

面向风-光-梯级水电系统的混合储能 多时间尺度协同配置与运行

熊炜^{1,2}, 吴飞赞¹, 梅宁³, 胡庆彬¹, 刘颂凯^{1,2}, 关宝阳¹, 丁水平¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省宜昌市 443002; 2. 智慧能源技术湖北省工程研究中心(三峡大学), 湖北省宜昌市 443002; 3. 国网湖北直流公司, 湖北省宜昌市 443005)

摘要:【目的】为应对高比例风光并网的清洁能源基地出力随机性及波动性对电网安全造成的挑战, 推进其高效消纳与碳中和目标的实现, 提出一种计及梯级水电与混合储能协同的多时间尺度嵌套储能容量优化配置方法。【方法】所提方法可在风-光-梯级水电系统中精细刻画水电机组的水头损失, 并明确爬坡约束与振动安全区间, 进而构建两阶段优化模型: 第一阶段通过梯级水电与抽水蓄能协同调度, 平抑风光长周期、大幅度波动; 第二阶段利用电化学储能快速响应特性, 补偿短时高频、小幅功率扰动。【结果】算例结果表明, 所提方法可充分发挥水电调节能力与混合储能协同优势, 通过抽水蓄能平抑长周期大幅波动、电化学储能补偿短时高频扰动的功能分工与容量匹配, 二者优势互补形成最优配置, 从而有效抑制系统全时间尺度功率波动, 使系统弃电率降至 0.10%, 负荷匹配度提升至 99.85%, 且所需电化学储能额定功率不足基地总装机容量的 1%。【结论】所提优化配置方法实现了梯级水电与混合储能在多时间尺度上的协同互补, 显著提升风光消纳与负荷匹配能力, 并大幅降低电化学储能容量需求, 为清洁能源基地储能优化配置与高效消纳提供了可靠技术支撑。

关键词: 水风光储基地; 多时间尺度; 混合储能; 容量优化配置; 混合整数线性规划; 梯级水电

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7229(2026)08-0188-18

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.08.013

Multi-Timescale Coordinated Configuration and Operation of Hybrid Energy Storage for Wind-Solar-Cascade Hydropower Systems

XIONG Wei^{1,2}, WU Feiyun¹, MEI Ning³, HU Qingbin¹, LIU Songkai^{1,2},
GUAN Baoyang¹, DING Shuiping¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei Province, China; 2. Hubei Provincial Engineering Research Center of Intelligent Energy Technology, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei Province, China; 3. State Grid Hubei Direct Current Company, Yichang 443005, Hubei Province, China)

ABSTRACT: [Objective] To mitigate the challenges posed to power grid security by the randomness and volatility of high-penetration wind and solar power output in clean energy bases, and to promote their efficient integration and advance carbon neutrality goals, multi-timescale nested optimization method for energy storage capacity configuration that considers the coordination of cascade hydropower and hybrid energy storage is proposed in this paper. [Methods] The proposed method accurately characterizes head loss, ramping constraints, and vibration safety intervals of hydropower units in a wind-solar-cascade hydropower system, and develops a two-stage optimization model. In the first stage, coordinated scheduling of cascade hydropower and pumped storage is employed to smooth long-period, large-amplitude fluctuations of wind and solar power. In the second stage, the fast response capability of electrochemical energy storage is utilized to compensate for short-term high-frequency, small-amplitude power disturbances. [Results] The simulation results demonstrate that the proposed method can fully exploit the coordinated advantages of hydropower regulation capability and hybrid energy storage. By leveraging pumped storage to smooth long-period large fluctuations and electrochemical energy storage to compensate for

short-term high-frequency disturbances, a functional division and capacity matching between the two are achieved. Their complementary advantages lead to an optimal final configuration, which effectively suppresses power fluctuations across the full time scale of the system. As a result, the system's curtailment rate is reduced to 0.10%, the load matching degree is improved to 99.85%, and the required rated power of the electrochemical energy storage accounts for less than 1% of the total installed capacity of the base. [Conclusions] The proposed optimization configuration method achieves synergistic complementarity between cascade hydropower and hybrid energy storage across multiple time scales, significantly improves wind and solar power integration and load matching capability, and greatly reduces the required capacity of electrochemical energy storage. It provides reliable technical support for energy storage capacity optimization and efficient renewable energy integration in clean energy bases.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52407118).

KEYWORDS: integrated wind-solar-hydropower-storage base; multi-time-scale coordination; hybrid energy storage; capacity optimization; mixed-integer linear programming; cascade hydropower

0 引言

新能源发电对建设新型电力系统和实现“双碳”目标起着至关重要的作用^[1]。我国雅砻江、大渡河、黄河等主要流域具备优质水能资源禀赋和扎实的资源开发基础,在风能、太阳能等清洁能源储备方面也占据显著优势,形成了得天独厚的水风光多能互补开发条件。我国自2020年启动水风光一体化开发以来,已系统推进相关战略布局,相继完成主要流域一体化发展规划编制工作,批复多个国家级水风光一体化示范基地建设方案,标志着我国水风光协同开发进入全面实施阶段。为应对风光出力的随机性与波动性,上述基地通常配套建设抽水蓄能、电化学储能等储能设施,形成水风光储一体化开发模式。这种新的水风光储一体化模式可以进一步提高风能、光伏发电的电能质量和电网运行稳定性,最大程度地利用水风光资源,并能为电网提供100%清洁零碳电力,从而有效推进风光能源的开发和“双碳”目标的实现^[2]。风光水储多能互补基地由不同类型、规模和外送方式的电站组成,是大规模多源多网混合发电系统,具有强不确定性、复杂异构并网、跨流域跨电网互联等特点。如何充分发挥各类电源的协同作用,保障清洁能源高比例消纳和系统安全稳定运行,成为亟待解决的关键问题。在此背景下,开展风-光-梯级水电基地的储能优化配置具有重要的现实意义。

近年来,针对风-光-梯级水电多能互补系统,国内外学者已围绕优化调度、多时间尺度协同运行以及储能容量配置等方面开展了大量研究。现有研究首先集中于风-光-梯级水电互补系统的优化调度问题。相关研究利用梯级水电良好的调节能力,实现新能源出力波动平抑与系统经济运行。文献[3-5]研究了梯级水电参与下的风光水联合优化调度策略;

文献[6-8]进一步考虑了抽水蓄能、电力市场以及多目标运行场景下的协同调度问题;文献[9-10]则从短期运行及多能源联合发电角度分析了水风光储系统的协调运行机制。上述研究表明,梯级水电能够有效提升新能源消纳能力与系统运行灵活性,随着新能源渗透率不断提高,储能容量优化配置逐渐成为研究重点,但大多数研究主要聚焦于调度层面,对储能容量配置及多时间尺度协同问题考虑不足。

已有研究围绕抽水蓄能、电化学储能以及混合储能系统开展了相关工作。文献[11]提出了计及水风光互补与多电池分组运行策略的多时间尺度储能配置方法,为储能容量优化提供了技术实现基础;在此基础上,文献[12-14]将研究视角从单一配置方法拓展至综合能源系统及水风光互补系统的多时间尺度协同优化,集中探讨了计及源荷不确定性的协调调度策略与梯级水电、电池等储能设备的调节机制及运行效益;文献[15-17]在前述基础上,深入分析了抽水蓄能与电化学储能在不同运行场景下的经济性与调节特性,实现了从技术可行性到经济最优性的递进评估。相关研究表明,混合储能能够兼顾长时能量平衡与短时快速调节,对提升新能源消纳能力具有积极作用。然而,现有研究大多采用简化梯级水电模型,未充分考虑机组振动区、水头损失及爬坡约束等实际运行特性,对梯级水电调节能力的刻画不够精细。值得肯定的是,部分研究已开始关注多能源系统的联合配置与协同规划。文献[18]针对含混合式抽蓄的风光水储一体化电站,提出了该一体化电站的优化配置与运行方法;文献[19]则面向风光火氢系统,提出了基于按需比例分配机制的多时间尺度协同规划策略。然而,上述研究仍主要聚焦于纯水电或水-光系统的调度优化层面,尚未将精细化水电模型嵌入风-光-梯级水电-储混合系统的储能容量优化配置框架中。同时,现有混合储能研究多

聚焦于单一时间尺度下的容量配置与调度策略,文献[3,9]主要在日前尺度下优化系统运行,文献[15]虽对比了抽蓄与纯蓄,但未明确构建日前-日内分层协同机制,抽水蓄能与电化学储能在不同时间尺度上的协同优势尚未得到充分挖掘,也尚未对二者系统建模。

此外,多时间尺度优化调度已成为当前研究热点。文献[19-21]分别从日前-日内协调优化、多阶段滚动调度以及储能分层控制等角度构建了多时间尺度调度模型;文献[22-25]分别从长周期、多时间尺度、日前-日内及日内等不同时间尺度开展了优化调度研究;文献[26-29]研究了在综合能源系统下多时间尺度优化调度以及梯级水电多目标优化;文献[30-32]整体涵盖了短期优化调度与多时间尺度仿真建模两个不同侧重的时间维度。但现有研究中,混合储能与梯级水电之间的协同分工仍不明确,缺乏针对长周期、大幅度波动与短周期、高频波动的调节机制,难以充分发挥不同调节资源的互补优势。

针对上述不足,本文从以下三方面进行改进:1)构建实际运行约束的梯级水电精细化模型。不同于文献[3-5]中采用的理想化水电模型,本文进一步考虑水头损失、机组爬坡约束及多振动区安全运行约束,对梯级水电调节能力进行精细刻画,从而更加真实地反映水电机组运行特性,避免因调节能力高估导致储能配置冗余或系统调节不足。2)提出抽蓄与电化学储能分工的日内-日前嵌套的容量分配机制。区别于文献[18]中混合储能统一竞争配置的方式,本文提出“抽水蓄能主导长周期大波动平抑、电化学储能聚焦短周期小波动补偿”的两阶段互补策略,分别参与日前与日内调度,有效避免低效竞争。3)提出系统性混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)线性化方法:针对模型中的多类非线性约束,采用分段线性化、二维网格线性化、大 M 法等手段系统性地转化为MILP形式。MILP凭借其成熟的算法体系与求解效率,已广泛应用于水电机组合、多能互补协同调度及新型配电系统运行优化等领域^[33-36]。

本文提出一种面向风-光-梯级水电系统的混合储能多时间尺度协同配置与运行方法。首先,在梯级水电层面精细刻画水头损失、爬坡约束与机组振动区等实际运行特性,构建反映真实调节能力的精细化模型;同时提出抽水蓄能与电化学储能分工明确的日前-日内两阶段容量配置框架,由抽水蓄能平抑长周期大幅度波动,由电化学储能补偿短时高频小幅扰动。其次,在此基础上分别构建日前抽水蓄

能配置模型与日内电化学储能配置模型,两者均以系统净收益最大为目标,通过日前-日内优化实现多时间尺度下的混合储能协同配置。最后,针对模型中的非线性约束,采用分段线性化、二维网格线性化及大 M 法将问题转化为混合整数线性规划进行求解,并在典型风-光-梯级水电基地算例中验证所提方法的有效性。

1 风-光-梯级水电-混储系统框架

风-光-梯级水电-混储系统由风电、光伏、梯级水电、抽水蓄能、电化学储能组成。系统供电输出一共划分为4个断面,其中断面是电力系统基于网架拓扑、电压等级和供电区域划分的输电约束边界,断面1和断面2均由梯级水电机组、1个风电集群和1个光伏集群供电,断面3和断面4均由梯级水电机组供电,具体关系如图1所示。各断面均设有最大传输功率上限;梯级水电受入库流量、库容、水位、发电流量、机组振动区、爬坡速率及最小启停时间等边界约束;抽水蓄能与梯级水电共用上、下水库,受库容及抽发功率上下限约束;电化学储能则受额定功率、额定容量、荷电状态(state of charge, SOC)及充放电效率等边界限制。

