碳排放量/t	8841.3	8627.5	8200.4
弃风率/%	4.38	3.35	0.0068

4.2.2 日内调度结果分析

日内调度阶段各场景调度结果如表 4 所示。通过表 4 可知, 场景 3 各项成本均为最小, 该场景效果最佳。场景 1 和场景 2 弃风率较日前有所降低, 这是由于日内风电、负荷预测精度的提高使得系统旋转备用需求减少, 系统可以通过降低火电出力来消纳更多风电。而场景 3 弃风率较日前有所增加是因为受日内火电机组爬坡限制, 火电机组无法再降低出力以消纳更多风电。

除弃风情况外, 日内调度中各场景均存在失负荷情况。经分析, 造成失负荷的原因是: (1) 火电机

组达到机组爬坡上限或出力上限导致; (2) 为保证日前梯级水电调度计划不变, 必要时需要火电增加出力甚至系统失负荷以满足抽水蓄能储能需求。如图 10(b)第 3 个调度时段(图中标记部分)所示。同理, 场景 2 同样存在该问题。

表 4 日内调度结果

Table 4 Intra-day scheduling results

项目	场景 1	场景 2	场景 3
弃风成本/美元	48 660	44 289	4031.8
失负荷成本/美元	31 676	38 738	16 472
火电煤耗成本/美元	206 490	202 200	197 610
碳排放成本/美元	28 494	27 653	26 651
总成本/美元	315 320	312 880	244 764.8
碳排放量/t	8368.6	8209.7	8070.5
弃风率/%	2.47	2.25	0.2
失负荷率/%	0.7	0.86	0.37

4.2.3 实时调度结果分析

1) 实时调度方案 1 结果分析

设置本方案的主要目的在于, 验证梯级水电在实时调度中因受机组振动区影响而导致出现系统失负荷情况。一方面, 本方案并不是实时调度阶段最终研究方案; 另一方面, 根据场景 2 多时间尺度调度策略, 储能在实时阶段调节会影响系统失负荷情况分析。故下文只对场景 1 和场景 3 进行对比分析。在后文实时调度方案 2 中, 将会对场景 2 实时调度结果进行分析。

采用实时调度方案 1 时, 场景 1 和场景 3 的调度结果如表 5 所示。通过表 4 和表 5 对比可知, 随着时间尺度进一步缩小, 系统弃风量和失负荷量进一步降低, 体现了水电在实时调节阶段优良的调节能力。与场景 1 相比, 场景 3 总成本、弃风率、失负荷率均得到有效降低, 证明了混合式抽水蓄能进行多时间尺度调度的有效性。但场景 1 和场景 3 仍存在系统失负荷情况。

表 5 方案 1 实时调度结果

Table 5 Real-time scheduling results with the scheme 1

项目	场景 1	场景 3
弃风成本/美元	42 585	0
失负荷成本/美元	2926.5	503.3
水电调节成本/美元	3359	378.7
抽水蓄能调节成本/美元	0	929.4
总成本/美元	48 870.5	1811.4
弃风率/%	2.15	0
失负荷率/%	0.065	0.011

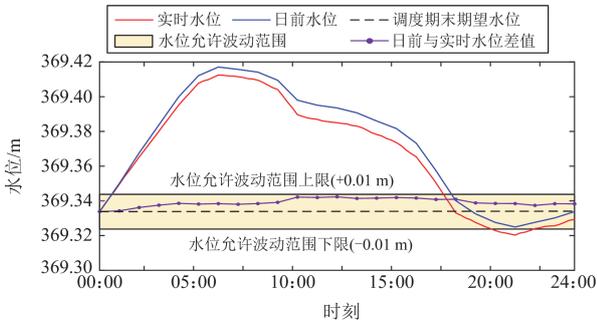
以场景 3 为例, 探索出现系统失负荷情况的原因。场景 3 方案 1 下实时调度计划如图 10(c)所示。经分析, 造成该失负荷情况的原因可能是: (1) 水电

机组或抽水蓄能机组达到机组出力上限或爬坡上限；(2) 水库水位超过水位允许波动范围，进而影响机组调节能力；(3) 受机组振动区限制，机组无法增大出力进而导致系统失负荷。

