

考虑水-电风险耦合的共享库容多时间尺度协同优化策略

周升¹, 彭里卓¹, 任娇蓉², 高强³, 杨莉¹, 林振智¹

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 国网浙江省电力有限公司宁波供电公司, 浙江省宁波市 315121;

3. 国网浙江省电力有限公司, 浙江省杭州市 310007)

摘要:近年来频发的极端天气加剧了水电富集型虚拟电厂(HEVPP)的水位控制和调度运行的风险。首先,为提升HEVPP多时间尺度的风险应对能力,提出一种考虑水-电风险耦合的HEVPP共享库容优化运行模型。其中,上层模型构建了考虑来水量不确定性的跨月滚动优化模型,将年度运行计划分解得到月末水位指导边界和月度电量计划;下层模型提出了基于备用容量联合机会约束的HEVPP整体风险刻画方法,构建了考虑水-电运行偏差的月内出力和备用模型,形成了考虑共享库容月末水位衔接的HEVPP双层优化模型,以应对滚动周期内潜在的水-电风险。然后,提出了基于风险分摊原则的下层模型月内共享库容备用联合机会约束转化方法,实现了HEVPP水-电运行约束的有效解耦。最后,以中国浙江省丽水市某HEVPP为例进行算例分析。结果表明,通过滚动优化HEVPP运行计划,能够有效应对多时间尺度的水-电耦合风险,所提备用容量分配方式能够提升内部各水电站的水位控制能力和经济效益。

关键词:水电富集型虚拟电厂; 共享库容; 多时间尺度; 滚动优化; 联合机会约束; 风险耦合; 风险分摊

0 引言

在“碳中和”要求与新型电力系统不断建设的背景下,流域水电应提高能源利用率并挖掘灵活性调节能力^[1]。相比于西南地区、长江中上游等大型水电基地,中国部分流域分布着数量众多的中小型库容式和径流式电站,同样具有可观的发电和调节潜能^[2]。随着虚拟电厂相关技术的成熟,流域分布式水电可以聚合为水电富集型虚拟电厂(hydropower enriched virtual power plant, HEVPP)进行联合调度^[3],通过统一协调流域水电站间共享库容的水能资源应对来水量的不确定性,以响应电网灵活性需求,提升整体运行效益。

目前,有关梯级水电站群的研究主要集中在运行效益分析、市场风险评估等方面。其中,文献[4]针对天气变化对入库流量和水流时滞的影响,构建了考虑出力裕度的日前市场下游水电站自调度投标策略,拓展了水电收益空间;文献[5]在现有市场框架和结算规则的背景下,构建了兼顾收益和风险的

月度发电计划模型,引导梯级水电规避电力市场价格风险;文献[6]采用风险价值理论量度梯级水电的收益和风险值,提高了市场交易组合的求解速率与精度;文献[7]构建了基于合作博弈理论的风光水虚拟电厂与配电公司协调调度模型,利用经典场景集合与共享库容空间平抑风光出力的波动性;文献[8]重点分析了梯级水电参与多元市场所面临的多种随机变量,提出了计及决策者风险偏好的梯级水电中期运行风险量度方法,使所得优化调度方案更符合实际情况。事实上,流域来水量有限的预测时长和精度以及降雨的丰平枯季节性衍变加剧了水能资源的优化难度^[9],尤其是近年来频发的持续高温、洪涝等极端天气导致HEVPP面临的水-电风险显著提升,单一时间尺度的调度模式缺乏对水电时空特性的综合考虑^[10]。为实现水能的全景最优利用,HEVPP需要及时更新来水量等预测信息和修正未来的运行计划^[11],通过制定考虑多时间尺度滚动优化的调度策略来规避潜在的运行风险。

与大型水电站相比,中小型水电站群具有水力联系更复杂、水位变化更显著、单机调节能力薄弱等特点,制定备用计划时需要关注库容的动态调控和备用容量的合理分配。文献[12]提出了基于风、水

收稿日期: 2024-07-17; 修回日期: 2024-12-27。

上网日期: 2025-02-11。

国家自然科学基金资助项目(U2166206);国网浙江省电力有限公司科技项目(B311NB23000C)。

季节性互补特性的月末库容留取方法,刻画了系统运行的跨时段互补能力与优化空间;文献[13]构建了考虑来水风险的水电跨年调度模型,通过优化年末预留水位平衡经济性与风险性;文献[14]提出了考虑备用资源与补偿容量多时间尺度耦合的日前备用计划优化方法,有效提高水电应对可再生能源出力波动的适应能力和风险管理能力。相比于传统水电站群调度,共享库容的备用容量联合优化在兼顾电力电量平衡需求的基础上,进一步考虑了水文安全。同时,以HEVPP的形式统筹管理共享库容能够充分发挥流域水电站群的调蓄作用,在保证各水电站水位安全的同时优化HEVPP整体经济性。

综上所述,为有效应对特殊事件造成的水-电运行风险,首先,本文构建了考虑共享库容跨时段水位衔接的HEVPP双层优化模型。其中,上层模型通过跨月滚动优化得到月末水位指导边界和月度电量计划;下层模型提出了基于备用容量联合机会约束的HEVPP整体风险刻画方法,并构建了考虑水-电运行偏差的月内出力和备用模型。然后,针对下层模型中备用容量联合机会约束难以求解的问题,提出了基于风险分摊原则的月内共享库容备用容量联合机会约束转化方法,实现了水-电风险的有效解耦。最后,以中国浙江省丽水市某HEVPP为例进行算例分析,验证了所提模型的有效性。

1 考虑共享库容耦合协调的HEVPP多时间尺度优化调度模型

水-电风险耦合是指由于受到水文、气候、社会因素等多方面的约束,HEVPP需要应对不同维度下相互耦合影响的水文安全风险和电力电量平衡风险^[15]。传统库群联合调度通常考虑中大型梯级水电站间的协同优化。然而,HEVPP所在流域中除了调节能力各异的库容式电站,还包含大量缺乏调控能力的径流式电站,流域水力关联和模型构建更为复杂。因此,需要说明的是,不同于传统的库群协同优化,本文所提共享库容更侧重于以HEVPP的形式,从全局统筹管理中小型水电资源,利用库容式水电站多时间尺度调节能力提升水文安全和运行效益。

对于HEVPP而言,共享库容蓄水量不仅反映当前流域河道水位控制安全和防洪抗旱风险应急能力,还表征对未来时段电能需求的支撑能力;电力电量计划的制定在综合考虑HEVPP多时间尺度运行特性的基础上,对汛前、汛末等关键时间节点的水位控制也提出了更高的要求。典型的水-电风险耦合

事件如表1所示。由于同一流域水电站群通过调节共享库容间的流量可以提升水能在时间和空间上的调度与共享能力^[16],本文基于现有调度方式和实际需求,提出了考虑流域共享库容协同的HEVPP多时间尺度运行模式,以有效应对不同时间尺度下的水-电风险。

表1 HEVPP典型水-电风险耦合事件及影响
Table 1 Typical events and effects of HEVPP hydro-electric risk coupling

典型事件	持续时间	水位控制风险	电力电量平衡风险
寒潮	日级至周级	水体结冰、水位波动 径流量减少	负荷激增 风、光出力骤减
洪涝	周级	水位急剧上升 溃坝隐患增加	光伏低出力 供电调节能力受限
泥石流	小时级	泥沙堆积 可用发电流量减少	设备损坏与停运
高温干旱	周级至月级	水位显著下降 发电流量不足	负荷增加 水电出力受限
极热无风	日级至周级	水体蒸发速度加快 可用发电流量减少	光伏效率降低 风电低出力
台风	日级至周级	水位急剧上升	光伏低出力 风电停机

如图1所示,本文以共享库容月末水位作为多时间尺度耦合运行的传递变量。上层跨月滚动优化模型基于年初签订的年度电量合同,滚动修正次月至年末的各月电力电量计划,并以当前滚动周期优化得到的月末库容水位边界指导下层模型的月内优化调度:HEVPP在第 $m-1$ 月月末,根据更新的参数信息对第 m 月至第12月的电力电量进行优化决策,并优化第 m 月月末共享库容水位作为下层月内运行的边界;在第 m 月月末更新下一滚动周期(即第 $m+1$ 月至第12月)的相关预测信息,并根据下层反馈的第 m 月实际情况修正电力电量计划,以此往复直到年度合同执行完毕。下层月内优化调度模型基于第 m 月降雨量和上层提供的共享库容月末指导水位制定第 m 月的月内调度计划,并将月末的实际库容水位返回至上层,作为下一滚动周期的初始库容信息。此外,上层模型备用计划传递到下层,下层模型重点研究了考虑水-电风险耦合影响下各个库容式电站备用容量优化方法^[17],确保在满足系统备用需求的前提下,提高HEVPP整体水位运行安全性。