抽水蓄能电站通过在电力低谷时抽水储能,高峰时放水发电,实现电能的存储与释放,具有容量大、寿命长等优势。电化学储能装置具有响应速度快、能量转换效率高等特点。系统采用日前-日内多时间尺度嵌套调度架构。日前阶段以1 h为尺度,基于风光预测出力,由梯级水电与抽水蓄能协同运行:预测出力过剩时,抽水蓄能进行抽水;不足时发电补缺,以此平抑长周期、大幅度波动,并确定抽水蓄能容量及日前出力计划。日内阶段以15 min为尺度,利用电化学储能的快速响应能力,对实际出力与日前计划的短时偏差进行分钟级修正;若偏差超出电化学储能调节能力,则由梯级水电备用与抽水蓄能协同补充,实现短周期、小幅扰动的平抑。

在风-光-梯级水电系统框架中,梯级水电可根据预测的风电和光伏的出力变化以及负荷需求,灵活调整出力计划。当风光发电过剩时,梯级水电可适当减少发电,并将多余电能存储于混合储能系统;当风光发电不足或负荷高峰时,水电增加发电,同时储能系统释放电能。风电和光伏系统的出力波动则通过混合储能系统和水电的调节作用得到平抑,保障系统功率稳定。混合储能系统能够发挥抽水蓄能与电化学储能各自优势,实现能源高效利用,维持整个水风光储基地的稳定、高效运行。

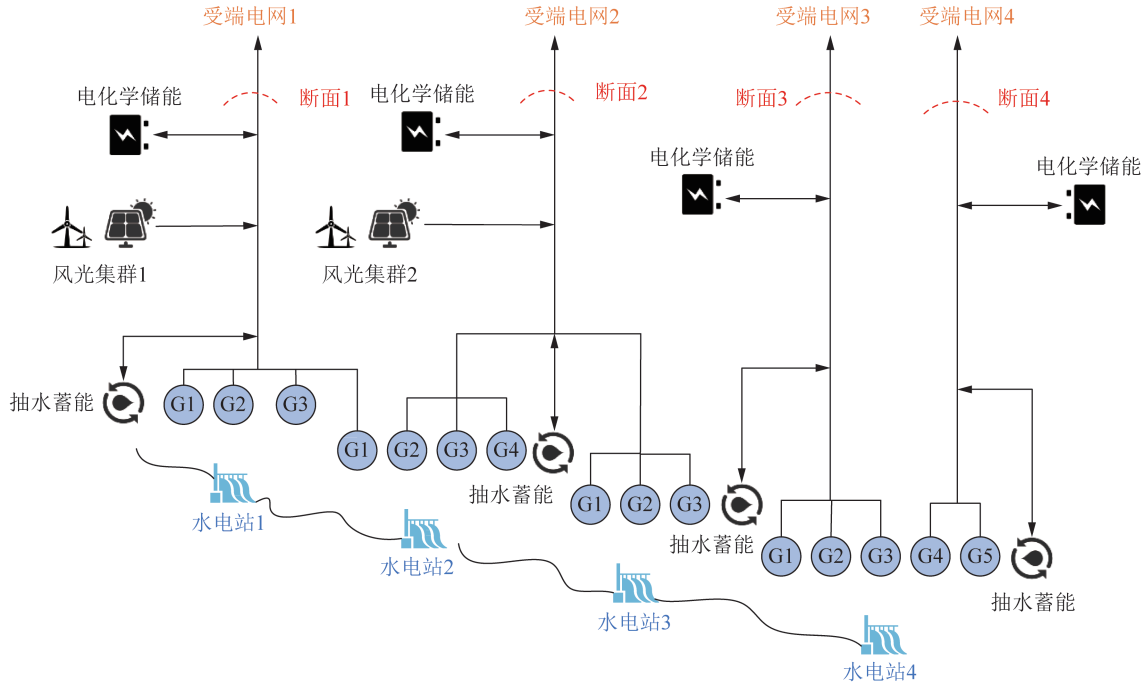


图1 风-光-梯级水电系统框架图

Fig. 1 Framework diagram of the wind-photovoltaic-cascaded hydropower system

2 日前-日内混合储能容量优化配置模型

本文所提的多时间尺度混合储能容量优化配置模型主要由日前优化调度和日内修正构成。在日前模型中以1 h为时间尺度,确定抽水蓄能的最佳容量配置及日前发电计划;在日内模型当中以15 min为时间尺度,考虑日内实际风光功率波动,得到电化学储能容量配置方案以及充放电功率。需要说明的是,日前1 h、日内15 min的时间尺度划分依据如下:工程上,国内电网调度机构的前日计划编制和日内实时调度普遍采用1 h/15 min的分辨率;文献[11-12,16]在长时间尺度风光水储优化研究中亦采用相同的时间尺度组合;技术上,1 h尺度与抽水蓄能的小时级能量调节能力相匹配,15 min尺度则契合电化学储能的快速响应特性,二者可形成有效的分层协同机制。

2.1 日前抽蓄配置模型

日前阶段基于风光1 h分辨率的预测出力数据,以平抑日间波动、生成稳定出力计划为目标,构建抽水蓄能与梯级水电协同调节机制:在风光预测出力过剩时,梯级水电适当降低出力以避免弃水,同时抽水蓄能处于抽水状态,将多余电能转化为水的势能存储于上水库,降低弃风弃光率;在风光预测出力不足时,梯级水电提升出力至合理区间,抽水蓄能处于发电状态,释放存储的势能补充电力缺口;最终生成基地日前1 h分辨率的出力计划,并确定抽水蓄能的最优容量配置方案,为日内调节奠定基础。

2.1.1 目标函数

在日前优化中,目标函数为系统日前净收益最大:

$$\max F_1 = R_{\text{operating}} - C_{\text{total}} \quad (1)$$

式中: F_1 为系统的前日运行净收益; $R_{\text{operating}}$ 为系统的前日运行收益; C_{total} 为系统前日总成本。

系统总运行成本包括系统运行成本和混合式抽水蓄能配置成本,具体表达式如下:

$$C_{\text{total}} = C_{\text{hydro}} + C_{\text{phs}} \quad (2)$$

$$C_{\text{hydro}} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^n k_{\text{hydro},i} \cdot P_{i,t} \cdot \Delta t \quad (3)$$

$$C_{\text{phs}} = \sum_{k=1}^K [P_{\text{phs}}^{\text{gen, rated}}(k) \cdot C_{\text{phs}}^{\text{cap}}(k) \cdot k_{\text{phs}} + P_{\text{phs}}^{\text{gen, rated}}(k) \cdot C_{\text{phs}}^{\text{op}}(k)] / 365 \quad (4)$$

$$k_{\text{phs}} = \frac{r(1+r)^Y}{(1+r)^Y - 1} \quad (5)$$

式中: C_{hydro} 为水电站日前运行成本; C_{phs} 为抽水蓄能的总成本; n 为梯级水电的机组数量; $k_{\text{hydro},i}$ 为第*i*座水电站单位出力维护成本; $P_{i,t}$ 为水电机组*i*在*t*时段的出力; Δt 为时间尺度; K 为混合式抽水蓄能机组数量; $C_{\text{phs}}^{\text{cap}}(k)$ 为抽水蓄能单位配置成本; $C_{\text{phs}}^{\text{op}}(k)$ 为抽水蓄能单位功率维护成本; $P_{\text{phs}}^{\text{gen, rated}}(k)$ 为混合式抽水蓄能配置的发电功率; k_{phs} 为抽水蓄能年化系数; Y 为抽蓄机组设计寿命; r 为折现率。

在日前阶段,系统运行收益表达式如下:

$$R_{\text{operating}} = R_{\text{base}} + R_{\text{phs}} - C_{\text{abandon}} \quad (6)$$

$$R_{\text{phs}} = \Delta t [c_{\text{sell}} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T P_{\text{phs_gen}}(k, t) - c_{\text{buy}} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T P_{\text{phs_pump}}(k, t)] \quad (7)$$

$$R_{\text{base}} = \Delta t [c_{\text{hydro}} \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T P_{i,t} + c_{\text{pv}} \sum_{t=1}^T P_1(t) + c_{\text{wind}} \sum_{t=1}^T P_2(t)] \quad (8)$$

$$C_{\text{abandon}} = \Delta t \cdot c_{\text{penalty}} \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T P_w(g, t) \quad (9)$$

式中: R_{base} 为风-光-梯级水电的日前运行收益; R_{phs} 为抽水蓄能的运行收益; C_{abandon} 为弃电惩罚成本; t 为运行时段; T 在日前时段为 24, 日内时段为 96; $P_1(t)$ 、 $P_2(t)$ 分别为系统的风电出力总和、光伏出力总和; $P_{\text{phs_gen}}(k, t)$ 、 $P_{\text{phs_pump}}(k, t)$ 分别为混合式抽水蓄能发电功率与抽水功率; $P_w(g, t)$ 为弃电功率; c_{sell} 、 c_{buy} 为抽水蓄能的售、购电价; c_{hydro} 、 c_{pv} 、 c_{wind} 分别为水电、光伏和风电的上网电价; c_{penalty} 为单位功率的弃电电价; G 为断面总数, 本文为 4。

2.1.2 约束条件

1) 梯级水电约束。

梯级水电站水量联系约束、流量约束、启停约束和库容-库容关系可参考文献[30], 本文仅列出部分关键约束。

(1) 库容约束。

$$V_{l,t} = V_{l,t-1} + (I_{l,t} - Q_{l,t})\Delta t + (Q_{p,\text{in},t} - Q_{p,\text{out},t})\Delta t \quad (10)$$

$$V_{l,t}^{\min} \leq V_{l,t} \leq V_{l,t}^{\max} \quad (11)$$

式中: $V_{l,t}$ 为第 l 个水库在第 t 时段的库容; $V_{l,t}^{\min}$ 、 $V_{l,t}^{\max}$ 为第 l 个水库在第 t 时段的最小和最大库容; $Q_{p,\text{in},t}$ 、 $Q_{p,\text{out},t}$ 分别为抽水蓄能引起的上游水库入库与出库流量; $I_{l,t}$ 表示第 l 个水库在第 t 时段的入库流量; $Q_{l,t}$ 表示第 l 个水库在第 t 时段的出库流量。

(2) 出力约束。

传统模型常假设水头为常数, 忽略发电流量对水头损失的非线性影响。本文引入式(15)所示的水头损失平方项, 建立流量与净水头的二次关系; 式(12)进一步采用净水头与流量的乘积表达出力, 克服了常数水头模型的高估偏差。参考文献[18]中出力约束:

$$P_{i,t} = \rho g \eta_i H_{i,t} Q_{i,t} \quad (12)$$

$$u_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_{i,t}^{\max} \quad (13)$$

式中: $H_{i,t}$ 为第 i 台水电机组在第 t 时段发电水头; $Q_{i,t}$ 为第 i 台水电机组在第 t 时段发电流量; ρ 为水的密度; η_i 为水电转换效率; g 为重力加速度; $u_{i,t}$ 为第 i 台水电机组在第 t 时段的机组启停状态; $P_{i,t}^{\min}$ 、 $P_{i,t}^{\max}$ 为第 i

台水电机组在第 t 时段的最小和最大发电出力。

该约束体现水头与流量共同决定发电功率的物理特性, 同时受机组容量限制, 其非线性关系对系统调节能力具有重要影响。

(3) 水位约束。

$$H_{\text{int}}(i, t) = \frac{Z_{\text{up}}(i, t) + Z_{\text{up}}(i, t-1) - Z_{\text{down}}(i, t) - H_{\text{loss}}(i, t)}{2} \quad (14)$$

$$H_{\text{loss}}(i, t) = a_i \cdot Q_{i,t}^2 + b_i \quad (15)$$

式中: $Z_{\text{up}}(i, t)$ 为梯级水电上水库水位; $Z_{\text{down}}(i, t)$ 为梯级水电下水库水位; $H_{\text{loss}}(i, t)$ 为损失水头; a_i 为损失水头平方项系数; b_i 损失水头常数项系数。