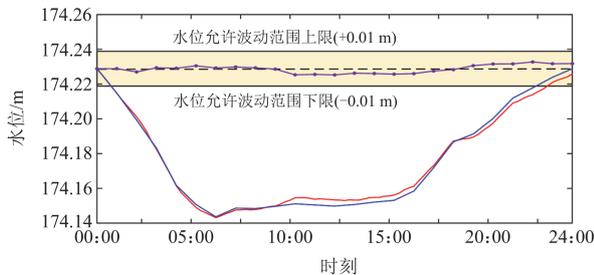
为探寻系统出现失负荷情况的具体原因，通过图 10(c)调度计划可知，第 85 时刻和第 88 时刻出现的失负荷情况是由抽水蓄能机组负责平抑。故绘制出水库水位变化情况和抽水蓄能机组实时出力计划，分别如图 11 和图 12 所示。从图 11 可知，一、二级水库水位均满足所设置的水位允许波动范围，因此并不会导致系统失负荷。而图 12 抽水蓄能机组出力计划显示一台抽水蓄能机组处于停机状态，另一台抽水蓄能机组并未达到机组出力上限，但其出力正处于机组振动区下限，当剩余系统负荷低于机组振动区范围时，机组无法增大出力进而导致系统失负荷。

2) 实时调度方案 2 结果分析

采用实时调度方案 2 时，各场景调度结果如表 6 所示。通过表 5 和表 6 对比可知，方案 2 额外引入火电机组辅助调节可以进一步改善系统弃风情况以及失负荷情况，使得系统总成本进一步降低。此举可弥补水电机组和抽水蓄能机组在实时调节阶段因机组振动区影响而导致的系统失负荷。同时在场景 3 中由于火电机组进行辅助调节，并不会使火电出力短时间波动剧烈，且可以实现风电全额消纳以及负荷全部供应。



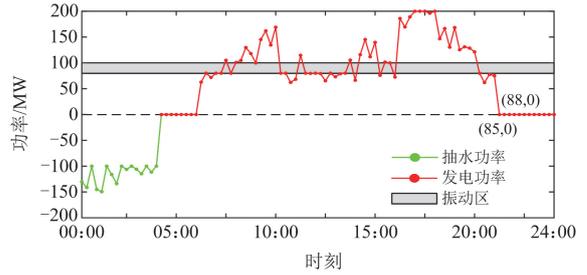
(a) 一级水库水位变化情况



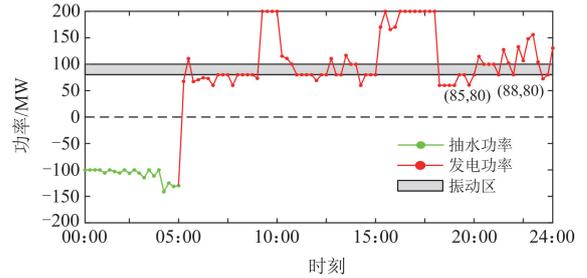
(b) 二级水库水位变化情况

图 11 场景 3 水库水位变化情况

Fig. 11 Changes of reservoir water level of scenario 3



(a) 抽水机组1实时输出功率情况



(b) 抽水机组2实时输出功率情况

图 12 抽水蓄能机组实时出力计划

Fig. 12 Real-time output of pumped storage unit

表 6 方案 2 实时调度结果

Table 6 Real-time scheduling results with the scheme 2

项目	场景 1	场景 2	场景 3
弃风成本/美元	22 254.5	11 883.5	0
失负荷成本/美元	750.9	0	0
水电调节成本/美元	3231.3	2885	378.7
抽水蓄能调节成本/美元	0	0	929.4
火电调节成本/美元	4087	3369.3	65.5
碳排放变化成本/美元	-601	-557	12
储能调节成本/美元	0	1024	0
总成本/美元	29 722.7	18 604.8	1385.6
碳排放量/t	8191.9	8108.9	8073.8
弃风率/%	1.13	0.6	0
失负荷率/%	0.017	0	0

相比于场景 1，场景 2 中储能参与实时调节也可改善系统弃风情况以及失负荷情况，但并不能做到完全消纳风电。同时，由于场景 1 和场景 2 日内阶段系统弃风量以及失负荷量相对较多，相比于场景 3，在实时阶段仍需要火电机组进行频繁调节。

4.2.4 综合调度结果分析

考虑到实时调度方案 1 未考虑火电参与电力系统实时功率调节，无法反映系统真实调节水平，为使各场景调度结果对比更加直观，本文选取日前调度的火电启停成本、水电运行成本、抽水蓄能机组和储能日折旧成本及运行成本，日内调度的火电机