1.1 HEVPP共享库容时空耦合特性

构建共享库容时空耦合特性有利于发挥小水电之间的水文和库容补偿能力,其中,有关共享库容经济效益与调节能力提升的研究可参考文献[3,17]。

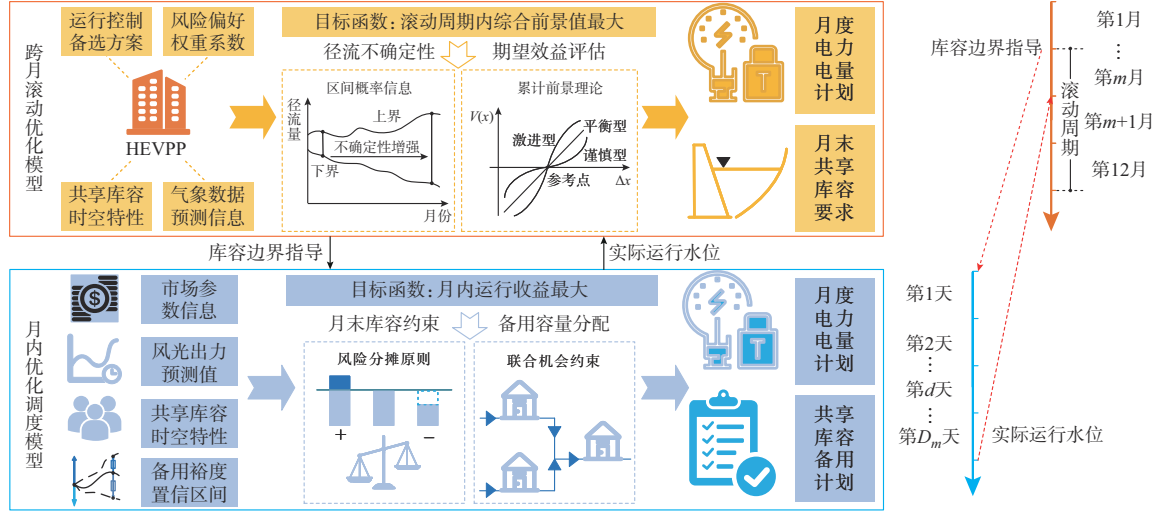


图1 HEVPP多时间尺度运行模式
Fig. 1 Multi-time-scale operation mode for HEVPP

本文流域拓扑关系采用 HEVPP 共享库容的时滞矩阵 F^d 和流量分配矩阵 F^a 表征^[17], 即

$$F^d = (f_{i,j}^d)_{N^h \times N^h} \quad (1)$$

$$F^a = (f_{i,j}^a)_{N^h \times N^h} \quad (2)$$

式中: N^h 为 HEVPP 内部水电站总数; $f_{i,j}^d$ 和 $f_{i,j}^a$ 分别为水电站 j 与水电站 i 之间的水流时滞大小和水分分配比例, 水从水电站 j 流向水电站 i 为正值, 反之为负值。HEVPP 中的水电站拓扑结构可分为级联型和并联型: 级联型电站分布于流域的上、下游, 上游水电站的出库流量直接影响下游水电站的入库流量, 即 $f_{i,j}^a \neq 0$; 并联型电站间无直接水力关联, 即 $f_{i,j}^a = 0$ 。

基于流域上下游之间的水流耦合物理关联, 水电站 i 在 t 时段的库容 $V_{i,t}$ 、接收的上游水电站下泄流量 $Q_{i,t}$ 、天然来水量 $I_{i,t}$ 和自身下泄流量 $q_{i,t}$ 间的关系可进一步表示为:

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + (Q_{i,t} + I_{i,t} - q_{i,t})\Delta t \quad \forall i \in H_1 \quad (3)$$

$$Q_{i,t} + I_{i,t} - q_{i,t} = 0 \quad \forall i \in H - H_1 \quad (4)$$

$$Q_{i,t} = \sum_{j \in H} \max(f_{i,j}^a, 0) q_{j,t-\tau_{i,j}} \quad \forall i \in H \quad (5)$$

$$\tau_{i,j} = \max(f_{i,j}^d, 0) \quad \forall i \in H \quad (6)$$

式中: H 为所有水电站集合; H_1 为库容式水电站集合; $H - H_1$ 为径流式水电站集合; Δt 为单位调度时长; $\tau_{i,j}$ 为水电站 j 下泄流量传递至水电站 i 的时滞时间。

根据水电转换关系, 水电站 i 在 t 时段的发电功率 $P_{i,t}^h$ 为:

$$q_{i,t} = h_{i,t} + r_{i,t} \quad (7)$$

$$P_{i,t}^h = A_i(V_{i,t} - V_{i,t-1}) + B_i h_{i,t} + C_i \quad (8)$$

式中: $h_{i,t}$ 和 $r_{i,t}$ 分别为水电站 i 在 t 时段的发电用水量和弃水量; A_i 、 B_i 和 C_i 为水电功率转换系数。

1.2 考虑来水量不确定性的上层跨月滚动优化模型

滚动周期内的天然来水量等预测信息会影响电力电量计划方案的效益评估与制定^[18]。为了反映决策者在考虑来水量不确定性时的有限理性和损失厌恶等心理因素, 本文采用累计前景理论中的综合前景值定量比较各方案的效益。

1.2.1 上层目标函数

流域来水量存在月度变化规律^[19]。滚动周期内气象预测信息和 HEVPP 历史运行数据形成 K 个典型场景组成的集合, 其中, 第 m 月场景 k 的发生概率为 $\rho_{k,m}$, 场景 k 下的收益为 $x_{k,m}$ ^[20]。HEVPP 跨月滚动优化目标 F_1 为最大化下一滚动周期综合前景值, F_1 与第 m 月的相对效益 $V_m(x_{k,m})$ 相关, 即

$$F_1 = \max \sum_{m=m_{\min}}^{12} V_m(x_{k,m}) \quad (9)$$

$$x_{k,m} = \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^T (\rho_{m,d,t}^{\text{CL}} P_{k,m,d,t}^{\text{CL}} + \rho_{m,d,t}^{\text{Res}} P_{k,m,d,t}^{\text{Res}}) \Delta t \quad (10)$$

式中: m_{\min} 为滚动周期的起始月份; D_m 为第 m 月的天数; T 为日调度时段数; $\rho_{m,d,t}^{\text{CL}}$ 、 $\rho_{m,d,t}^{\text{Res}}$ 、 $P_{k,m,d,t}^{\text{CL}}$ 和 $P_{k,m,d,t}^{\text{Res}}$ 分别为第 m 月第 d 天第 t 时段的中长期电量合同价格、备用容量价格、中长期合同发电功率和备用功率。假设 HEVPP 为价格接受者, 其决策变量仅为 $P_{k,m,d,t}^{\text{CL}}$ 和 $P_{k,m,d,t}^{\text{Res}}$ 。

根据累计前景理论^[21], 相对效益 $V_m(x_{k,m})$ 为:

$$V_m(x_{k,m}) = \pi_m^+ v_{k,m}^+ + \pi_m^- v_{k,m}^- \quad (11)$$

$$\begin{cases} v_{k,m}^+ = (x_{k,m} - x_m^R)^\alpha & x_{k,m} \geq x_m^R \\ v_{k,m}^- = -\lambda(x_m^R - x_{k,m})^\beta & x_{k,m} < x_m^R \end{cases} \quad (12)$$

$$\begin{cases} \pi_m^+ = \frac{p_m^\psi}{[p_m^\psi + (1-p_m)^\psi]^{\frac{1}{\psi}}} \\ \pi_m^- = \frac{p_m^\omega}{[p_m^\omega + (1-p_m)^\omega]^{\frac{1}{\omega}}} \end{cases} \quad (13)$$