(4) 水电机组振动区出力约束。

传统模型仅用简单上下限替代振动区约束, 可能导致调度落入危险出力区间。本文采用式(16)的分段禁区约束, 将机组出力划分为多个可行区间与不可行振动区, 精确刻画安全运行边界。

$$(P_{i,t} - P_{i,k}^{\max})(P_{i,t} - P_{i,k}^{\min}) \geq 0 \quad (16)$$

式中: $P_{i,k}^{\min}$ 、 $P_{i,k}^{\max}$ 为水电机组的最小、最大振动出力。

水电机组在部分负荷区间存在振动风险, 该约束通过剔除振动区运行区间, 保证机组运行安全, 但同时缩小了可行出力范围, 降低了水电调节灵活性。

2) 混合式抽水蓄能约束。

(1) 抽水、发电约束。

$$P_{\text{phs_pump}} \eta_p = \rho g H_p Q_{p,\text{in},t} \quad (17)$$

$$P_{\text{phs_gen}} = \rho g H_p Q_{p,\text{out},t} \eta_g \quad (18)$$

$$0 \leq P_{\text{phs_gen}} \leq X_g P_g^{\max} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{\text{phs_pump}} \leq X_p P_p^{\max} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{phs_pump}}$ 、 $P_{\text{phs_gen}}$ 为抽水蓄能电站在 t 时段的抽水、发电功率; η_p 为抽水效率; H_p 为抽蓄的平均水头; η_g 为发电效率; $P_g^{\max}$ 、 $P_p^{\max}$ 分别为抽蓄电站的最大发电、抽水功率; X_g 、 X_p 表示发电和抽水状态, X_g 为 1 时表示抽蓄电站处于发电状态, X_p 为 1 时表示抽蓄电站处于抽水状态。

本文采用混合式抽水蓄能共用梯级水电的上、下水库, 故采用与梯级水电相同的库容约束。

(2) 抽蓄状态约束。

$$X_g + X_p \leq 1 \quad (21)$$

3) 各断面传输上限。

$$L(g, t) \leq L(g, \max) \quad (22)$$

式中: $L(g, t)$ 为断面 g 传输功率; $L(g, \max)$ 为各断面最大传输上限。

该约束直接影响储能配置位置。当某断面风光与水电联合出力接近断面传输上限时, 系统会出现潮流拥塞与弃电问题, 因此优化模型会优先在该断

面配置储能,通过储能充电吸收富余功率,降低断面外送压力。断面1和断面2因同时接入风电、光伏及梯级水电,其传输压力和功率波动较大,因此配置的抽水蓄能与电化学储能容量明显高于断面3和断面4,说明储能配置结果与断面传输约束密切相关。

4) 功率平衡约束。

$$\left\{ \begin{aligned} L(1, t) &= \sum_{i=1}^4 P_{i,t} + P_1(t) + P_{\text{phs_gen}}(1, t) - \\ &\quad P_{\text{phs_pump}}(1, t) - P_w(1, t) \\ L(2, t) &= \sum_{i=5}^{10} P_{i,t} + P_2(t) + P_{\text{phs_gen}}(2, t) - \\ &\quad P_{\text{phs_pump}}(2, t) - P_w(2, t) \\ L(3, t) &= \sum_{i=11}^{13} P_{i,t} + P_{\text{phs_gen}}(3, t) - \\ &\quad P_{\text{phs_pump}}(3, t) - P_w(3, t) \\ L(4, t) &= \sum_{i=14}^{15} P_{i,t} + P_{\text{phs_gen}}(4, t) - \\ &\quad P_{\text{phs_pump}}(4, t) - P_w(4, t) \end{aligned} \right. \quad (23)$$

上述水电约束条件其参数来源于文献[30]。上述约束不仅限定了系统运行的可行域,同时对混合储能容量配置结果具有显著影响:一方面,水量时滞及机组振动区约束削弱了梯级水电对高频波动的响应能力,从而提高了电化学储能的配置需求;另一方面,抽水蓄能受功率及效率约束限制,其更适用于长时间尺度的能量调节,使系统在优化过程中形成抽水蓄能与电化学储能的配置结构。此外,严格的水位与库容约束限制了水电出力调节范围,避免了对储能配置的过度替代作用。

2.2 日内电化学储能配置模型

日内阶段基于风光15 min分辨率的实时预测数据,在日前出力计划与抽水蓄能容量已确定的基础上,构建日内电化学储能优化配置模型用于平抑日内的小功率波动:当风光实际出力偏离日前计划时,电化学储能通过快速充放电,实现出力偏差的分钟级快速修正;若偏差超出电化学储能调节能力,将通过梯级水电备用与混合式抽水蓄能进行补充调节,保障系统稳定;最终生成电化学储能的最优容量配置方案及15 min分辨率的充放电功率曲线,实现基地出力与受端电网供需匹配。

2.2.1 目标函数

日内系统净收益 F_2 包括电化学储能投资与维护成本、日内偏差调节成本以及系统日内总运行收益:

$$\max F_2 = R_{\text{total, inv}} - C_{\text{total, inv}} \quad (24)$$

$$C_{\text{total, inv}} = C_{\text{phs}} + C_{\text{ess, invest}} + C_{\text{ess, om}} + C_{\text{adjust}} \quad (25)$$

$$C_{\text{ess, invest}} = \sum_{g=1}^G [P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \times C_{\text{ess}}^{\text{p}}(g) + E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \times C_{\text{ess}}^{\text{e}}(g)] \times k_{\text{ess}} \quad (26)$$

$$C_{\text{ess, om}} = \sum_{g=1}^G a_{\text{ess}} \times P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \quad (27)$$

$$P_{\text{adjust}} = \sum_k \sum_t [|P_{\text{phs_gen}}(k, t) - P_{\text{day_ahead}}^{\text{gen}}(k, t)| + |P_{\text{phs_pump}}(k, t) - P_{\text{day_ahead}}^{\text{pump}}(k, t)| + \sum_{i=1}^n \sum_t |P_{i,t} - P_{\text{day_ahead}}^{\text{hydro}}(i, t)|] \quad (28)$$

$$C_{\text{adjust}} = c_{\text{adjust}} \cdot P_{\text{adjust}} \quad (29)$$

$$k_{\text{ess}} = r(1+r)^{n_{\text{ess}}} / (1+r)^{n_{\text{ess}}-1} \quad (30)$$

式中: $R_{\text{total, inv}}$ 为系统日内总运行收益; $C_{\text{total, inv}}$ 为系统日内总成本; $C_{\text{ess, invest}}$ 为电化学储能容量投资成本; $C_{\text{ess, om}}$ 为电化学储能运行维护成本; $P_{\text{day_ahead}}^{\text{gen}}(k, t)$ 、 $P_{\text{day_ahead}}^{\text{pump}}(k, t)$ 、 $P_{\text{day_ahead}}^{\text{hydro}}(i, t)$ 为拓展至96时段的日前计划; C_{adjust} 为日内出力调整成本; a_{ess} 为电化学储能单位固定运维成本; k_{ess} 为电化学储能单位容量投资成本; $E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g)$ 为电化学储能额定容量; n_{ess} 为电化学储能设计寿命; $P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g)$ 为电化学储能额定功率。

系统日内运行收益需在日前运行收益的基础上,补充电化学储能的日内运行收益,具体数学表达式如下:

$$R_{\text{total, inv}} = R_{\text{base}} + R_{\text{phs}} + R_{\text{ess}} - C_{\text{abandon}} \quad (31)$$

$$R_{\text{ess}} = \Delta t \sum_{g=1}^G \sum_{t=1}^T [c_{\text{sell}} P_{\text{dis}}(g, t) - c_{\text{buy}} P_{\text{ch}}(g, t)] \quad (32)$$

式中: R_{ess} 为电化学储能日内运行收益; $P_{\text{ch}}(g, t)$ 、 $P_{\text{dis}}(g, t)$ 为电化学储能的充、放电功率。

2.2.2 约束条件

1) 电化学储能约束。

(1) 充放电功率约束。

$$0 \leq P_{\text{ch}}(g, t) \leq X_{\text{ch}}(g, t) P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \quad (33)$$

$$0 \leq P_{\text{dis}}(g, t) \leq X_{\text{dis}}(g, t) P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \quad (34)$$

$$X_{\text{ch}}(g, t) + X_{\text{dis}}(g, t) \leq 1 \quad (35)$$

$$P_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) = E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) / T_{\text{ess}} \quad (36)$$

式中: $X_{\text{ch}}(g, t)$ 为0、1变量,为1则表示电化学储能处于充电状态; $X_{\text{dis}}(g, t)$ 为0、1变量,为1则表示电化学储能处于放电状态; T_{ess} 为额定充放电时长。

(2) 储能SOC约束。

$$E_{\text{ess}}(g, 1) = 0.5 E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) + \eta_{\text{ch}}(g) \times P_{\text{ch}}(g, 1) \Delta t - P_{\text{dis}}(g, 1) \Delta t / \eta_{\text{dis}}(g) \quad (37)$$

$$E_{\text{ess}}(g, t) = E_{\text{ess}}(g, t-1) + \eta_{\text{ch}}(g) \times P_{\text{ch}}(g, t) \Delta t - P_{\text{dis}}(g, t) \Delta t / \eta_{\text{dis}}(g) \quad (38)$$

$$0.2 E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \leq E_{\text{ess}}(g, t) \leq 0.9 E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \quad (39)$$

$$E_{\text{ess}}(g, T) = 0.5 E_{\text{ess}}^{\text{rated}}(g) \quad (40)$$

式中: $E_{\text{ess}}(g, t)$ 为 t 时刻电化学储能的存储电量。

2) 抽水蓄能与电化学储能协同运行约束。

$$\begin{cases} X_{\text{dis}}(g, t) + X_{\text{p}}(g, t) \leq 1 \\ X_{\text{ch}}(g, t) + X_{\text{g}}(g, t) \leq 1 \end{cases} \quad (41)$$

式中: $X_{\text{p}}(g, t)$ 、 $X_{\text{g}}(g, t)$ 分别为日内抽水蓄能抽水、发电状态。

3) 功率平衡约束。

在日前功率平衡约束的基础上加上电化学储能充放电功率即可。

2.3 两阶段嵌套优化的耦合关系与全局协同最优分析

1) 两阶段嵌套优化的耦合关系。

日前优化与日内优化构成典型的递阶嵌套优化框架,二者之间存在明确的决策变量传递与约束耦合关系。为清晰说明该耦合机制,定义如下符号:日前阶段决策变量集合 $X^{\text{DA}} = \{P_{\text{phs}}^{\text{rated}}, P_{\text{i,t}}, P_{\text{phs_gen}}, P_{\text{phs_pump}}, X_{\text{g}}, X_{\text{p}}\}$: 分别表示抽水蓄能额定容量、梯级水电出力、抽蓄发电功率、抽蓄运行状态变量。日内阶段决策变量集合 $X^{\text{ID}} = \{P_{\text{ess}}^{\text{rated}}, E_{\text{ess}}^{\text{rated}}, P_{\text{ch}}, P_{\text{dis}}, X_{\text{ch}}, X_{\text{dis}}\}$ 分别表示电化学储能额定功率、额定容量、充放电功率、运行状态变量。两阶段之间的耦合关系通过以下固定变量传递实现:

$$X^{\text{ID}}|_{\text{fixed}} = \begin{cases} P_{\text{phs}}^{\text{rated}} = \hat{P}_{\text{phs}}^{\text{rated}} \\ P_{\text{hydro}}^{\text{base}} = \hat{P}_{\text{hydro}} \\ P_{\text{phs_gen}}^{\text{base}} = \hat{P}_{\text{phs_gen}}^{\text{gen}} \\ P_{\text{phs_pump}}^{\text{base}} = \hat{P}_{\text{phs_pump}} \end{cases} \quad (42)$$