组煤耗成本和碳排放成本, 以及方案 2 实时调度的全部成本组成日调度综合成本, 如表 7 所示。

表 7 日调度综合成本结果

Table 7 Daily scheduling comprehensive cost results

项目	场景 1	场景 2	场景 3
综合成本/美元	308 992.7	311 440	322 214.5
调度运行总成本/美元	308 992.7	298 333	270 760.5
碳排放量/t	8191.9	8108.9	8073.8
弃风率/%	1.13	0.6	0
失负荷率/%	0.017	0	0

分析表 7 各场景综合成本和上述日前、日内、实时各阶段调度总成本可知, 虽然日前、日内、实时阶段场景 3 都是总成本最低, 但是计算综合成本时却变为场景 3 总成本最高, 原因在于随着时间尺度的缩短, 系统中弃风成本逐渐变小以至于无法抵消新增抽水蓄能所带来的额外成本增加。但当不考虑抽水蓄能的投资成本、仅分析系统调度运行总成本时, 场景 3 的优势就会凸显, 场景 3 不仅能实现风电全额消纳和负荷全部供应, 系统碳排放量也最低, 这对于维护电力系统安全稳定低碳运行具有重要意义。

4.2.5 日前调度与多时间尺度调度结果对比

为证明多时间尺度调度的优势, 本文从系统运行经济性、新能源消纳能力、系统低碳性等方面进行描述, 相关调度结果如表 8 所示。

表 8 不同调度模式结果

Table 8 Results of different scheduling methods

调度方式	项目	场景 1	场景 2	场景 3
日前调度	总成本/美元	376 933	369 681.2	327 915.8
	碳排放量/t	8841.3	8627.5	8200.4
	弃风率/%	4.38	3.35	0.0068
	求解时间/s	52.62	55.63	60.23
多时间尺度调度	综合成本/美元	308 992.7	311 440	322 214.5
	碳排放量/t	8191.9	8108.9	8073.8
	弃风率/%	1.13	0.6	0
	失负荷率/%	0.017	0	0
	求解时间/s	110.69	120.65	140.57

由表 8 可知, 采用多时间尺度调度策略, 各场景调度总成本、弃风率、系统碳排放量较日前调度均有所降低, 证明本文所提多时间尺度调度策略对于促进电力系统低碳经济运行的有效性, 且日前调度阶段系统中弃风情况愈明显, 本文所提的调度策略愈具有优势。但多时间尺度调度方法相比于日前调度方法, 求解阶段与求解次数增多, 使得模型整体求解时间增多。但在本文调度框架下, 两种调度方法求解时间并不影响调度策略的时效性。

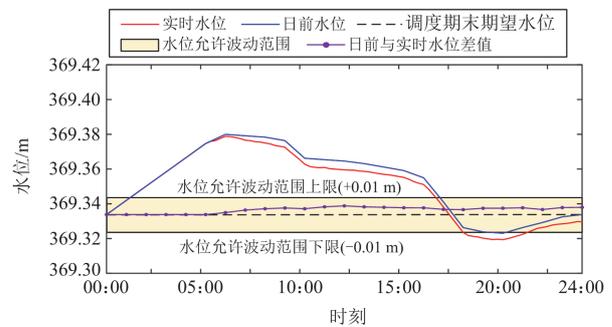
4.2.6 各场景水库水位分析

在梯级水电短期调度中, 合理的期末水库水位不仅能够保证下一个调度周期的调度需求, 更能反映中长期调度对短期调度的约束。故在短期调度中, 保证期末水库水位与日前设定的期望水位偏差在一个合理范围内具有重要意义。

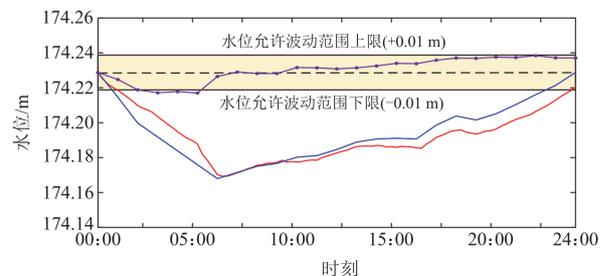
图 13 和图 14 分别描述了实时调度方案 2 下场景 1 和场景 2 水库水位变化情况。场景 3 水库水位变化情况见图 11。