式中： π_m^+ 和 π_m^- 分别为决策者对第 m 月出现收益或损失状态时的感知效益； $v_{k,m}^+$ 和 $v_{k,m}^-$ 分别为方案 k 在第 m 月收益和损失状态的价值效益； $\alpha(0 \leq \alpha \leq 1)$ 和 $\beta(0 \leq \beta \leq 1)$ 分别为HEVPP运行风险偏好和风险厌恶系数； $\lambda(\lambda > 1)$ 为风险敏感系数，数值越大代表相比于运行收益，决策者对运行损失感受到的效用值越敏感； p_m 为第 m 月的权重指数； ψ 和 ω 分别为收益偏好系数和风险规避系数； x_m^R 为第 m 月的收益标准参考点，有

$$x_m^R = \sum_{k=1}^K \rho_{k,m} x_{k,m} \quad (14)$$

1.2.2 上层约束条件

1) 中长期电量合同约束

中长期电量合同约束规定了HEVPP月发电量的上下限，且总发电量应满足年度电量合同：

$$E_{m,\min}^{\text{CL}} \leq \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^T P_{k,m,d,t}^{\text{CL}} \Delta t \leq E_{m,\max}^{\text{CL}} \quad (15)$$

$$\sum_{m=1}^{m_m-1} \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^T P_{k,m,d,t}^{\text{CL}*} \Delta t + \sum_{m=m_m}^{12} \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^T P_{k,m,d,t}^{\text{CL}} \Delta t = E_{\text{year}}^{\text{CL}} \quad (16)$$

式中： $E_{m,\max}^{\text{CL}}$ 、 $E_{m,\min}^{\text{CL}}$ 分别为第 m 月的中长期合同电路上、下限； $E_{\text{year}}^{\text{CL}}$ 为年度合同电量； $P_{k,m,d,t}^{\text{CL}*}$ 为方案 k 在第 m 月第 d 天 t 时段的实际发电功率。为简化变量书写，后文省略下标 k 、 m 和 d 。

2) HEVPP常规运行约束

式(17)为HEVPP的运行功率约束。由于HEVPP在参与电能市场的同时还要为备用市场预留容量，其内部各个水电站的出力特性约束如式(18)所示，式(19)一式(21)为具体的上、下备用约束。

$$P_t^{\text{CL}} = \sum_{i=1}^{N^h} P_{i,t}^{\text{E}} + P_t^{\text{ed}} - P_t^{\text{ec}} + P_t^{\text{s}} + P_t^{\text{w}} \quad (17)$$

$$P_i^{\text{h},\min} \leq P_{i,t}^{\text{E}} + u_i^{\text{Lu}} P_{i,t}^{\text{ResU}} - u_i^{\text{Ld}} P_{i,t}^{\text{ResD}} \leq P_i^{\text{h},\max} \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^{N^h} P_{i,t}^{\text{ResU}} = u_i^{\text{Lu}} P_t^{\text{ResU}} \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^{N^h} P_{i,t}^{\text{ResD}} = u_i^{\text{Ld}} P_t^{\text{ResD}} \quad (20)$$

$$u_i^{\text{Lu}} + u_i^{\text{Ld}} \leq 1 \quad (21)$$

式中： $P_{i,t}^{\text{E}}$ 为水电站 i 在 t 时段参与电能市场的功率； P_t^{ed} 、 P_t^{ec} 、 P_t^{s} 和 P_t^{w} 分别为HEVPP在 t 时段的储能放电功率、储能充电功率、光伏功率和风电功率； $P_i^{\text{h},\min}$ 和 $P_i^{\text{h},\max}$ 分别为水电站 i 的发电功率下限和上限； $P_{i,t}^{\text{ResU}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{ResD}}$ 分别为水电站 i 在 t 时段计划预留的上、下备用功率； u_i^{Lu} 和 u_i^{Ld} 分别为表示 t 时段HEVPP的上、下备用状态的0-1变量； P_t^{ResU} 和 P_t^{ResD} 分别为HEVPP在 t 时段的上、下备用功率。

水电站的爬坡约束和流量上下限约束如式(22)一式(25)所示。

$$P_{i,t}^{\text{h}} = P_{i,t}^{\text{E}} + \beta_{i,t}^{\text{Res}} (u_i^{\text{Lu}} P_{i,t}^{\text{ResU}} + u_i^{\text{Ld}} P_{i,t}^{\text{ResD}}) \quad (22)$$

$$|P_{i,t}^{\text{h}} - P_{i,t-1}^{\text{h}}| \leq \Delta P_{i,t}^{\text{h}} \quad (23)$$

$$q_i^{\min} \leq q_{i,t} \leq q_i^{\max} \quad (24)$$

$$0 \leq r_{i,t} \leq r_i^{\max} \quad (25)$$

式中： $\beta_{i,t}^{\text{Res}}$ 为水电站 i 在 t 时段的备用功率实际调用率； $\Delta P_{i,t}^{\text{h}}$ 为相邻时段出力变化上限； q_i^{\max} 、 q_i^{\min} 和 r_i^{\max} 分别为水电站 i 下泄流量上、下限和弃水流量上限。

光伏、风电和储能的常规运行约束详见附录A。

3) 年末水位约束

为方便起见，本文假设HEVPP各水电站 i 的年末运行水位 $V_{i,\text{end}}^{\text{year}}$ 和年初水位 $V_{i,\text{set}}^{\text{year}}$ 相同。值得指出的是，这一约束并非实际必须要满足的约束。

$$V_{i,\text{end}}^{\text{year}} = V_{i,\text{set}}^{\text{year}} \quad \forall i \in H_1 \quad (26)$$

1.3 考虑共享库容备用容量联合会约约束的下层月内优化模型

下层模型根据当月实际来水情况优化月内运行计划^[22]，并根据共享库容的水-电风险情况分配备用容量。1.3.1节具体介绍了考虑共享库容时空耦合特性的备用容量联合会约约束。

1.3.1 共享库容备用容量联合会约约束

HEVPP月内调度在优化水能利用效率的同时，还需要合理配置共享库容的备用容量。常规的单库电站通常采用等备用法、机会约束等方式设定备用容量，若仅以HEVPP整体备用容量作为优化变量，则忽视了内部各水电站的水位控制要求。当水电站个体备用不足时，不仅自身响应灵活性需求的能力下降，而且备用预留压力会随着水-电耦合关联传导至其他水电站；当个别水电站因水位控制风险造成严重的备用响应能力不足时，会造成HEVPP整体的备用支撑能力大幅削减，进而导致系统的备用风险激增。针对上述问题，本文采用联合会约约束平衡系统和个体之间的风险^[23]，在满足备用约束的前提下，挖掘共享库容的协同调控能力。

水电站 i 功率上限 P_i^{\max} 和 HEVPP 中 N^h 个水电站的功率上限之和 P_h^{\max} 的关系如式 (27) 所示。HEVPP 整体的上、下备用容量的联合机会约束如式 (28) 和式 (29) 所示, 各个水电站同时满足实际预留上(下)备用功率不小于计划预留上(下)备用功率与新能源预测偏差之和的概率不小于给定的置信度。具体而言, 式 (28) 和式 (29) 不等式左侧要求水电站 i 在 t 时段承担平抑部分 HEVPP 新能源波动的任务; 右侧要求 HEVPP 整体预留的备用功率不少于需求值的概率大于 $1 - R_{\text{HEVPP}}$ 。式 (30) 和式 (31) 表明, 水电站提供的上(下)备用受到自身出力和爬坡限制的共同约束。

$$P_h^{\max} = \sum_{i=1}^{N^h} P_i^{\max} \quad (27)$$

$$\Pr \left\{ P_{i,t}^{\text{ResU}^*} - \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} \delta_t^R \geq P_{i,t}^{\text{ResU}}, i = 1, 2, \dots, N^h \right\} \geq 1 - R_{\text{HEVPP}} \quad (28)$$

$$\Pr \left\{ P_{i,t}^{\text{ResD}^*} + \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} \delta_t^R \geq P_{i,t}^{\text{ResD}}, i = 1, 2, \dots, N^h \right\} \geq 1 - R_{\text{HEVPP}} \quad (29)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ResU}^*} \leq \min \{ P_i^{\max} - P_{i,t-1}, \Delta P_{i,t}^h \} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ResD}^*} \leq \min \{ P_{i,t-1} - P_i^{\min}, \Delta P_{i,t}^h \} \quad (31)$$