式中:带 $\hat{\cdot}$ 的变量表示日前优化确定的最优解,作为日内优化的固定输入参数。日内优化不改变抽水蓄能的已配置容量,也不改变梯级水电与抽蓄的日前出力计划基线,仅在基线基础上进行日内修正。两阶段之间的运行约束耦合体现为日内功率平衡中需同时满足日前计划与实时调节的协调关系:

$$\begin{cases} P_{\text{hydro}}^{\text{ID}} = P_{\text{hydro}}^{\text{base}} + \Delta P_{\text{hydro}} \\ P_{\text{phs_gen}}^{\text{ID}} = P_{\text{phs_gen}}^{\text{base}} + \Delta P_{\text{phs_gen}} \\ P_{\text{phs_pump}}^{\text{ID}} = P_{\text{phs_pump}}^{\text{base}} + \Delta P_{\text{phs_pump}} \end{cases} \quad (43)$$

且日内调节量受限于抽蓄机组的爬坡速率与最小调节功率约束。电化学储能的充放电功率则独立作用于功率平衡,与上述调节量共同满足日内净负荷跟踪。

2) 全局协同最优分析。

在上述耦合机制下,日前阶段确定抽水蓄能容量、梯级水电及抽蓄的日前出力计划基线;日内阶段以此为边界,通过电化学储能与抽蓄的日内修正量

完成实时功率平衡。该框架在数学上属于两阶段随机混合整数线性规划,其全局最优性进行如下证明。

将式(42)的固定变量传递显式写为约束条件全局优化问题,可等价转化为:

$$\begin{cases} \min C_{\text{inv}}(\mathbf{y}) + C_{\text{oper}}(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{y} \in \mathcal{Y} \\ \mathbf{Ax} + \mathbf{By} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \end{cases} \end{cases} \quad (44)$$

式中: $\mathbf{y}$ 包含抽蓄容量、梯级水电出力和抽蓄日前计划等决策变量; $\mathbf{x}$ 包含电化学储能充放电功率及抽蓄日内修正量; $\mathbf{A}$ 为日内变量系数矩阵; $\mathbf{B}$ 为日前变量系数矩阵; $\mathcal{Y}$ 为混合整数线性约束集,包含机组振动区、爬坡等整数变量。

由于所有约束均为线性、目标函数为线性,上述模型是一个单层混合整数线性规划。该 MILP 的可行域由整数约束与线性不等式定义,是多面体与离散点集的笛卡儿积。目标函数为线性函数,因此当固定整数变量后,剩余问题为线性规划,属于凸优化问题,局部最优即全局最优;利用分支定界算法通过隐式枚举所有整数组合,在每个节点求解线性规划(LP)松弛,可在有限步内收敛至全局最优解,该收敛在求解器预设的最优性容差内成立。

本文采用 Gurobi 求解该 MILP,其输出结果满足式(45),所得解在数值上即为全局最优解。

$$|O_{\text{bj}} - O_{\text{bj}}^*| \leq \varepsilon_{\text{abs}} + \varepsilon_{\text{rel}} \cdot |O_{\text{bj}}^*| \quad (45)$$

式中: O_{bj}^* 为理论全局最优值; ε_{abs} 、 ε_{rel} 为求解器预设容差,取 10^{-6} 相对容差。

上述两阶段嵌套优化的耦合关系可概括为:日前阶段确定抽水蓄能容量与出力计划,日内阶段以此为边界配置电化学储能并修正功率偏差。为直观展示这一决策变量传递与顺序求解逻辑,图2给出了完整的求解流程。

通过上述日前-日内两阶段求解,日前优化为系统提供抽水蓄能配置方案,日内优化补充刻画电化学储能的短期灵活调节能力,使得整个系统在不同时间尺度上实现协调优化。求解得到的抽水蓄能配置与电化学储能配置共同构成最终方案。

3 模型线性化与误差分析

本文所构建的日前-日内两阶段优化模型综合考虑了水电机组振动区约束、水头损失平方项、水头与流量乘积等非线性关系以及机组启停整数变量,本质上属于混合整数非线性规划(MINLP)问题。

3.1 模型转换

本文提出的混合储能优化模型中复杂非线性约束

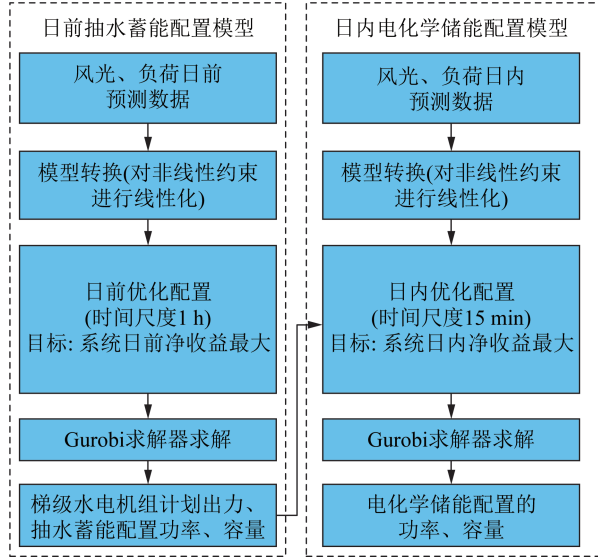


图2 求解流程图

Fig. 2 Flowchart of the solution procedure

包括式(12)、式(15)、式(19)、式(20)、式(33)、式(34)和水位-库容约束,需将上述非线性模型转化为MILP形式。本节将阐述非线性关系的线性化处理过程。

1) 水库库容与水位关系线性化。

对于水位-库容约束,采用分段线性处理,具体表达式如下:

$$V(i, t) = \sum_{c=1}^4 \lambda_1(i, c, t) \cdot x_1(i, c) \quad (46)$$

$$Z_{up}(i, t) = \sum_{c=1}^4 \lambda_1(i, c, t) \cdot y_1(i, c) \quad (47)$$

$$\begin{cases} \sum_{c=1}^4 \lambda_1(i, c, t) = 1 \\ \sum_{c=1}^3 d_1(i, c, t) = 1 \end{cases} \quad (48)$$

式中: c 为线性化的分段端点数; $x_1(i, c)$ 为分段点对应的梯级水电的库容; $y_1(i, c)$ 为分段点对应的梯级水电的水位; $d_1(i, c, t)$ 为线性化分段区间选择的二元变量。

上述分段线性化的库容、水位数据来源于文献[30]。

2) 水头损失线性化。

对于式(15),水头损失平方项线性化如下:

$$\mathbf{G}_{x_2} = \begin{pmatrix} g_{x_2}(1, 1) & \cdots & g_{x_2}(1, 21) \\ \vdots & & \vdots \\ g_{x_2}(15, 1) & \cdots & g_{x_2}(15, 21) \end{pmatrix} \quad (49)$$

$$\mathbf{G}_{Y_2} = \mathbf{G}_{x_2} \odot \mathbf{G}_{x_2} \quad (50)$$

$$\mathbf{Q}_{i,t}^2 = (\mathbf{G}_V \cdot \mathbf{G}_{Y_2}^T)^T \quad (51)$$

式中: q 表示各机组离散节点上的流量值; h 表示各机组离散节点上的水头值; $\mathbf{G}_{x_2}$ 为发电流量分段矩阵; g_{x_2} 表示各机组发电流量离散值; $\mathbf{G}_V$ 为发电流量平方矩

阵; $\mathbf{G}_V$ 为权重矩阵。

3) 水电发电特性线性化。

对于式(12)含有流量与水头两个变量乘积,需将上述非线性约束线性化,定义流量矩阵 $\mathbf{Q}_{grid}$ 、水头矩阵 $\mathbf{H}_{grid}$,线性化处理过程如下:

$$\begin{cases} \mathbf{Q}_{grid} = \begin{bmatrix} q_{1,1} & \cdots & q_{1,4} \\ \vdots & & \vdots \\ q_{15,1} & \cdots & q_{15,4} \end{bmatrix} \\ \mathbf{H}_{grid} = \begin{bmatrix} h_{1,1} & \cdots & h_{1,4} \\ \vdots & & \vdots \\ h_{15,1} & \cdots & h_{15,4} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (52)$$

$$\begin{cases} P_{grid} = \tau_{int} \cdot \mathbf{Q}_{grid} \otimes \mathbf{H}_{grid} \\ P_{int}(n, t) = \sum_{p=1}^P \sum_{q=1}^Q W_p(n, p, q, t) \cdot P_{grid}(p, q) \\ H_{int}(n, t) = \sum_{q=1}^Q \sum_{p=1}^P W_p(n, p, q, t) \cdot H_{grid}(p, q) \\ Q_{int}(n, t) = \sum_{p=1}^P \sum_{q=1}^Q W_p(n, p, q, t) \cdot Q_{grid}(p, q) \\ \sum_{p=1}^P \sum_{q=1}^Q W_p(n, p, q, t) = 1, \forall n \in [1, 15], \forall t \in [1, T] \end{cases} \quad (53)$$

式中: τ_{int} 为水电发电系数; $\mathbf{W}_p$ 为权重矩阵,其控制每个变量相互独立,取值为0或1。

4) 储能功率约束线性化。

对于式(19)、式(20)、式(33)和式(34),本文采用大 M 法来进行线性化处理,具体如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{phs_gen} \leq P_g^{\max} \\ 0 \leq P_{phs_gen} \leq X_g M \end{cases} \quad (54)$$

式中: M 为常数并满足 $M \gg P_g^{\max}$,式(20)、式(33)和式(34)也是进行类似处理,本文取 $M=1000$ 。

系统中各断面最大传输功率、抽水蓄能机组额定功率、梯级水电单机容量及电化学储能额定功率均在0~400 MW范围内。且在MILP求解中, M 过大会导致约束矩阵条件数恶化,引起数值不稳定或伪最优解; M 过小则可能切断可行解空间。1000在数值上适度宽松,同时保持与模型其他系数的量级协调,有利于求解器的数值鲁棒性。因此, M 取值为1000是基于系统实际功率边界和求解器数值稳定性的综合结果。

3.2 线性化误差分析

上述线性化处理将原始MINLP转化为MILP,其近似误差主要来源于三个方面:水库库容-水位关系分段线性化、水头损失平方项分段线性化以及水电发电特性中流量与水头乘积的双线性项松弛。定量评估MILP近似解与原非线性模型之间的偏差。

1) 库容-水位关系线性化误差分析。

根据式(46)~(48)进行线性化处理,采用4个分段节点拟合原始库容-水位,以本文算例中第一个梯级水电站为例进行分析,其对比如图3所示,采用决定系数 R^2 对拟合效果进行分析,具体表达式如下:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2} \quad (55)$$

式中: y_i 为原始非线性模型在采样点 i 处的真实值; $\hat{y}_i$ 为近似模型给出的拟合值; N 为采样点总数。

决定系数 R^2 越接近1,表明MILP近似模型对原始非线性模型的解释程度越高。计算后决定系数 R^2 为0.9976,能够较好拟合原曲线,验证了此线性化方法的准确性。

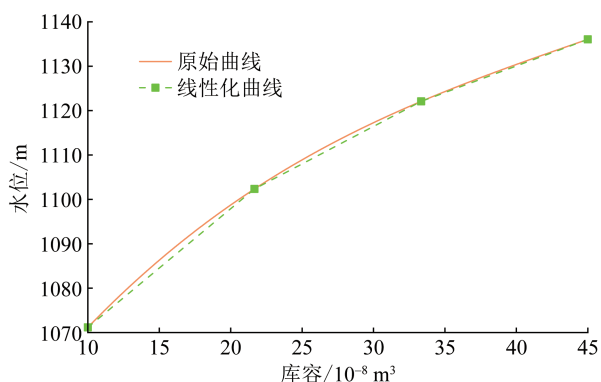


图3 库容-水位线性化误差图

Fig. 3 Capacity-water level linearization error graph

从物理机理上分析,水库库容-水位曲线呈现近似线性关系,其根本原因在于:在常规调度水位变化范围内,水库的边坡坡度变化平缓,水面面积随水位上升的变化幅度较小,可近似视为常数。根据微分关系 $dV = A(h) \cdot dh$,当 $A(h)$ 近似为常数时,库容变化量 ΔV 与水位变化量 Δh 便呈现线性关系。对于大型水库,在设计高水位和死水位之间的有效库容范围内,这一近似具有明确的工程物理基础,因此采用分段线性化能够反映其物理本质。