分析图 11、图 13 和图 14 可知, 各场景在调度期末期望水位均在本文设置的水位允许波动范围内。其中, 场景 3 一级水库和二级水库在调度周期内并未发生水位越限情况。而场景 1 和场景 2 的二级水库在 03:00—06:00 时段发生了不同程度的水位越限情况。经分析主要原因是, 场景 1 和场景 2 中系统弃风主要集中于 00:00—05:00 时段, 此时一级水电站处于停机状态, 系统主要依靠二级水电站调节。为减少系统弃风, 二级电站水电机组减小出力运行导致二级水库水位提高, 故在后续调节中导致水位越限。而场景 3 中抽水蓄能依靠强大的蓄能优势使得该时段弃风并不明显, 无须机组长时间降低出力运行。

除此之外, 场景 1 主要依靠水电机组增减出力的方式调节水位, 受机组爬坡限制的同时, 只能实现一级水库对二级水库的调节。场景 2 虽引入了储



(a) 一级水库水位变化情况



(b) 二级水库水位变化情况

图 13 场景 1 水库水位变化情况

Fig. 13 Changes of reservoir water level of scenario 1

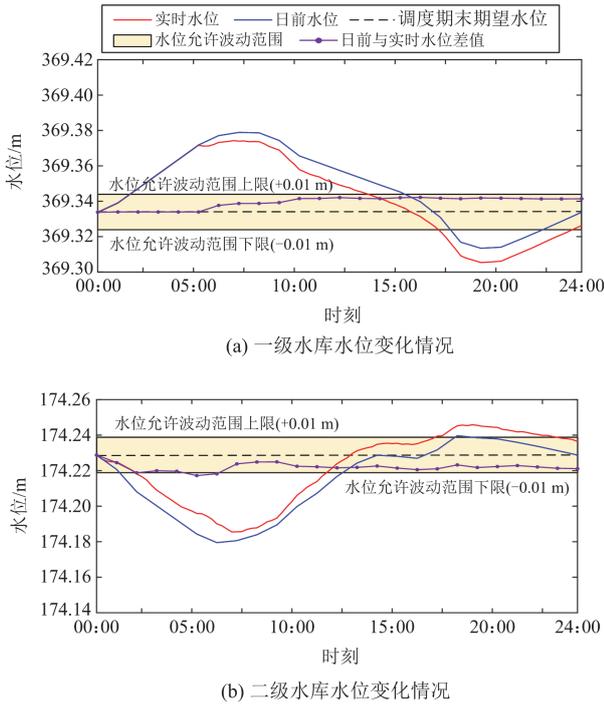


图 14 场景 2 水库水位变化情况

Fig. 14 Changes of reservoir water level of scenario 2

能,但储能并不直接参与调节水库水位,依然需要按方式 1 中的水电调节方式进行。而场景 3 经融合改造的混合式抽水蓄能既可通过水机组调节,又可通过抽水蓄能机组灵活地进行一、二级水库水量转移,实现了一级水库和二级水库的双向调节。综上,场景 3 在实时阶段对水库水位波动抑制能力更强。

4.2.7 不同水位允许波动范围分析

以场景 3 为例,探寻不同水位允许波动范围对实时调度的影响。由图 15 可看出,在一定范围内,水位允许波动范围越大,实时阶段调节总成本越小。

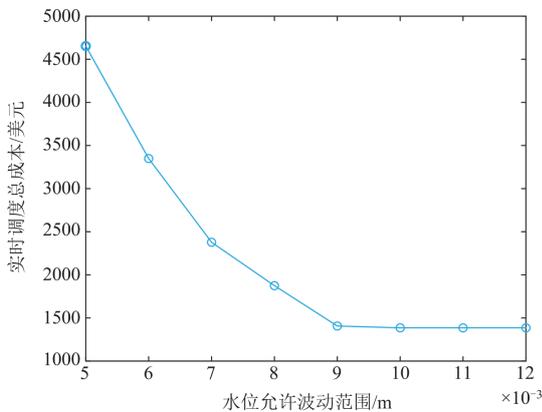


图 15 不同水位允许波动范围影响分析

Fig. 15 Influence analysis of different water level allowable fluctuation range

其原因是水位允许波动范围会影响水电调节能力,且两者呈正比关系。水位允许波动范围越大,水电实时阶段可用水量越多,因此水电可调功率越大,系统弃风量及失负荷量越小,可能无需火电额外调节。但同时水位允许波动范围也关系着调度期末水库水位。过大的水位允许波动范围可能导致中长期水位边界条件难以满足,进而影响后续调度计划安排。因此,需结合实际情况合理设置水位允许波动范围。