式中: $\Pr(\cdot)$ 表示满足备用容量预留需求的概率; $P_{i,t}^{\text{ResU}^*}$ 和 $P_{i,t}^{\text{ResD}^*}$ 分别为水电站 i 在 t 时段实际预留的上、下备用功率; δ_t^R 为 t 时段 HEVPP 内部新能源出力的预测误差; R_{HEVPP} 为 HEVPP 备用容量约束的风险水平; $P_{i,t-1}$ 为水电站 i 在 $t-1$ 时段的发电功率; P_i^{\min} 为水电站 i 的发电功率下限。

1.3.2 下层目标函数

下层模型的目标函数 F_2 为最大化运行总收益:

$$F_2 = \max \sum_{t=1}^T [E_t^l - C_t^l + \rho_t^{\text{Res}} (\rho_t^{\text{ResU}} P_t^{\text{ResU}} + \beta_t^{\text{ResD}} P_t^{\text{ResD}})] \Delta t \quad (32)$$

$$E_t^l = \rho_t^l \max \{ P_t^{\text{CL}^*} - P_t^{\text{CL}}, 0 \} \quad (33)$$

$$C_t^l = \rho_t^{\delta} \max \{ P_t^{\text{CL}} - P_t^{\text{CL}^*}, 0 \} \quad (34)$$

式中: E_t^l 和 C_t^l 分别为 t 时段月度合约电量的超额收益和缺额费用; ρ_t^l 和 ρ_t^{δ} 分别为 t 时段超额和缺额结算价格; ρ_t^{Res} 为备用市场在 t 时段的实际调用增发电量补偿价格; β_t^{ResU} 和 β_t^{ResD} 分别为 t 时段上、下备用的实际调用率。

1.3.3 下层约束条件

下层约束除式 (28) 一式 (32) 和常规运行约束以外, 还包括月内调度实际出力、月末共享库容和上层给出的指导计划不应偏差过大约束, 即

$$1 - \epsilon_p \leq \frac{\sum_{t=1}^T P_t^{\text{CL}^*}}{\sum_{t=1}^T P_t^{\text{CL}}} \leq 1 + \epsilon_p \quad (35)$$

$$1 - \epsilon_v \leq \frac{V_{i,\text{end}}^{m_{\text{mi}}}}{V_{i,\text{set}}^{m_{\text{mi}}}} \leq 1 + \epsilon_v \quad \forall i \in H_1 \quad (36)$$

式中: ϵ_p 和 ϵ_v 分别为 HEVPP 总发电量和各个有库容水电站水位的偏差阈值上限; $V_{i,\text{end}}^{m_{\text{mi}}}$ 和 $V_{i,\text{set}}^{m_{\text{mi}}}$ 分别为水电站 i 在第 m_{mi} 月月末的实际水位和上层模型给出的月末指导水位。

针对式 (28)、式 (29), 求解的关键在于如何考虑 1.3.1 节中流域水电站间的水电耦合关系, 将其转化为多个单维机会约束, 并确定每个单维机会约束的置信度^[24]。为此, 第 2 章进一步提出了基于风险分摊的联合机会约束求解方式。

2 基于风险分摊原则的月内共享库容备用联合机会约束转化方法

共享库容备用容量分配需要同时考虑水位控制的影响和备用响应能力的保障。在传统的联合机会约束处理方式中, 风险水平将会等权重分摊至每个单维机会约束^[25]。然而, HEVPP 水电站群具有单机灵活性调节能力差的特点, 且式 (1) 一式 (8) 所示的水力关联导致 HEVPP 的水-电风险紧密耦合, 若采用等权重分摊法, 则会忽略各水电站的实际水位控制差异, 容易发生备用容量受限事件。为此, 本文以水位偏离度刻画风险分摊原则中的风险水平, 将难以直接求解的联合机会约束近似转化为易于求解的确定性约束, 实现水-电风险的解耦。

水位偏离度是 HEVPP 管理中用于衡量月内各电站水位与月末理想水位之间偏离程度的重要指标, 以水位偏离度表征水电站个体的水位控制风险水平, 能够在满足联合机会约束式 (28)、式 (29) 对 HEVPP 整体要求的基础上, 充分考虑月末水位约束的影响。因此, 本文水-电风险解耦的核心在于利用水位偏离度转化联合机会约束, 确保各个水电站需要预留的备用容量和备用响应能力相匹配, 各水电站的运行风险水平尽可能均衡。

具体转化方法如下: HEVPP 联合机会约束风险水平分摊规则取决于各水电站月初调度时段开始时库容水位与月末水位约束的偏离度, 水电站 i 单维机会约束中所分摊的上、下备用风险水平 R_i^U 和 R_i^D 与其库容水位偏离度 η_i 相关^[26]。当运行水位高于月末期望时, 为提高消纳能力, 将减少该水电站上备用容量、增加下备用容量; 同理, 当运行水位低于月末期望时, 将增加该水电站上备用容量、减少下备

用容量。式(28)和式(29)可在置信度为0.95的范围内,转化为式(37)和式(38)^[27-30]。

$$\Pr\left\{P_{i,t}^{\text{ResU}*} - \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} \delta_i^{\text{R}} \geq P_{i,t}^{\text{ResU}}\right\} \geq 1 - R_i^{\text{U}} \quad i = 1, 2, \dots, N^{\text{h}} \quad (37)$$

$$\Pr\left\{P_{i,t}^{\text{ResD}*} - \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} \delta_i^{\text{R}} \geq P_{i,t}^{\text{ResD}}\right\} \geq 1 - R_i^{\text{D}} \quad i = 1, 2, \dots, N^{\text{h}} \quad (38)$$

$$R_i^{\text{U}} = \frac{R_{\text{HEVPP}}}{N^{\text{h}}} \left(1 + \frac{\eta_i - \frac{1}{N^{\text{h}}} \sum_{j=1}^{N^{\text{h}}} \eta_j}{\sum_{j=1}^{N^{\text{h}}} \eta_j} \right) \quad (39)$$

$$R_i^{\text{D}} = \frac{R_{\text{HEVPP}}}{N^{\text{h}}} \left(1 - \frac{\eta_i - \frac{1}{N^{\text{h}}} \sum_{j=1}^{N^{\text{h}}} \eta_j}{\sum_{j=1}^{N^{\text{h}}} \eta_j} \right) \quad (40)$$

$$\eta_i = \frac{\max_{1 \leq j \leq N^{\text{h}}} (\eta_j^*) - \eta_i^*}{\max_{1 \leq j \leq N^{\text{h}}} (\eta_j^*) - \min_{1 \leq j \leq N^{\text{h}}} (\eta_j^*)} \quad (41)$$

$$\eta_i^* = \frac{V_{i,\text{begin}}^{m_{\text{mi}}} - V_{i,\text{set}}^{m_{\text{mi}}}}{V_{i,\text{set}}^{m_{\text{mi}}}} \quad (42)$$

式中: η_i^* 为水电站*i*未标准化前的库容水位偏离度; $V_{i,\text{begin}}^{m_{\text{mi}}}$ 为水电站*i*在第*m_{mi}*月月初的水位。式(39)~式(42)利用标准化处理后的水位偏离度刻画不同水电站所承担的水位运行风险水平,以上层传递的月末库容为目标引导月内的水位调控,建立了月内备用预留方式和跨月水位衔接的耦合关系。

通过蒙特卡洛抽样模拟随机变量 δ_i^{R} 的分布函数*f*和反函数*f⁻¹*,最终可将式(28)和式(29)转化为确定性约束式(43)和式(44),以方便模型求解^[31]。

$$P_{i,t}^{\text{ResU}*} \geq P_{i,t}^{\text{ResU}} + \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} f^{-1}(1 - R_i^{\text{U}}) \quad i = 1, 2, \dots, N^{\text{h}} \quad (43)$$

$$P_{i,t}^{\text{ResD}*} \geq P_{i,t}^{\text{ResD}} - \frac{P_i^{\max}}{P_h^{\max}} f^{-1}(1 - R_i^{\text{D}}) \quad i = 1, 2, \dots, N^{\text{h}} \quad (44)$$

实现水-电风险解耦能够定量表征共享库容分配备用容量时的水位控制风险,进而通过动态调整月内备用容量的分配策略兼顾各个水电站的风险水平,避免短期水位控制偏离中长期指导边界,提升共享库容水位控制的均衡性。