2) 水头损失平方项线性化误差分析。

根据式(49)~(51)采用20段等间距分段线性化逼近 Q^2 ,各机组发电流量上限为490.5~1250.0 m³/s,分段步长 $\Delta Q = Q_{\max}/20$,最大绝对误差为 $\varepsilon_{Q^2} = (\Delta Q)^2/4$ 。在最大流量处相对误差 $\varepsilon_{Q^2}/Q_{\max}^2$ 为0.0625%,表明线性化对 Q^2 的逼近具有良好精度。从流体力学角度看,水头损失根据达西-魏斯巴赫公式与流速平方成正比,而流速正比于发电流量 Q ,因此水头损失与 Q^2 成正比。实际水电站中,机组多在

额定流量附近运行, Q 变化范围有限,在此区间内 Q^2 的二阶导数为常数,曲线弯曲均匀,故分段线性化精度较高。综上,水头损失平方项的分段线性化误差较小,不会对水电出力计算及储能优化配置结果产生实质性影响,满足工程精度要求。

3) 水电发电特性线性化误差分析。

式(52)和式(53)采用4×4等距二维网格凸组合法对该双线性函数进行近似,通过16个离散网格点的线性组合表征任意流量-水头工况下的机组出力。水轮机组出力物理本质为单位时间内水流重力势能的转换功率。该双线性关系的线性化等价于“分段恒定转换效率”近似。在调度典型区间内,水轮机效率变化平缓,故该方法能保留主要 H - Q - P 耦合特性,同时大幅降低求解难度。根据式(56)对其误差进行量化。

$$\varepsilon_{\max} = \frac{\Delta Q \cdot \Delta H}{Q_{\max} \cdot H_{\max}} \quad (56)$$

式中: $\varepsilon_{\max}$ 为最大相对插值误差; ΔQ 为流量的变化步长; ΔH 为水头的变化步长; $Q_{\max}$ 为最大发电流量; $H_{\max}$ 为最大水头。

该线性化方式最大相对插值误差为1.73%。为评估该误差的工程可接受性,参考了梯级水电短期优化调度中采用同类线性化方法的研究。文献[29]在构建厂网协调多目标MILP模型时,通过分段线性化处理水头相关的复杂约束,累计误差控制在2.2%左右,即认为满足工程精度要求,且该误差水平不会影响调峰计划与发电量计算的可靠性。本文1.73%的最大插值误差优于上述阈值,能够满足工程精度要求。上述表明所采用的4×4等距二维网格凸组合法能够较好地逼近原始双线性函数。该误差水平在工程实践中通常可以接受,尤其适用于梯级水电调度等对计算效率要求较高的场景。

4 算例分析

4.1 算例参数

仿真算例是基于梯级水电、2个风电集群以及2个光伏集群所构建的互补系统。在上述系统基础上,进行抽水蓄能与电化学储能容量优化配置,其中梯级水电、光伏出力等数据来源于文献[30];电化学和抽水蓄能配置参数来源于文献[18];水电、光伏、风电的上网电价分别为350、370、350元/MW,弃电惩罚为1000元/MW;储能成本、水电站的详细参数分别如表1和表2所示,负荷功率如图4所示,风光新能源出力如图5所示。同时,为验证算例对负荷匹配效果引入负荷匹配度计算式,如式(57)所示。负荷匹配度用于定量评估系统总出力对受端电网负荷的跟踪能力,其值越接近100%表示供需平衡性越好。

$$\eta_{load} = \left(1 - \frac{1}{N_t} \sum_{t=1}^N \frac{|P_{sys,t} - P_{load,t}|}{P_{load,t}}\right) \times 100\% \quad (57)$$

式中: $P_{sys,t}$ 为系统出力; $P_{load,t}$ 为受端电网负荷; N_t 为时段数。

表 1 抽水蓄能与电化学储能配置参数
Table 1 Configuration parameters of pumped storage and battery storage

储能类型	参数	数值
抽水蓄能	单位配置成本 $C_{pss}^{cap}/(\text{元}/\text{MW})$	4 000 000
	单位固定运维成本 $C_{pss}^{op}/[\text{元}/(\text{MW} \cdot \text{年})]$	40 000
	发电工况下的效率 η_g	0.8
	抽水工况下的效率 η_p	0.7
电化学储能	单位功率配置成本 $C_{ess}^p/(\text{元}/\text{MW})$	799 000
	单位容量配置成本 $C_{ess}^e/[\text{元}/(\text{MWh})]$	2 008 000
	单位固定运维成本 $a_{ess}/[\text{元}/(\text{MW} \cdot \text{年})]$	37 640
	充电效率 η_{ess}	0.93

表 2 梯级水电站的主要特征参数
Table 2 Key parameters of the cascaded hydropower plants

电站编号	机组编号	单台机组容量/MW	振动区/MW	机组启停持续时间/h
1	1、2、3	200	(45, 90)	2
2	1、2、3	190	(40, 110)	2
	4	125	(30, 80)	2
3	1、2、3	200	(0, 130)	2
4	1、2、3	250	(50, 70)和(80, 90)	2
	4、5	250	(70, 80)和(140, 170)	2

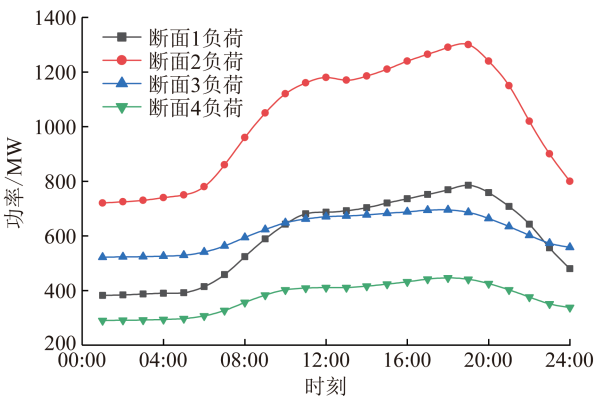


图 4 负荷功率曲线
Fig. 4 Load power curve

4.2 配置结果分析

结合上一节所设置算例参数,储能设置五种配置方案:方案 1,在日前阶段配置抽水蓄能;方案 2,在日前阶段对抽水蓄能和电化学储能进行竞争配置;方案 3,在日前阶段所配置抽水蓄能基础上,以 15 min 为时

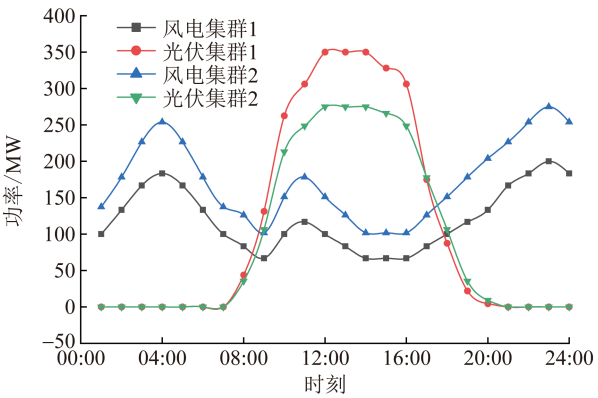


图 5 风电和光伏集群预测出力图
Fig. 5 Forecasted power output of the wind and PV cluster

间尺度配置电化学储能;方案 4,仅配置电化学储能;方案 5,采用简化模型进行两阶段配置。分别求解 5 个方案下的配置方案,结果如表 3 所示。

本文将弃电率定义为调度周期内系统弃电量占风电、光伏及梯级水电总发电量的比例,其计算式如下:

$$R_w = \sum_{t=1}^T P_w / \left[\sum_{t=1}^T (P_1 + P_2 + P_{hydro}) \right] \times 100\% \quad (58)$$

式中: R_w 为系统弃电率; P_1 为系统风电出力; P_2 为系统光伏出力; P_{hydro} 为系统水电总出力; T 为调度周期总时段数。

由表 3 可知,方案 1 在各断面配置的抽蓄机组容量分别为 90 MW、134 MW、20 MW 和 19 MW。该方案投资成本最低,系统净收益为 1 342.9 万元,但弃电率为 0.14%,表明单一抽水蓄能虽具有较好的经济性,但对高波动性可再生能源的短时调节能力有限。方案 2 采用在日前阶段对抽水蓄能与电化学储能进行竞争配置,揭示了在同一时间尺度下让抽水蓄能与电化学储能自由竞争无法发挥混合储能的协同优势。配置结果表明,电化学储能因其单位功率与单位容量成本显著高于抽水蓄能,在与抽水蓄能的直接竞争配置中处于明显劣势,最终仅配置抽水蓄能,几乎未配置电化学储能。

日前尺度下抽蓄成本显著低于电化学储能,导致竞争配置完全排挤后者,同时竞争机制扭曲了抽蓄容量的优化方向,使其偏离方案 1 的单一任务最优解,且无日内修正机制。因此,方案 2 在引入竞争配置后表现并未优于方案 1,甚至有所下降:其系统净收益由方案 1 的 1 342.9 万元/天降至 1 314.0 万元/天,弃电率由 0.140% 上升至 0.300%。方案 3 通过采用抽水蓄能与电化学储能的混合配置,在维持抽蓄容量的基础上增设小规模、短时段的光电化学储能。该方案总成本为 32.47 万元/天,虽高于方案 1 和 2,但其系统净收益达 1 344.51 万元/天,为五个方案中最优;同时弃电率较方案 1 进一步降低,为方案 1—3 中

表 3 不同配置方案下的配置结果
Table 3 Configuration results under different schemes

方案	断面	抽蓄机组 容量/MW	电化学储能 功率/MW	电化学储能 容量/MWh	总成本/(万元/天)	系统净收益/ (万元/天)	弃电率/%
方案 1	1	90.0			30.26	1 342.90	0.140
	2	134.0					
	3	20.0					
	4	19.0					
方案 2	1	78.0	0	0	30.91	1 314.00	0.300
	2	135.0	0	0			
	3	20.0	0	0			
	4	38.0	0	0			
方案 3	1	90.0	2.9	4.4	32.47	1 344.51	0.097
	2	134.0	8.0	7.3			
	3	20.0	5.1	4.4			
	4	19.0	5.6	8.0			
方案 4	1		172.0	689.0	103.00	1 288.00	0.068
	2		161.0	578.0			
	3		53.0	115.0			
	4		37.0	86.0			
方案 5	1	85.0	3.9	5.1	34.18	1 320.80	0.380
	2	128.0	9.2	8.5			
	3	18.0	6.0	5.2			
	4	16.0	6.8	9.5			

最低。结果表明,该方案配置的混合储能在经济性与运行灵活性之间取得了较好平衡。方案 4 仅配置电化学储能,各断面配置的储能功率分别为 172 MW、161 MW、53 MW、37 MW。该方案投资成本显著增加,系统净收益降至 1 288. 00 万元/天,弃电率则大幅下降。这表明电化学储能在降低系统弃电率效果较好,但其经济性受储能成本影响较大。方案 5 简化模型因忽略水头损失和振动区,高估了水电站的实际可调容量和响应速度,导致日前计划过于乐观,实际运行时频繁触及振动区或水头不足,弃电率升至 0. 380%;虽然简化模型减少了抽蓄初期投资,但增加了电化学储能投资与运行成本,且弃电惩罚显著升高。