5 结论

本文所提的含混合式抽水蓄能系统多时间尺度调度策略,能够在限制调度期末各级水库水位变化幅度情况下,充分发挥混合式抽水蓄能的灵活调节能力,进而提高系统风电消纳水平并改善系统失负荷情况,同时得到如下结论。

1) 水机组和抽蓄机组在实时调节阶段会受机组振动区影响导致系统失负荷,因此混合式抽水蓄能电站或梯级水电站在参与系统实时功率平衡过程中需要系统中其他调节电源辅助调节。

2) 相较于引入电化学储能,经常规水电站融合改造的混合式抽水蓄能电站储能规模更大,也可实现一、二级水库的双向调节,对于实时调节阶段水库水位的波动抑制能力更优。

3) 在一定范围内,水库水位允许波动范围会影响水电调节能力,且两者呈正比关系。但过大的水位允许波动范围可能导致中长期水位边界条件难以满足,故需要结合实际情况合理设置。

4) 相较于未引入抽水蓄能情况,本文所提策略在实时阶段弃风率和失负荷率分别降低了 1.13%和 0.017%,证明了混合式抽水蓄能参与电力系统实时功率平衡的可行性,可为相关研究提供参考。

需要说明的是,本文并未考虑梯级水电的来水不确定性,所提策略是以日前调度阶段水库水位为参考,并以此为基准限制实时调节阶段水库水位变化幅度。后续将进行考虑来水不确定性因素影响下的混合式抽水蓄能参与电力系统多时间尺度调度研究。

参考文献

[1] 国家能源局. 我国可再生能源发电总装机突破 14 亿千瓦占比接近 50%[EB/OL]. (2023-11-30) [2024-10-25]. https://www.nea.gov.cn/2023-11/30/c_1310753052.htm

[2] 荆朝霞, 李煜鹏, 赵显宣, 等. 能源系统低碳转型背景下的混合电力市场体系结构与[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 24-36.

JING Zhaoxia, LI Yupeng, ZHAO Yuxuan, et al.