3 算例分析

本文以浙江省丽水市某流域 HEVPP 进行算例

分析。算例采用2022年风光出力、降水和市场信息等历史数据,流域水电站拓扑关系等参数详见附录B。考虑到当前新型电力系统低碳转型的背景,本文假设HEVPP的运行决策为谨慎类型,根据社会心理学的试验标定^[32],取 $\alpha = \beta = 0.88$, $\lambda = 2.25$, $\phi = 0.61$, $\omega = 0.69$ 。由于上层跨月滚动模型和下层月内运行优化模型的时间尺度不同,各自的调度时段可根据实际情况进行选择。本文算例中,上层模型参考了现有电力中长期市场和水电交易文件,同时考虑浙江省实际的分时时段,以4h作为调度时段长度;下层模型以1h作为调度时段长度。算例基于Windows 11下的MATLAB R2022b进行求解,具体配置如下:求解器为Gurobi 9.5.2版本,处理器为12th Gen Intel Core i5-12500H,模型求解时间与滚动优化中剩余待优化的月份有关,年度计划的优化最长约为2h。此外,为提高模型求解的效率,还可以采用一些非参数的方法,如文献[33]所提的基于在线分布式优化的虚拟电厂运行方法。

3.1 HEVPP水-电滚动优化结果分析

算例研究了各个风险事件下的运行差异。图2展现了2022年1月和7月滚动优化对计划功率和实际功率的影响。在整体趋势上,受限于预测信息的精度与时长,虽年初预见到了上半年寒潮、梅雨等气象事件的发生和影响,但缺乏对下半年持续高温和台风等风险事件的精准预测。在2022年1月中旬至2月上旬的寒潮天气下,HEVPP遭遇水位下降、河道结冰等水流受阻问题,HEVPP出力骤减;炒茶季期间地区负荷增加,HEVPP运行出力也显著增加;梅雨季的主要特征为持续时间短但暴雨集中,为保证流域防洪需求,HEVPP在6月增加发电流量进行泄洪,但在汛期结束前,根据滚动更新的降水信息,为应对7月高温天气下的电力电量平衡风险,HEVPP在汛末进行了集中蓄水。根据历史信息和天气条件,炒茶季和梅雨季预测相对较准确,故年初具备提前制定针对性运行策略的条件。但是,7月至8月出现的持续极端高温天气影响了后续月份的运行方案,故1月和7月计划功率(黑色虚线和红色虚线)差异明显。为避免蓄水量极度紧缺并保证年度合同的正常执行,7月计划滚动更新后下半年丰水期的电量分配下降至207.6 GW·h,低于1月计划的214.9 GW·h;而随着台风等降雨轮次对蓄水的再次补充,下半年枯水期的电量分配提高至170.1 GW·h,高于1月计划的160.4 GW·h,具体如表2所示。

节假日引起的负荷变化和新能源出力不确定性从荷、源两侧引起了电量局部波动。图2中HEVPP出力在各个假期开始阶段出现了不同程度

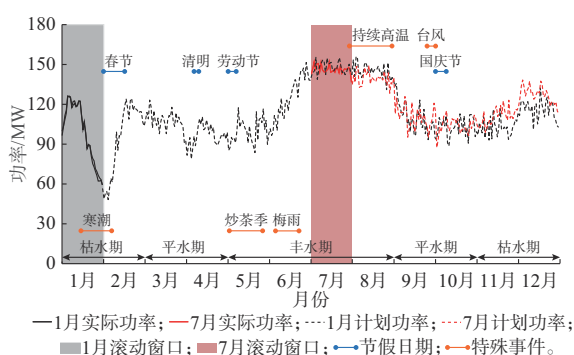


图2 HEVPP不同时段滚动计划对比
Fig. 2 Comparison of HEVPP rolling plans in different time periods

表2 不同滚动阶段对下半年电量分配情况
Table 2 Power distribution in the second half of the year in different rolling stages

滚动阶段	电量分配/(GW·h)		
	枯水期	平水期	丰水期
1月	160.4	156.0	214.9
7月	170.1	158.5	207.6

的削减,并于假期结束后显著提升。

图3展示了HEVPP蓄水量的年际变化过程,采用标幺值统一比较不同规模共享库容的蓄水量变化并简化计算过程。

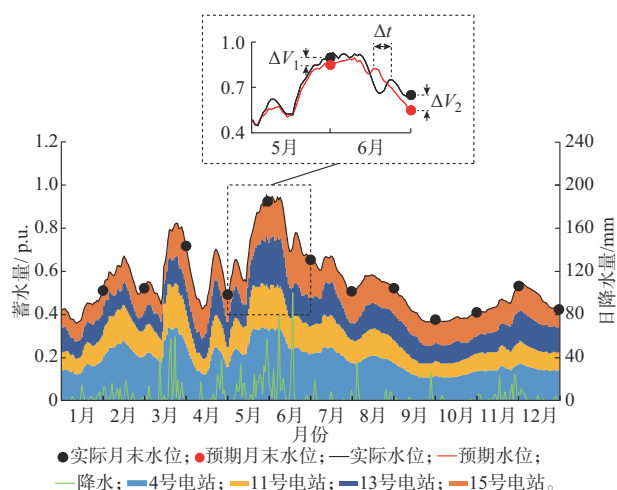


图3 HEVPP总蓄水量变化
Fig. 3 Changes of total storage capacity of HEVPP

由图3可知,全年超过80%的降水量集中在3月至9月。受降水季节性变化差异和特殊时间的水位调控要求影响,上半年蓄水量波动剧烈,其中,1月中旬HEVPP在寒潮前后通过下调和上调共享库容水位增加水体流动性,以降低结冰程度,其间水位单日最大波动幅度超过0.03 p.u.;为应对汛期的持续降雨过程,共享库容在4月中旬蓄水量大幅削减,于汛初泄水至0.44 p.u.,从而保留充裕的调蓄能力。

同理,在梅雨季节强降水正式开始前,水电站再次释放防洪压力并下调库容至汛限水位0.58 p.u.;随着丰水期径流的增加,HEVPP进入高水位、高功率运行状态,为保证下半年来水偏枯条件下的电力电量计划,共享库容在汛末时段集中蓄水至0.70 p.u.,通过对水量的时空优化分配支撑夏季持续高温场景下的水力需求;相比于丰水期,下半年平水期的运行计划更为稳定,水位变化稳定;枯水期蓄水量在11月中下旬降雨过程中得到补偿,并最终消落至年末约束水位。

图4进一步展示了4座水电站面对水-电运行风险时,如何通过协同调控策略降低整体和个体的风险水平过程。为直观呈现多时间尺度滚动优化中共享库容的协同调控过程,本文以5月至6月的共享库容蓄水量变化为例进行分析。由图3和表3可知,5、6月末的水位偏差 ΔV_1 和 ΔV_2 分别为4.76%和10.76%。5月降雨过程平缓,水位变化与计划过程接近,各水电站月末水位偏差较小;由于6月中旬发生的强降水迟于预计时间,计划水位和实际水位的波动存在时滞 Δt ,月末偏差显著大于5月的结果,其中,13号电站水位实际偏差变化最大,从5月末的1.62%增加至6月末的4.05%。共享库容间的大小关系和拓扑位置影响各水电站的任务分配,为了发挥共享库容在水位控制过程中的协同运行能力,HEVPP采取如图4所示的不同调控策略。

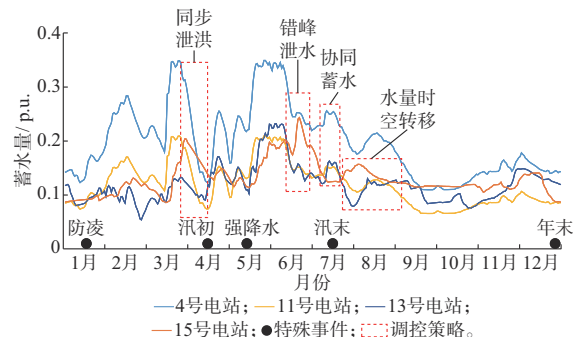


图4 共享库容蓄水量变化
Fig. 4 Changes of shared storage capacity

表3 4座水电站5月和6月月末水位实际偏差
Table 3 Actual deviation of water level at the end of May and June in 4 hydropower stations