4. 3 不同储能方案下调度出力对比

为充分说明本文所提多时间尺度下的混合储能容量优化配置模型的优势,通过定量评估将其与传统方法进行对比。

方案 1 日前运行:仅配置抽水蓄能,并以 1 h 为分辨率进行日前优化调度。

方案 1 日内运行:在方案 1 的基础上,以 15 min 为分辨率的日内滚动优化调度。

方案 3 日内运行:采用混合储能配置,抽水蓄能

参与 1 h 级日前优化调度,电化学储能承担 15 min 级日内优化调度任务。

图 6 为方案 1 下仅配置抽水蓄能时各断面的日前运行结果,该方案下日前负荷匹配度为 99. 98%。从图 6 可以看出,各断面出力变化主要呈现出典型的小时级阶梯状调整特征,相邻时段之间功率变化相对平缓,系统整体运行较为稳定。在风光出力逐步升高的时段,梯级水电减小发电与抽水蓄能抽水协同消纳富余风光出力,系统弃电率为 0. 01%。从断面运行情况看:断面 1 与断面 2 中,抽水蓄能与水电协同参与调节,其出力变化趋势与新能源出力变化保持一致,体现了抽水蓄能在日前调度层面承担能量平衡与新能源消纳的作用;断面 3 与断面 4 中,系统出力整体与受端电网负荷变化趋势相匹配,表明在日前调度尺度下,抽水蓄能够较好地支撑受端电网需求。但由于该方案仅采用 1 h 分辨率的日前调度,图中各断面功率曲线在小时内未体现对新能源和负荷短时间尺度波动的响应能力,其调节行为主要集中在小时级时间尺度。

图 6 表明,仅配置抽水蓄能并采用日前调度能够实现系统的能量平衡和新能源的整体消纳,但其

调节能力主要体现在较长时间尺度,对短时间尺度功率波动的刻画与响应能力有限。

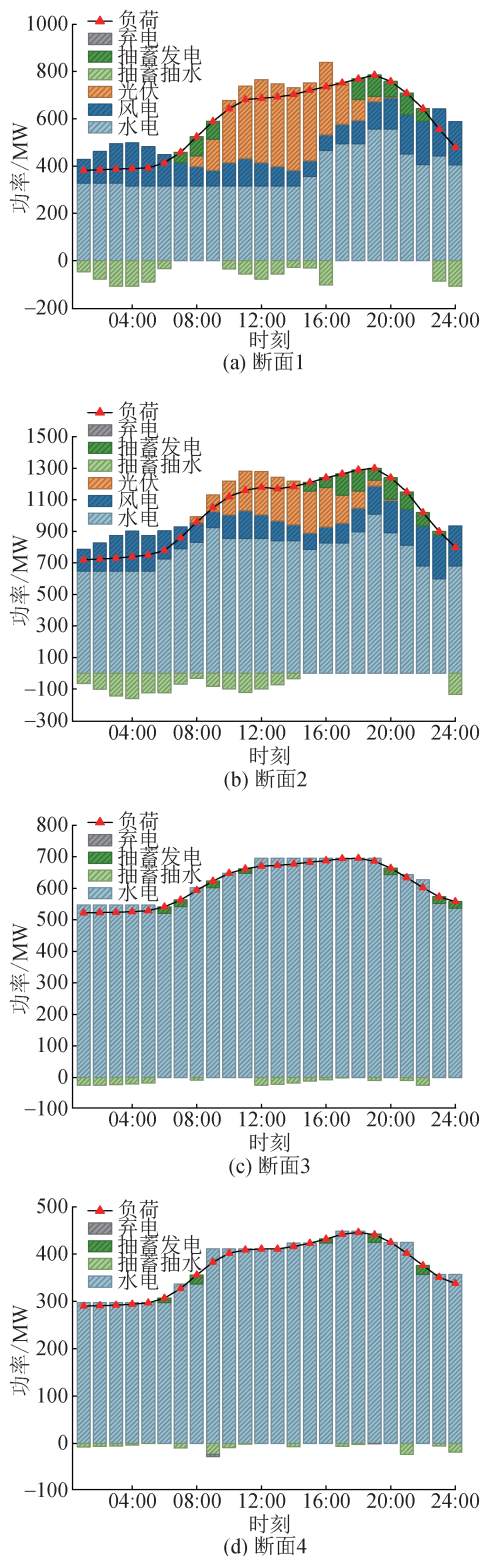


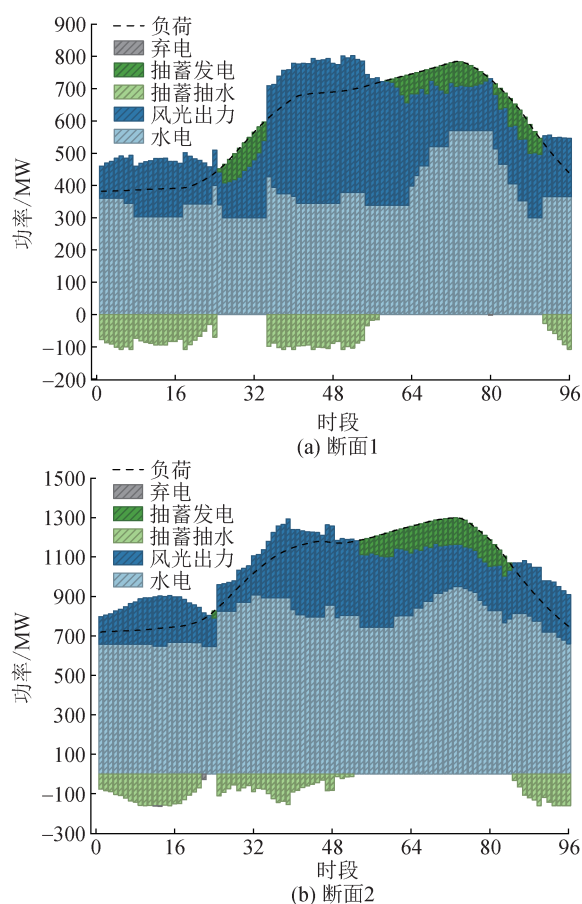
图6 方案1各断面日前运行图

Fig. 6 Day-ahead schedules of different grid interfaces for Scenario 1

图7为在方案1日前基础上引入15 min分辨率日内滚动调度后的系统运行情况,该方案下日内负

荷匹配度为99.78%,较方案1日前降低,其原因在于抽水蓄能机组的机械响应延迟与15 min尺度下风光出力的高频波动之间存在显著的相位失配,致使调节动作滞后演变为反向过冲扰动,从而削弱了跟踪精度。这一现象从实证角度揭示了单一抽水蓄能在短周期调节场景下的物理极限。

与图6相比,图7中各断面功率变化更加密集,反映出系统在更细时间尺度下对新能源出力和负荷波动的响应能力显著增强。在断面1与断面2中,新能源出力快速变化的时段内,抽水蓄能需要频繁调整抽水功率以匹配新能源出力变化,其功率曲线呈现出明显的锯齿状特征,表明抽水蓄能承担了大量短时间尺度的调节任务。在断面3与断面4中,引入日内滚动调度后,系统对受端负荷的跟踪能力较方案1日前有所提升,但在部分时段仍可观察到较为明显的功率起伏。这主要源于抽水蓄能受机组调节速度及最小调节功率约束,在应对高频、小幅负荷波动时调节精度有限。在部分负荷与新能源出力叠加变化的时段,系统仍出现日内弃电现象,弃电率为0.14%。图7表明,引入日内滚动调度能够提高系统对新能源和负荷波动的响应频率,但在仅配置抽水蓄能的情况下,其在短时间尺度上需要承担频繁的功率调节任务,受物理特性约束,仍难以完全解决功率波动和弃电问题。



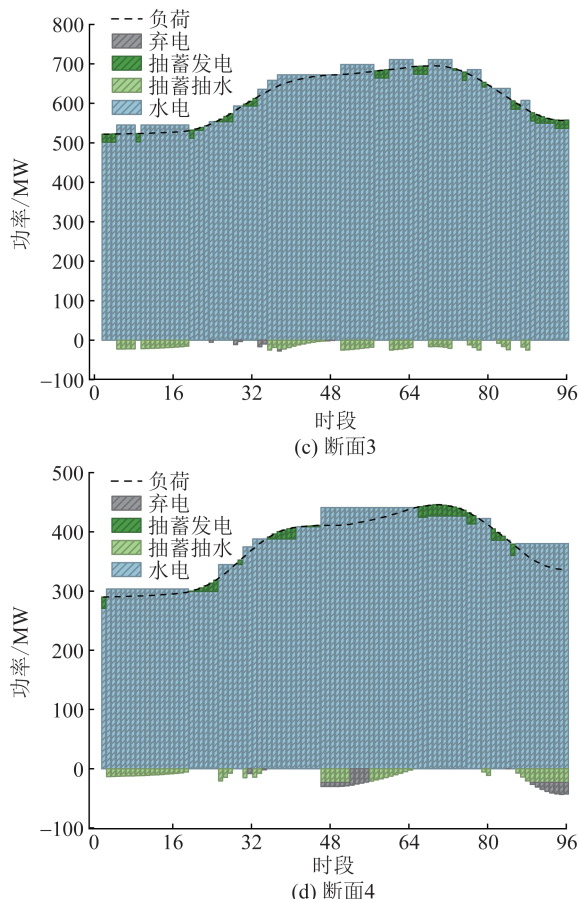


图7 方案1各断面日内运行图

Fig. 7 Intraday schedules of different grid interfaces for Scenario 1

图8为混合储能系统参与多时间尺度协同调度时的运行结果,该方案下负荷匹配度为99.85%,而弃电率降至0.10%。该差异源于两类指标对储能调节特性的敏感性不同:负荷匹配度反映长周期供需一致性,方案1中抽水蓄能已实现较好的小时级负荷跟踪,使匹配度基值较高,电化学储能的边际改善受限;弃电率对短时尖峰功率过剩更为敏感,电化学储能可在15 min尺度快速吸收弃电电量。在新能源出力较高的时段,断面1中可以观察到电化学储能频繁参与功率调节,承担了新能源在短时间尺度内产生的功率波动,而抽水蓄能的功率变化相对平缓,主要维持稳定的运行状态。与图7相比,抽水蓄能在相邻时间步之间的大幅调整明显减少,表明部分短周期调节任务已由电化学储能分担。在断面3与断面4中,系统总出力曲线与受端负荷变化趋势保持高度一致,功率波动幅度明显收敛,未再出现方案2中的显著尖峰或深谷现象。在负荷变化相对平缓的时段,混合储能联合调节使系统运行状态更加稳定,图中未观察到明显弃电情况。