- Architecture and design of hybrid electricity market system under background of low-carbon transformation of energy system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(11): 24-36.
- [3] 张冠宇, 付炜, 陈晨, 等. 面向电-气-热综合能源系统的恢复力研究现状与展望[J]. *智慧电力*, 2023, 51(1): 69-77.
ZHANG Guanyu, FU Wei, CHEN Chen, et al. Status and prospects of resilience research for electric-gas-thermal integrated energy system[J]. *Smart Power*, 2023, 51(1): 69-77.
- [4] 罗莎莎, 郭经韬, 蔡颖倩, 等. 面向碳中和的广东省电源结构转型分析[J]. *南方能源建设*, 2024, 11(4): 102-110.
LUO Shasha, GUO Jingtao, CAI Yingqian, et al. Analysis on power supply structure transformation towards carbon neutrality in Guangdong[J]. *Southern Energy Construction*, 2024, 11(4): 102-110.
- [5] 姚明明, 张新, 杨培宏, 等. 基于改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(15): 115-130.
YAO Mingming, ZHANG Xin, YANG Peihong, et al. Low-carbon optimal scheduling of source-grid-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(15): 115-130.
- [6] LIU Zehong, SUN Yu, MA Chao. An overview of grid-forming technology and its application in new-type power system[J]. *Global Energy Interconnection*, 2024, 7(5): 541-552.
- [7] 李希德, 张艳, 曹阳, 等. 基于精细化模拟的电力系统电力电量平衡研究[J]. *智慧电力*, 2024, 52(10): 70-78.
LI Xide, ZHANG Yan, CAO Yang, et al. Power and energy balance method for power system based on refined simulation[J]. *Smart Power*, 2024, 52(10): 70-78.
- [8] 刘泽洪, 周原冰, 李隽, 等. 中国西北西南电网互联研究[J]. *全球能源互联网*, 2023, 6(4): 341-352.
LIU Zehong, ZHOU Yuanbing, LI Jun, et al. The study on interconnection of northwest and southwest power grid in China[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(4): 341-352.
- [9] 张俊涛, 程春田, 于申, 等. 水电支撑新型电力系统灵活性研究进展、挑战与展望[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(10): 3862-3885.
ZHANG Juntao, CHENG Chuntian, YU Shen, et al. Progress, challenges and prospects of research on hydropower supporting the flexibility of new power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(10): 3862-3885.
- [10] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)[EB/OL]. [2024-10-25]. https://zfxgk.nea.gov.cn/1310193456_16318589869941
- [11] ZHU F, ZHONG P A, XU B, et al. Short-term stochastic optimization of a hydro-wind-photovoltaic hybrid system under multiple uncertainties[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 214.
- [12] TAN Q, WEN X, SUN Y, et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-hotovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty[J]. *Applied Energy*, 2021, 285.
- [13] 罗彬, 陈永灿, 刘昭伟, 等. 梯级水光互补系统最大化可消纳电量期望短期优化调度模型[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(10): 66-75.
LUO Bin, CHEN Yongcan, LIU Zhaowei, et al. Short-term optimal dispatch model for maximizing expectation of accommodation power of cascade hydro-photovoltaic complementary system[J]. *Automation of Electric Power System*, 2023, 47(10): 66-75.
- [14] TAN Q, WEN X, SUN Y, et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-photovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty[J]. *Applied Energy*, 2021, 285.
- [15] 袁川, 李博, 李相锐, 等. 基于源荷匹配的梯级水风光蓄系统优化运行研究[J]. *中国农村水利水电*, 2024(3): 8-15.
YUAN Chuan, LI Bo, LI Xiangrui, et al. Optimized operation study of a cascade hydro-wind-photovoltaic-storage complementary system based on source-load matching[J]. *China Rural Water and Hydropower*, 2024(3): 8-15.
- [16] 李军徽, 周家旭, 朱星旭, 等. 含高渗透新能源电力系统中考虑变时段控制的火/储/荷日前优化调度[J]. *电网技术*, 2023, 47(1): 51-63.
LI Junhui, ZHOU Jiaxu, ZHU Xingxu, et al. Day-ahead optimal dispatch of thermal/storage/load systems considering variable time period control in power system with high penetration of new energy[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(1): 51-63.
- [17] 张帅, 汪子涵, 张蜀程, 等. 基于数据驱动分布鲁棒优化的梯级水光蓄联合优化调度[J]. *工程科学与技术*, 2023, 55(2): 128-140.
ZHANG Shuai, WANG Zihan, ZHANG Shucheng, et al. Data-driven distributionally robust optimization based coordinated dispatching for cascaded hydro-PV-PSH combined system[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2023, 55(2): 128-140.
- [18] 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.
- [19] 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-hotovoltaic-pumped storage zero-carbon power system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 121-129.
- [20] 崔杨, 邓贵波, 曾鹏, 等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886, 6163.
- [21] 黄文涛, 罗杰, 葛磊蛟, 等. 考虑灵活碳捕集电厂与抽水蓄能联合的广义经济调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1430-1446.
- HUANG Wentao, LUO Jie, GE Leijiao, et al. Consider a generalized economic dispatch strategy combining flexible carbon capture power plants and pumped storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1430-1446.
- [22] XIAO Bai, XING Shiheng, WANG Tao, et al. Capacity planning of pumped storage power station based on the life cycle cost[J]. Electric Power Components and Systems, 2020, 48(12).
- [23] 张虹, 孟庆尧, 王明晨, 等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 26-35.
- ZHANG Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 26-35.
- [24] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑火电调峰主动性与需求响应的含储能电力系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(5): 1674-1684.
- CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal dispatch of power system with energy storage considering deep peak regulation initiative of thermal power and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(5): 1674-1684.
- [25] 张秋艳, 谢俊, 潘学萍, 等. 考虑动态频率响应的风光水互补发电短期优化调度模型[J]. 太阳能学报, 2023, 44(1): 516-524.
- ZHANG Qiuyan, XIE Jun, PAN Xueping, et al. Short-term optimal scheduling model for wind-solar-hydro hybrid power generation system considering dynamic frequency response[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(1): 516-524.
- [26] 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.

收稿日期: 2024-12-12; 修回日期: 2025-01-08

作者简介:

徐晓庆(1999—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新型电力系统优化运行; E-mail: 1542683382@qq.com

柴旭峥(1978—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要从事电网运行与控制、新能源运行管理等方面的研究实践工作; E-mail: chaixuzheng@126.com

崔杨(1980—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等。E-mail: cuiyang0432@163.com

(编辑 周金梅)