月份	各水电站水位实际偏差/%			
	4号	11号	13号	15号
5月	1.05	1.18	1.62	0.91
6月	2.42	1.88	4.05	1.82

4号电站作为设计库容和额定功率最大的机组,在汛期重点承担防洪任务,汛初和其余水电站执行同步泄洪策略,蓄水量下调至54.8%;在非汛期保

障HEVPP整体蓄水量的稳定均衡,最低占比仍能达到29.5%。11号电站与4号电站的实际地理位置相接近且属于并联型关系,两者的蓄水量年际变化趋势相似,但由于11号电站的共享库容规模最小且下游的径流式水电站数量有限,其通常作为调蓄和发电调节能力的补充资源。13号和15号电站属于级联型关系并位于流域上游位置,为避免汛期集中泄水造成下游溃坝风险,二者分别于6月上旬和下旬有序执行错峰泄水方案;通过共享库容对水能的时空转移和再分配能够提高梯级电站的水位运行安全。例如,13号和15号电站的蓄水量在7月和8月用电高峰期呈现出互补特性,而为了保证平水期和枯水期下游径流式电站的调度计划稳定可控,15号电站对13号电站的下泄流量进行调节,以减少自身蓄水量波动。

滚动优化电力电量分配计划有利于HEVPP提前优化水库水量在不同月份的时序布局,保证在年度电量合同顺利执行的同时,提升HEVPP全时间周期的综合效益。

3.2 考虑水-电风险耦合的备用容量预留结果分析

表4和表5分别为不同方案下的备用容量预留方式和对应的运行结果。相比于方案1和方案2,本文所提方案4的HEVPP运行收益在丰水期分别提升了2.3%和1.3%,主要原因是通过联合机会约束配置备用容量发挥了库容式电站间互为备用支撑的协同互补能力。如图5所示,在 Δt_1 和 Δt_3 时段,方案4在保证系统备用需求的前提下,能够减少汛期因过度预留备用容量造成的资源浪费;而在 Δt_2 时段,方案4可根据实际需求配置更充裕的备用容量。具体而言,4号和13号电站承担主要的备用容量预留任务,11号和15号电站负责调节功能,进而充分挖掘共享库容的水电效益。而平水期和枯水期特殊时期的水位调控约束少,备用实际需求低于丰水期,故不同备用容量预留方式对HEVPP收益影响较小。方案3和方案4本质上都采用了联合机会约束,二者的收益差距进一步缩小,主要区别在于方案4考虑共享库容时空特性后能够优化水资源利用。例如,在16:00—20:00时段,方案4所需备用容量明显少于其余方案。

表4 备用容量预留方案
Table 4 Reservation schemes for reserve capacity

方案	备用容量分配方式	参数设置
1	等备用法	10%最大容量
2	单维机会约束	置信度0.95
3	联合机会约束	置信度0.95
4	考虑共享库容时空特性的联合机会约束	置信度0.95

表5 不同备用容量预留方案的结果对比
Table 5 Comparison of results of different reservation schemes for reserve capacity

备用容量预留方案	丰水期收益/万元	平水期收益/万元	枯水期收益/万元
方案1	2 385	1 859	1 566
方案2	2 410	1 867	1 562
方案3	2 427	1 861	1 568
方案4	2 441	1 865	1 571

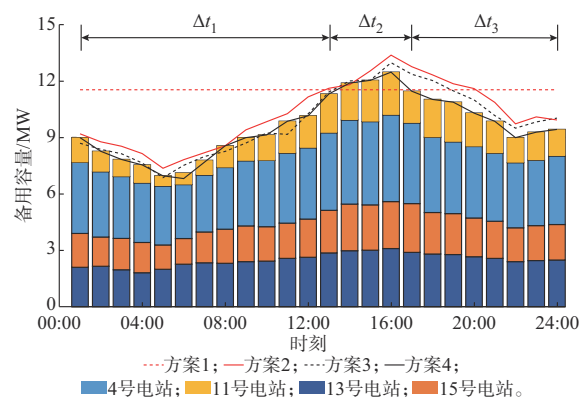


图5 丰水期典型日的备用预留结果
Fig. 5 Reserve results on typical days during wet season

将水位偏离度作为衡量风险水平的基准,能够提高实际运行过程中水位控制的稳定性。因此,表6进一步展示了丰水期各水电站的月末水位偏差。13号电站处于流域上游,水位波动直接受到径流变化影响,月末水位偏差在库容式电站中最大;15号电站处于流域下游,水流变化受到13号电站的调蓄控制后得到缓冲,偏差最小。HEVPP中小型电站的装机容量与库容蓄水量有限,水位变化受运行计划影响显著。因此,方案4通过考虑水电站的拓扑位置、设计参数以及水位状况等信息,能够有效降低中小型电站的月末水位偏差。

表6 各水电站丰水期月末水位平均偏差
Table 6 Average deviation of water level at the end of month in wet season of various hydropower stations

备用容量预留方案	各水电站水位平均偏差/%			
	4号	11号	13号	15号
方案1	4.53	4.29	6.72	3.16
方案2	3.88	3.34	5.58	3.07
方案3	3.73	2.45	4.10	2.11
方案4	2.91	1.62	3.29	1.56

本文所提以风险分摊原则配置备用容量的方式能够在不同来水条件下减少共享库容的水位波动,有利于实现月内调度运行和跨月滚动优化的有效衔接;此外,在丰水期能够提升HEVPP经济效益,实

现水能资源的高效利用。

4 结语

本文面向 HEVPP 提出了一种考虑水-电风险耦合的多时间尺度共享库容协同调控策略。为有效应对多时间尺度下的风险事件,本文构建了以流域共享库容月末水位为协调变量的 HEVPP 运行策略模型。其中,上层模型实现电力电量计划的跨月滚动更新;下层模型聚焦月内发电计划修正和备用容量分配。针对月内备用联合机会约束难以直接求解的问题,采用水位偏离度衡量水电站的备用预留风险水平,并进一步提出了基于风险分摊原则的共享库容备用联合机会约束转化方法,实现了水-电风险的解耦。算例结果表明,在多时间尺度运行方面,HEVPP 通过跨月滚动优化和月内经济运行能够调整电力电量计划,合理应对气象、径流等不确定性因素的影响,实现水能资源的时空优化分配;考虑共享库容时空耦合特性的备用预留方式,能够提升水位控制的稳定性。

本文暂未考虑电力现货市场对于 HEVPP 不同来水条件下运行效益和水位控制的影响,仅将小水电作为价格接受者。未来,将对小水电参与电力市场的调度策略进行深入研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 程春田. 碳中和下的水电角色重塑及其关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 29-36.
CHENG Chuntian. Function remolding of hydropower systems for carbon neutral and its key problems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 29-36.
- [2] YUAN W L, LIU Z, SU C G, et al. Photovoltaic capacity optimization of small and medium-sized hydro-photovoltaic hybrid energy systems considering multiple uncertainties[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 276: 124170.
- [3] 周升,王韵楚,谷炜,等. 考虑梅雨汛期防洪安全的水电富集型虚拟电厂优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(22): 108-117.
ZHOU Sheng, WANG Yunchu, GU Wei, et al. Optimal dispatch of hydropower-enriched virtual power plant considering flood control security during plum rainy flood season [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(22): 108-117.
- [4] 张粒子,刘方,许通,等. 多主体梯级水电参与日前市场下游电站自调度投标策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 27-33.
ZHANG Lizi, LIU Fang, XU Tong, et al. Self-scheduling bidding strategy for downstream station in day-ahead market with participation of multi-operator cascade hydropower stations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 27-33.
- [5] 李亚鹏,赵志鹏,于申,等. 计及风险的多尺度电力市场下梯级水电月度发电计划制定方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2525-2534.
LI Yapeng, ZHAO Zhipeng, YU Shen, et al. Risk constrained monthly generation scheduling of cascade hydropower plants in multiple time scale markets [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2525-2534.
- [6] 刘方,张粒子. 计及随机和风险因素的梯级水电调度交易优化模型和方法[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 870-878.
LIU Fang, ZHANG Lizi. Optimization model and method of cascade hydropower scheduling transaction considering stochastic and risk factors [J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 870-878.
- [7] 董文略,王群,杨莉. 含风光水的虚拟电厂与配电公司协调调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 75-81.
DONG Wenlue, WANG Qun, YANG Li. A coordinated dispatching model for a distribution utility and virtual power plants with wind/photovoltaic/hydro generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 75-81.
- [8] 卢佳,李刚,吴滇宁,等. 基于 IGDT 的梯级水电多元市场中期运行风险度量方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(19): 6581-6590.
LU Jia, LI Gang, WU Dianning, et al. IGDT-based medium-term operation risk measurement method for cascade hydropower stations under multi-market [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(19): 6581-6590.
- [9] 谢俊,段佳南. 基于合作博弈的风-光-水互补发电系统保证容量分配策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 79-88.
XIE Jun, DUAN Jianan. Firm generation capacity allocation strategy of wind-solar-hydro complementary generation system based on cooperative game [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 79-88.
- [10] 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.
- [11] 张劲,熊国江,邹晓松,等. 含风电和径流式小水电的多目标环境经济调度[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 38-45.
ZHANG Jin, XIONG Guojiang, ZOU Xiaosong, et al. Multi-objective economic-environmental dispatch for power system with wind power and small runoff hydropower [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 38-45.
- [12] 林戈壁,孙荣富,鲁宗相,等. 考虑中长期电量不确定性的可再生能源系统嵌套运行优化[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3272-3280.
LIN Yisha, SUN Rongfu, LU Zongxiang, et al. Medium-and long-term nested scheduling for renewable energy system considering electricity uncertainty [J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3272-3280.
- [13] 张粒子,杨阳. 考虑年末预留水位的全景梯级水电跨年随机调度策略及模型[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 79-86.
ZHANG Lizi, YANG Yang. Study on the strategy and model