图8表明,通过在不同时间尺度上对调节任务进行合理分配,混合储能系统能够由电化学储能承

担高频、小幅功率调节,由抽水蓄能负责日前能量平衡,从而实现系统运行平稳性和新能源消纳能力的同步提升。

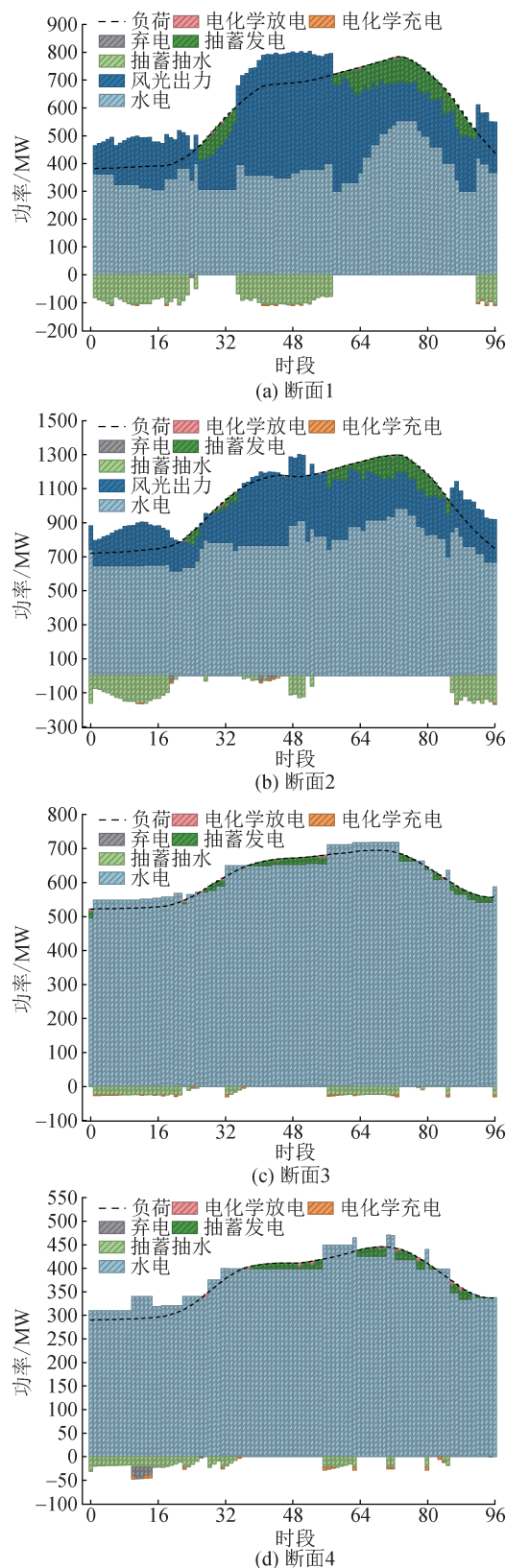


图8 方案3各断面日内运行图

Fig. 8 Intraday schedules of different grid interfaces for Scenario 3

4.4 不同配置方式抽蓄运行状态与对比

将本文所提混合储能情况下的抽水蓄能运行与已有研究中单一抽水蓄能运行状态进行对比,含有风、光的断面 1 对比结果如图 9、表 4 所示,具体分析如下。

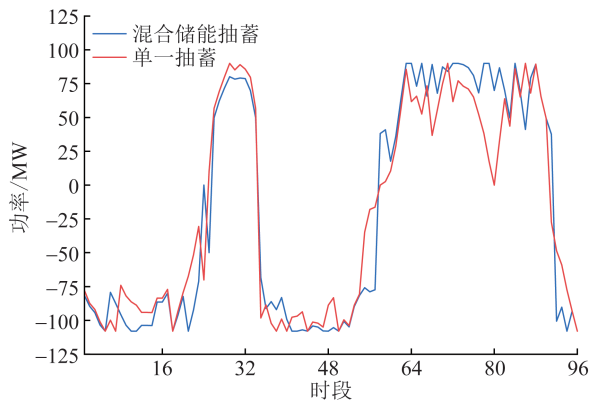


图 9 单一抽蓄与混合储能抽蓄对比图

Fig. 9 Comparison of standalone pumped storage and hybrid energy storage pumped storage

表 4 单一抽水蓄能和混合储能抽蓄充/放电对比
Table 4 Performance comparison of charging/discharging between pure pumped hydro energy storage and hybrid energy storage with pumped hydro

配置方式	充电功率 均值/MW	放电功率 均值/MW	充电功率 标准差/ MW	放电功率 标准差/ MW
单一抽蓄	-78.45	45.62	23.71	28.94
混合储能抽蓄	-90.32	64.58	16.85	21.37

抽水蓄能机组受机械特性限制,频繁大幅度调节易引发启停损耗增加、响应延迟加剧、调节精度下降等问题,而混合储能抽蓄通过电化学储能的快速响应特性,可有效优化这一弊端:从充电过程看,单一抽蓄工况下抽蓄机组的平均充电功率为-78.45 MW,充电功率标准差为 23.71 MW;在混合储能工况下,抽蓄机组平均充电功率增大至-90.32 MW,而充电功率标准差下降至 16.85 MW,较单一抽蓄工况降低约 28.9%。

结合图 9 可见,混合储能抽蓄工况下抽蓄机组在充电阶段的功率变化整体更加集中,其功率调节主要围绕一定区间平稳变化,表明部分随机性较强的小幅功率波动由电化学储能承担,从而降低了抽蓄机组的功率波动幅度与调节强度。

从放电过程看,单一抽蓄工况下抽蓄机组平均放电功率为 45.62 MW,放电功率标准差为 28.94 MW;而在混合储能抽蓄工况下,抽蓄机组平均放电功率提高至 64.58 MW,放电功率标准差下降至 21.37 MW,降幅约为 26.2%。混合储能下抽蓄充放

电功率均值高于单一抽蓄主要原因在于电化学储能分担短时高频调节任务,使抽蓄避免频繁偏离额定工况,更多运行于高效区,从而提升平均功率。其工程价值在于:1)抽蓄运行向高效区间集中,减少振动区穿越与低效调节,延长机组寿命;2)单位时间能量转移量增大,提高抽蓄资产利用率,系统净收益最优为 1 344.51 万元/天;3)抽蓄专注长周期大幅波动,弃电率降至 0.10%,负荷匹配度达 99.85%。该现象证明混合储能并非加重抽蓄负担,而是通过电化学储能分担短时波动,释放抽蓄的高效调节潜力。由图 9 可知,在放电阶段混合储能抽蓄工况下抽蓄机组输出功率整体更为平滑,极端功率波动出现频率有所降低,说明电化学储能在放电过程中发挥了缓冲与调节作用,使抽蓄机组主要承担相对平稳的功率输出任务。

4.5 不同风光渗透率对储能配置的影响

本章前 4 节基于典型算例验证了所提混合储能多时间尺度协同配置方法的有效性。上述算例采用固定的风光渗透率,但实际工程中,随着新能源装机规模的提升,不同风光渗透率场景下系统的最优配置结果可能存在显著差异。为全面评估所提方法的适应性,本节以断面 1 为例,保持其他参数不变,通过调整风电与光伏的总装机容量,设置 20.00%、39.47%(基准场景)、60.00% 及 80.00% 四种风光渗透率场景,探讨其对储能配置与弃电率的影响,具体结果如表 5 所示。

表 5 不同风光渗透率下断面 1 储能配置
Table 5 Energy storage configuration of section 1 under different wind-solar penetration rates

风光渗透率/%	抽蓄配置功率/ MW	电化学配置功率/ MW	弃电率/%
20.00	86	2.0	0.21
39.47	90	2.9	0.10
60.00	248	7.0	0.62
80.00	397	8.8	3.21

由表 5 可知,随着风光渗透率从 20% 提升至 80%,抽水蓄能配置功率由 86 MW 显著增加至 397 MW,电化学储能配置功率由 2.0 MW 提升至 8.8 MW,系统弃电率由 0.21% 上升至 3.21%。当风光渗透率不超过 40% 时,系统弃电率可控制在 0.1%,且抽蓄与电化学储能配置需求增长平缓,表明在该渗透率区间内,梯级水电与混合储能的协同调节能力能够充分消纳风光出力,系统的边际配置成本较低。值得说明的是,风光渗透率由 20% 升至 40% 时弃电率小幅下降,这是由于低渗透率下梯级水电受最小

出力与振动区约束限制了消纳能力,而适度提升风光渗透率可激活抽水蓄能调节空间,从而改善整体消纳效果。

当风光渗透率进一步增至 60% 时,抽蓄配置功率跃升至 248 MW,弃电率升至 0.62%。渗透率达 80% 时,抽蓄配置功率需求达到 397 MW,弃电率骤增至 3.21%。上述结果表明,高风光渗透率场景下,系统面临长周期、大幅度功率波动显著增强。然而,受限断面 1 外送通道的最大传输功率上限,即使抽蓄容量大幅增加,系统在部分时段仍无法将全部出力完全送出,导致弃电率随渗透率升高而急剧恶化。这一现象揭示了在断面输电约束下,抽蓄扩容对弃电率改善的边际效益递减。与此同时,电化学储能配置功率随渗透率提升而持续增加,但其额定功率仍保持在基地总出力的较低水平。在 39.47% 渗透率场景下,断面 1—4 电化学储能总配置功率为 21.6 MW,约占基地总装机容量的 0.38%;在 80% 渗透率场景下,电化学储能总配置功率增至约 51.8 MW,约占基地总装机容量的 0.30%。

4.6 不同弃电惩罚电价对储能配置的影响

弃电惩罚电价是本文日前优化模型目标函数中的关键经济参数,直接影响系统对弃风、弃光行为的容忍程度,进而影响储能容量配置结果。在基准场景基础上,本节设置三组弃电惩罚电价进行敏感性分析:500 元/MW、1000 元/MW(基准场景)、2000 元/MW。其他参数保持不变,采用本文所提模型求解,得到断面 1 的储能配置结果,如表 6 所示。

表 6 不同弃电惩罚电价下断面 1 储能配置结果
Table 6 Energy storage configuration results under different curtailment penalty prices

弃电电价/ (元/MW)	抽蓄配置功率/ MW	电化学储能配置功率/ MW	电化学储能容量/ MWh	弃电率/%	系统净收益/ (万元/天)
500	86	0.89	0.60	0.44	1 345.8
1000	90	2.90	4.41	0.10	1 344.5
2000	93	8.01	5.33	0.04	1 312.4

由表 6 可知,随弃电惩罚电价从 500 元/MW 增至 2000 元/MW,抽蓄功率从 86 MW 升至 93 MW,增幅仅为 8.1%;而电化学储能功率从 0.89 MW 增至 8.01 MW,电化学储能容量从 0.60 MWh 增至 5.33 MWh。弃电率从 0.44% 降至 0.04%,系统净收益从 1 345.8 万元/天降至 1 312.4 万元/天。

上述结果表明:电化学储能对弃电惩罚信号的灵敏度远高于抽水蓄能。当惩罚为 500 元/MW 时,系统容忍一定弃电,其弃电率为 0.44%,仅配置 0.89

MW 电化学储能应对极端短时波动;惩罚提高至 1000 元/MW 时,电化学储能功率跃升至 2.90 MW,弃电率大幅降至 0.10%;惩罚进一步提高至 2000 元/MW 时,电化学储能功率增至 8.01 MW,但弃电率仅再降 0.06 个百分点,边际消纳收益显著递减。抽蓄功率随惩罚升高而小幅增加,反映其在长周期能量平衡中的基础作用,但对惩罚信号的响应弹性有限。

此外,系统净收益随惩罚升高呈下降趋势,2000 元/MW 时较 500 元/MW 下降 33.4 万元/天。这表明,过高弃电惩罚虽能进一步压低弃电率,但电化学储能投资成本的增幅已超过弃电损失减幅,导致整体经济性下降。实际工程中应根据地区弃电考核要求与储能投资成本,合理选取惩罚参数,在消纳目标与经济性之间取得平衡。

5 结 论

本文研究了风-光-梯级水电系统的混合储能优化配置,提出了风-光-梯级水系统下混合式抽水蓄能与电化学储能的多时间尺度储能容量优化配置方法,并分析了其在降低系统弃电率和抽蓄调节幅度与提高储能利用率方面的效果。本文的主要结论如下:

1)提出了考虑精细化梯级水电模型的混合储能容量优化配置方法,通过精准刻画梯级水机组的出力上下限、爬坡约束及机组振动区间,克服了传统简化模型对水电调节能力表述模糊的局限。精细化模型可实现梯级水电与储能系统的深度协同,避免因水电约束的简化误判导致的储能配置冗余或调节能力不足。

2)建立了多时间尺度嵌套的混合储能容量优化配置框架,第一阶段以 1 h 为时间尺度开展日前优化配置,匹配长周期、大幅度的风-光-负荷波动,合理规划抽水蓄能的充放电容量分配;第二阶段以 15 min 为时间尺度实施日内优化配置,针对性补偿短周期、小幅度的高频波动,精准核定电化学储能容量需求。

3)提出了抽水蓄能与电化学储能协同的混合配置策略,避免两者竞争配置中电化学储能不参与配置的弊端。量化对比表明,本文方法相较于仅配置抽水蓄能的方案 1,弃电率由 0.14% 降至 0.10%,净收益增加 1.61 万元/天;相较于日前竞争配置的方案 2,弃电率由 0.30% 降至 0.10%,净收益增加 30.51 万元/天。验证了本文多时间尺度混合储能协同配置方法的有效性。

本文所提方法在典型风-光-梯级水基地中实现了日前-日内多时间尺度的混合储能协同配置,库容-水位拟合决定系数达 0.997 6,水头损失平方项相对误差为 0.062 5%,水电出力最大插值误差为 1.73%,

表明线性化精度满足工程要求。然而,方法的适用仍有一定前提:日内模型未计及风光预测的不确定性,此外,当梯级水电站级数较多或时间分辨率进一步细化时,模型规模将显著增大,可能导致求解效率下降。针对上述局限,未来研究可从以下方面展开:1)引入风光预测不确定性的随机优化或鲁棒优化方法,提升日内调度的适应性;2)探索超级电容与抽水蓄能的进一步融合,以更精细地匹配不同时间尺度的波动特征。