- of the full scenario cascade hydropower biennial stochastic scheduling considering the end-year water level[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 79-86.
- [14] 谭颖,管霖.基于数据驱动信息间隙理论的风光水储聚合商多元市场竞争决策模型[J].电网技术,2024,48(3):979-991.
TAN Ying, GUAN Lin. A data-driven information gap theory based joint decision model for aggregator with wind-solar-hydro power and storage resources in multiple power markets [J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 979-991.
- [15] PEREIRA-CARDENAL S J, MADSEN H, ARNBJERG-NIELSEN K, et al. Assessing climate change impacts on the Iberian power system using a coupled water-power model [J]. Climatic Change, 2014, 126(3): 351-364.
- [16] 文云峰,甄玉萌,陆艺丹,等.碳中和目标下水电高占比电网研究框架与发展形态[J].电力系统自动化,2023,47(4):1-9.
WEN Yunfeng, ZHEN Yumeng, LU Yidan, et al. Research framework and evolution paradigm of power grid with high proportion of hydropower toward carbon neutrality target [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 1-9.
- [17] 陈雨鸽,陈昌铭,张思,等.考虑时空耦合的小水电富集型虚拟电厂优化调度策略[J].电力系统自动化,2022,46(18):90-98.
CHEN Yuge, CHEN Changming, ZHANG Si, et al. Optimal dispatching strategy of small hydropower enriched virtual power plant considering temporal-spatial coupling [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 90-98.
- [18] GAN L, HU Y Y, CHEN X Y, et al. Application and outlook of prospect theory applied to bounded rational power system economic decisions [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(3): 3227-3237.
- [19] 申建建,程春田,曹端,等.大规模水电消纳和调峰调度关键问题及研究进展[J].电力系统自动化,2018,42(11):174-183.
SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, CAO Rui, et al. Key issues and development in large-scale hydropower absorption and peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 174-183.
- [20] ILBAHAR E, KAHRAMAN C, CEBI S. Risk assessment of renewable energy investments: a modified failure mode and effect analysis based on prospect theory and intuitionistic fuzzy AHP[J]. Energy, 2022, 239: 121907.
- [21] BAKHTIARI H, ZHONG J, ALVAREZ M. Predicting the stochastic behavior of uncertainty sources in planning a stand-alone renewable energy-based microgrid using Metropolis-coupled Markov chain Monte Carlo simulation [J]. Applied Energy, 2021, 290: 116719.
- [22] ZHANG J T, CHENG C T, YU S, et al. Sharing hydropower flexibility in interconnected power systems: a case study for the China Southern power grid [J]. Applied Energy, 2021, 288: 116645.
- [23] PEÑA-ORDIERES A, MOLZAHN D K, ROALD L A, et al. DC optimal power flow with joint chance constraints [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(1): 147-158.
- [24] 李天然,薛禹胜, Q H WU, 等.通过风险分摊与迭代报价协调预防控制与紧急控制[J].电力系统自动化,2010,34(22): 13-17.
LI Tianran, XUE Yusheng, Q H WU, et al. Coordination of preventive control and emergency control by assigning risk cost and iterative bidding [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(22): 13-17.
- [25] ZHAO J L, ZHANG M Z, YU H, et al. An islanding partition method of active distribution networks based on chance-constrained programming [J]. Applied Energy, 2019, 242: 78-91.
- [26] 胡博,谢开贵,邵常政,等.双碳目标下新型电力系统风险评述:特征、指标及评估方法[J].电力系统自动化,2023,47(5): 1-15.
HU Bo, XIE Kaigui, SHAO Changzheng, et al. Commentary on risk of new power system under goals of carbon emission peak and carbon neutrality: characteristics, indices and assessment methods [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 1-15.
- [27] 孙艳,陈雁,莫东,等.基于风险分摊的多风电场机会约束机组组合求解方法[J].电网技术,2022,46(8):2996-3006.
SUN Yan, CHEN Yan, MO Dong, et al. Joint chance constrained unit commitment with wind farms based on risk sharing [J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2996-3006.
- [28] LI J H, LIN L C, XU Y F, et al. Probability efficient point method to solve joint chance-constrained unit commitment for multi-area power systems with renewable energy [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3): 2120-2133.
- [29] PRÉKOPA A. Sharp bounds on probabilities using linear programming [J]. Operations Research, 1990, 38(2): 227-239.
- [30] WU C T, KARGARIAN A, JEON H W. Data-driven nonparametric joint chance constraints for economic dispatch with renewable generation [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(6): 6537-6546.
- [31] 温世杨,余娟,代伟,等.考虑水电库容弹性的电力系统经济调度[J].电力系统自动化,2020,44(19):73-82.
WEN Shiyang, YU Juan, DAI Wei, et al. Economic dispatch of power system considering capacity flexibility of hydropower reservoir [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19): 73-82.
- [32] XU H L, ZHOU J, XU W. A decision-making rule for modeling travelers' route choice behavior based on cumulative prospect theory [J]. Transportation Research Part C: Emerging Technologies, 2011, 19(2): 218-228.
- [33] 范帅,何光宇,郑湘明,等.基于在线分布式优化的虚拟电厂自趋优运行方法研究[J].中国电机工程学报,2023,43(13): 4935-4950.
FAN Shuai, HE Guangyu, ZHENG Xiangming, et al. Research on online distributed optimization-based self-approaching optimization operation method of virtual power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(13): 4935-4950.

周升(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向:水电及新能源调度、电力系统优化运行。E-mail: zhousheng_ee@zju.edu.cn

彭里卓(2001—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统态势感知、电力系统优化运行。E-mail:3190106036@zju.edu.cn

任娇蓉(1981—),女,硕士,高级工程师,主要研究方向:电力系统规划。E-mail:ren-jiaorong@zj.sgcc.com.cn

杨莉(1974—),女,通信作者,博士,副教授,硕士生导师,主要研究方向:电力系统运行与规划、电力市场、电力经济。E-mail:eeyangli@zju.edu.cn

(编辑 章黎)

Multi-time-scale Collaborative Optimization Strategy for Shared Storage Capacity Considering Coupling of Hydro-Electric Risk

ZHOU Sheng¹, PENG Lizhuo¹, REN Jiaorong², GAO Qiang³, YANG Li¹, LIN Zhenzhi¹

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Ningbo Power Supply Company of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Ningbo 315121, China;

3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China)

Abstract: Frequent extreme weather events in recent years have increased the risk of water level control and capability operation in the hydropower enriched virtual power plant (HEVPP). First, to enhance the risk response ability of HEVPP on multiple time scales, an optimal operation model of HEVPP shared storage capacity considering the coupling of hydro-electric risk is proposed. Among them, the upper-layer model constructs a cross-month rolling optimization model considering the uncertainty of incoming water volume, decomposing the annual operation plan to obtain the end-of-month water level guidance boundary and monthly electricity plan. The lower-layer model proposes an overall risk description method for HEVPP based on the joint opportunity constraints of reserve capacity, constructs a monthly output and reserve model considering the deviation of hydro-electric operation, and forms a two-layer optimal model of HEVPP considering the end-of-month water level connection of shared storage capacity to deal with the potential hydro-electric risk during the rolling cycle. Then, based on the principle of risk sharing, a joint opportunity constraint transformation method for the monthly shared storage capacity in the lower-layer model is proposed, achieving the effective decoupling of HEVPP hydro-electric operation constraints. Finally, taking an HEVPP in Lishui City, Zhejiang Province, China as an example for numerical analysis. The results show that through rolling optimization of HEVPP operation plan, the multi-time-scale coupling of hydro-electric risk can be effectively dealt with, and the proposed reserve capacity allocation method can improve the water level control capability and economic benefits of each internal hydropower station.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. U2166206) and State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. (No. B311NB23000C).