利益冲突声明(Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突

作者贡献声明(Authors' Contributions):

熊炜指导模型求解、算法与论文,吴飞赟提出整体框架、构建优化模型并撰写论文,梅宁提供论文数据,胡庆彬校核模型参数,刘颂凯指导模型、算法与论文,关宝阳参与图形绘制,丁水平进行数据分析。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

6 参考文献

- [1] 习近平主持召开中央财经委员会第九次会议[EB/OL]. [2021-03-15]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/15/content_5593154.htm.
- [2] 矫勇. “双碳”目标下大力推进水风光储一体化发展的现状与对策建议[J]. 中国水利, 2025(4): 1-6.
Jiao Yong. Current status and recommendations of promoting integrated development of water, wind, solar and storage energy under the “dual carbon” goal [J]. China Water Resources, 2025 (4): 1-6.
- [3] 李飞, 李咸善, 李振兴, 等. 基于梯级水电调节的多能联合发电系统短期优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 11-20.
Li Fei, Li Xianshan, Li Zhenxing, et al. Short-term optimal scheduling of multi-energy combined generation systems based on the regulation of cascade hydropower stations [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 11-20.
- [4] 李咸善, 杨拯, 李飞, 等. 基于梯级水电调节的风光水联盟与区域电网联合运行优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2234-2247.
Li Xianshan, Yang Zheng, Li Fei, et al. Optimization scheduling strategy for joint operation of wind-solar-water power alliance and regional power grid based on cascade hydropower regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2234-2247.
- [5] 李咸善, 卢嘉琛, 钟浩. 基于储能和水电调节的跨区风光水联合优化调度策略[J]. 三峡大学学报(自然科学版), 2024, 46(04): 85-95.
Li Xianshan, Lu Jiachen, Zhong Hao. Cross-region wind-solar-water joint optimal scheduling strategy based on energy storage and hydropower regulation [J]. Journal of China Three Gorges University (Natural Sciences), 2024, 46(04): 85-95.
- [6] Liu J, Zhang J W, Gong Z W, et al. Analytical dispatch strategies for pumped storage hydro: a conditional dynamic programming approach to discontinuous multi-period optimization problems [J]. Applied Energy, 2025, 383: 125255.
- [7] 张彬桥, 杨智舜, 陈庆松, 等. 电能-调频市场下梯级水风光储联合系统多目标优化调度[J]. 水力发电学报, 2025, 44(2): 50-62.
Zhang Binqiao, Yang Zhishun, Chen Qingsong, et al. Multi-objective optimal dispatch of cascade hydro-wind-solar-storage hybrid systems in power and frequency regulation market [J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2025, 44(2): 50-62.
- [8] 易瑞吉, 邹橙, 王新惠. 多布水电站水风光互补短期优化调度研究[J]. 中国农村水利水电, 2025(10): 208-211, 218.
Yi Ruiji, Zou Cheng, Wang Xinhui. The study on short-term optimal scheduling of the duobu hydropower station's hydro-wind-solar complementary systems [J]. China Rural Water and Hydropower, 2025(10): 208-211, 218.
- [9] 张国斌, 陈玥, 张佳辉, 等. 风-光-水-火-抽蓄联合发电系统日前优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2020, 41(8): 79-85.
Zhang Guobin, Chen Yue, Zhang Jiahui, et al. Research on optimization of day-ahead dispatching of wind power-photovoltaic-hydropower-thermal power-pumped storage combined power generation system [J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2020, 41(8): 79-85.
- [10] 于志辉, 赵志鹏, 王进, 等. 面向灵活调节与低碳经济运行的风光水火多源多目标短期调度[J]. 电网技术, 2025, 49(8): 3104-3115.
Yu Zhihui, Zhao Zhipeng, Wang Jin, et al. Short-term multi-objective scheduling of wind-solar-hydro-thermal multi-power for flexible adjustment and low-carbon economic operation [J]. Power System Technology, 2025, 49(8): 3104-3115.
- [11] 端木陈睿, 史林军, 蹇德平, 等. 计及多时间尺度的梯级水-风光互补基地储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 173-179.
Duanmu Chenrui, Shi Linjun, Jian Deping, et al. Optimization of energy storage capacity allocation in multi-time scales cascaded hydro-wind-solar base [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 173-179.
- [12] 南斌, 姜春娣, 董树锋, 等. 计及源荷不确定性的综合能源系统日前-日内协调优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3669-3680.
Nan Bin, Jiang Chundi, Dong Shufeng, et al. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of integrated energy system considering uncertainties in source and load [J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3669-3680.
- [13] 成楸语. 基于水风光多能互补的梯级储能调度研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2023.

- Cheng Qiuyu. Optimal operation of cascade energy storage systems based on hydro-wind-solar hybrid energy system[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2023.
- [14] 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: 119781.
- [15] 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.
- [16] Shi L J, Duanmu C, Wu F, et al. Optimal allocation of energy storage capacity for hydro-wind-solar multi-energy renewable energy system with nested multiple time scales [J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 446: 141357.
- [17] Lin M K, Shen J J, Guo X H, et al. Comparison of pumping station and electrochemical energy storage enhancement mode for hydro-wind-photovoltaic hybrid systems [J]. Energy, 2025, 315: 134362.
- [18] 张彦芝, 陈思捷, 郑林峰, 等. 含混合式抽蓄的风光水储一体化电站的配置与运行方法[J/OL]. 上海交通大学学报, 2026-07-01. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.429>.
- Zhang Yanzhi, Chen Sijie, Zheng Linfeng, et al. Capacity configuration and operation method of wind-solar-water-storage integrated power station based on hybrid pumped storage [J/OL]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2026-07-01. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.429>.
- [19] 范宏, 李婷, 严嘉鑫, 等. 基于按需比例分配机制的风光火氢多时间尺度协同规划[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 33-43.
- Fan Hong, Li Ting, Yan Jiaxin, et al. Multi-timescale coordinated planning for wind-photovoltaic-thermal-hydrogen based on a demand proportional allocation mechanism [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 33-43.
- [20] 薛欣志. 基于多时间尺度的水风光储一体化系统优化调度[D]. 郑州: 华北水利水电大学, 2024.
- Xue Xinzh. Optimal scheduling of integrated water, wind, energy and storage system based on multiple time scales[D]. Zhengzhou: North China University of Water Resources and Electric Power, 2024.
- [21] Xia S W, Ding Z H, Du T, et al. Multitime scale coordinated scheduling for the combined system of wind power, photovoltaic, thermal generator, hydro pumped storage, and batteries[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2020, 56(3): 2227-2237.
- [22] 张验科, 罗笙月, 卢垚键, 等. 风-光-混蓄长周期互补发电优化调度研究[J]. 水利水电科技进展, 2025, 45(4): 60-66.
- Zhang Yanke, Luo Shengyue, Lu Yaojian, et al. Research on optimal operation for long-term complementary power generation of wind-photovoltaic-hybrid storage system [J]. Advances in Science and Technology of Water Resources, 2025, 45(4): 60-66.
- [23] 李咸善, 胡家旗, 张远航, 等. 风光水储联合多时间尺度市场化运营调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(22): 8879-8892.
- Li Xianshan, Hu Jiaqi, Zhang Yuanhang, et al. Optimal scheduling strategy for joint operation of wind-solar-water-storage consortium participating in power market under multiple time scales [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(22): 8879-8892.
- [24] 叶林, 张步昇, 郭凯蕾, 等. 风火联合发电系统日前-日内两阶段协同优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2527-2539.
- Ye Lin, Zhang Busheng, Guo Kailei, et al. Optimal collaborative dispatching of wind-thermal combined power generation system in the day-ahead and intra-day stages [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2527-2539.
- [25] 黄旭, 龚腾炫, 艾学山, 等. 面向风光的梯级水电站日内序贯补偿优化调度研究[J]. 中国农村水利水电, 2025(7): 135-142, 152.
- Huang Kui, Gong Tengxuan, Ai Xueshan, et al. Research on intra-day sequential compensation optimal operation of cascade hydropower station facing wind and solar power [J]. China Rural Water and Hydropower, 2025(7): 135-142, 152.
- [26] 张时聪, 杨芯岩, 韩少锋, 等. 综合能源系统源-荷能量的多时间尺度预测[J]. 分布式能源, 2024, 9(4): 1-10.
- Zhang Shicong, Yang Xinyan, Han Shaofeng, et al. Multi-timescale prediction of source-load energy in integrated energy system [J]. Distributed Energy, 2024, 9(4): 1-10.
- [27] 王辉, 周珂锐, 吴作辉, 等. 含电转气和碳捕集耦合的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 214-226.
- Wang Hui, Zhou Kerui, Wu Zuohui, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy system coupling power-to-gas and carbon capture system [J]. Electric Power, 2024, 57(8): 214-226.
- [28] 吴艳娟, 张亦炫, 王云亮. 计及多重需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 21-32.
- Wu Yanjuan, Zhang Yixuan, Wang Yunliang. Multi-time scale low carbon operation integrated energy system considering multiple integrated demand responses [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 21-32.
- [29] 张政, 武新宇, 程春田, 等. 复杂约束下梯级水电站短期厂网协调多目标 MILP 模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(21): 197-205.
- Zhang Zheng, Wu Xinyu, Cheng Chuntian, et al. Multi-objective mixed-integer linear programming model for short-term coordination of power plants and power grid in cascaded hydropower station under complex constraints [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 197-205.
- [30] 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 Systems, 2023, 47(10): 66-75.
- [31] 段玉, 陈军, 刘震, 等. 面向新型电力系统动态分析的多时间尺度构网型储能系统仿真建模方法[J]. 广东电力, 2024, 37(12): 27-38.
- Duan Yu, Chen Jun, Liu Zhen, et al. Modelling of multi-time scale grid-forming energy storage systems for dynamic analysis of new power systems [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(12): 27-38.
- [32] 苏承国, 王沛霖, 武新宇, 等. 考虑机组组合的梯级水电站短期调峰MILP模型[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1883-1891.
- Su Chengguo, Wang Peilin, Wu Xinyu, et al. A compact MILP model for short-term peak shaving of cascaded hydropower plants considering unit commitment [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1883-1891.
- [33] Cheng C T, Wang J Y, Wu X Y. Hydro unit commitment with a head-sensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4842-4852.
- [34] Yuan W L, Wang X Q, Su C G, 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: 119996.
- [35] 陈长青, 李欣然, 张冰玉, 等. 基于多时间尺度的储能调峰调频协同控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 94-105.
- Chen Changqing, Li Xinran, Zhang Bingyu, et al. Energy storage peak and frequency modulation cooperative control strategy based on multi-time-scale [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 94-105.
- [36] 王奎, 余梦, 张海静, 等. 面向光伏消纳和冰蓄冷空调群低碳需求响应的新型配电系统多时间尺度优化策略[J]. 发电技术, 2025, 46(2): 284-295.
- Wang Kui, Yu Meng, Zhang Haijing, et al. Multi-time scale optimization strategy for new distribution system oriented to photovoltaic consumption and low carbon demand response of ice storage air conditioning groups [J]. Power Generation Technology, 2025, 46(2): 284-295.
-
- 收稿日期: 2026-05-11 修回日期: 2026-06-04
- 作者简介:**
- 熊伟(1980),男,博士,讲师,主要研究方向为电力系统运行与控制、梯级水电多能互补;
- 吴飞赞(2002),男,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为新能源电网与储能系统, E-mail: 1837669002@qq.com;
- 梅宁(1982),男,本科,高级工程师,主要从事电力系统运行与控制工作;
- 胡庆彬(2003),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源电网与储能系统;
- 刘颂凯(1990),男,博士,副教授,主要研究方向为电力系统运行与控制;
- 关宝阳(2003),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化调度;
- 丁水平(2003),男,硕士研究生,主要研究方向为多微网优化调度。
- (编辑 孙静琳)