Key words: hydropower enriched virtual power plant (HEVPP); shared storage capacity; multiple time scales; rolling optimization; joint opportunity constraint; risk coupling; risk sharing



附录 A

$$0 \leq P_t^s \leq P_t^{s, \max} \quad (\text{A1})$$

$$0 \leq P_t^w \leq P_t^{w, \max} \quad (\text{A2})$$

$$0 \leq P_t^{\text{ec}} \leq u_t^{\text{ec}} P^{\text{ec}, \max} \quad (\text{A3})$$

$$0 \leq P_t^{\text{ed}} \leq u_t^{\text{ed}} P^{\text{ed}, \max} \quad (\text{A4})$$

$$u_t^{\text{ec}} + u_t^{\text{ed}} \leq 1 \quad (\text{A5})$$

$$S_t^{\text{es}, \min} \leq S_t^{\text{es}} \leq S_t^{\text{es}, \max} \quad (\text{A6})$$

$$S_t^{\text{es}} = (1 - \eta^{\text{loss}}) S_{t-1}^{\text{es}} + \left(\eta^{\text{ec}} P_t^{\text{ec}} - \frac{P_t^{\text{ed}}}{\eta^{\text{ed}}} \right) \Delta t \quad (\text{A7})$$

式中: $P_t^{s, \max}$ 和 $P_t^{w, \max}$ 分别为光伏和风电在 t 时出力的上限; $P^{\text{ec}, \max}$ 和 $P^{\text{ed}, \max}$ 分别表示储能的最大充电和放电功率; u_t^{ec} 、 u_t^{ed} 和 S_t^{es} 分别为储能在 t 时的充电和放电 0-1 变量以及存储电量, 充电时 $u_t^{\text{ec}}=1$ 、 $u_t^{\text{ed}}=0$, 放电时 $u_t^{\text{ec}}=0$ 、 $u_t^{\text{ed}}=1$; $S_t^{\text{es}, \min}$ 和 $S_t^{\text{es}, \max}$ 分别为储能的电量下限和上限; η^{loss} 为自损耗系数; η^{ec} 和 η^{ed} 分别表示充电和放电效率。

——实际功率 - - - - - 计划功率 - - - - - 备用需求 ■ 上游电站功率 ■ 下游电站功率

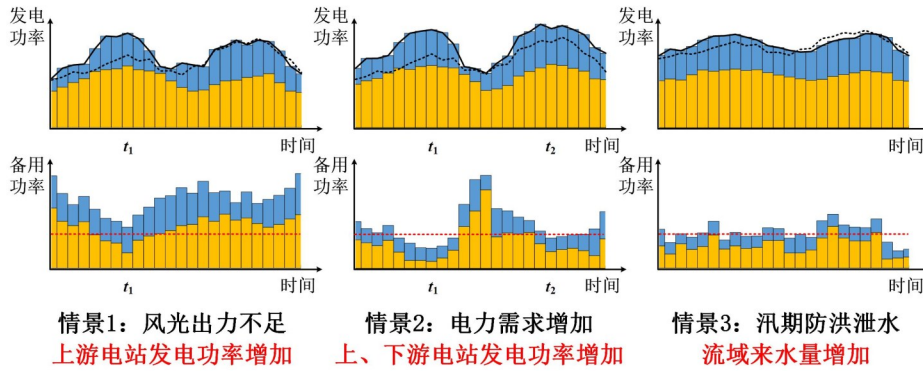


图 A1 水电站备用裕度受限的典型事件示意图

Fig. A1 Schematic diagram of typical events of limited reserve margin of hydropower station

为直观反映备用容量情况, 图中假设各时段备用需求不变。情景 1 中 t_1 时刻上游电站为弥补内部风光出力的缺额而短时提高发电功率, 由于下游电站备用容量充足, t_1 时刻满足系统的备用容量需求; 情景 2 中系统电力需求增加, HEVPP 为调整售电策略在原有计划出力的基础上提高上、下游电站的发电功率, 导致 t_1 和 t_2 时刻出现不同程度的备用容量欠缺状态; 情景 3 中汛期来水量激增, HEVPP 为保证防洪安全优先完成泄水任务, 流域电站基本处于满功率运行状态, 备用容量紧缺。

附录 B

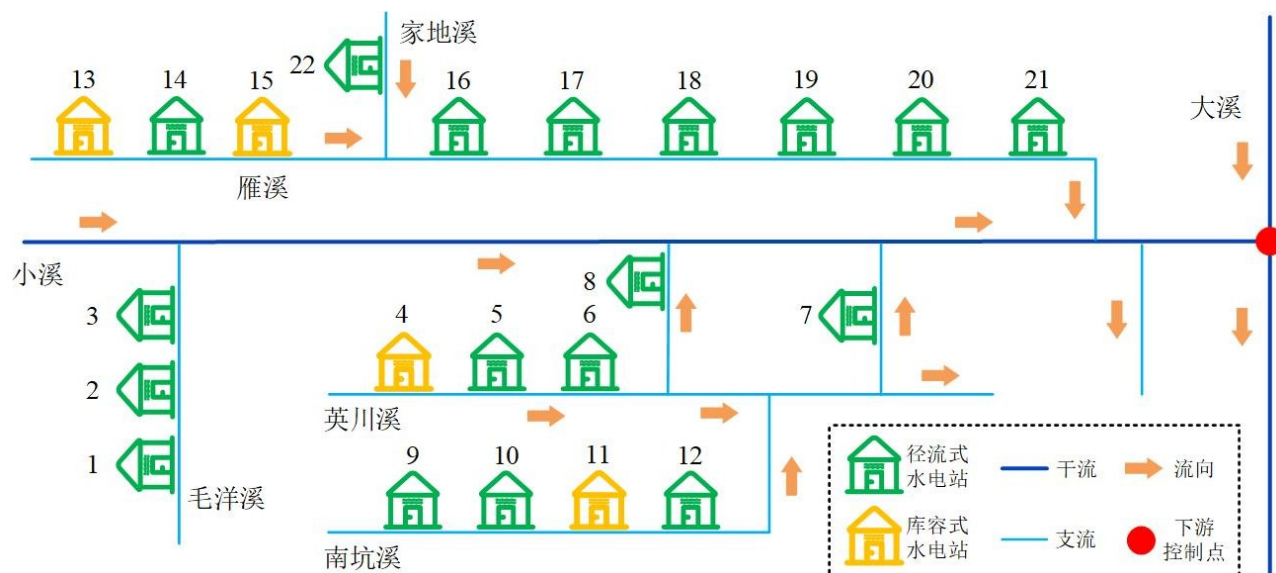


图 B1 浙江省丽水市景宁县流域水电拓扑

Fig. B1 Hydropower topology in Jingning County, Lishui City, Zhejiang Province, China

表 B1 水电站特性参数

Table B1 Characteristic parameters of hydropower stations

水电站编号	名称	类型	效率	装机/MW	汛期库容 下限/(10 ³ m ³)	汛期库容 上限/(10 ³ m ³)	额定蓄水位 库容/(10 ³ m ³)	最大爬坡功 率/MW
1	MY	径流式	0.84	6.4	0	0	0	4.22
2	YONGK	径流式	0.92	3.75	0	0	0	2.31
3	YINK	径流式	0.80	2.5	0	0	0	1.45
4	YC1	年调节	0.88	40	37 200	37 390	37 280	8.55
5	YANH	径流式	0.84	6.12	0	0	0	4.3
6	YC2	径流式	0.84	7.5	0	0	0	3.6
7	LST	径流式	0.88	2.4	0	0	0	2.4
8	LC	径流式	0.90	4.1	0	0	0	2.1
9	NKY1	径流式	0.92	3.2	0	0	0	1.8
10	NKY2	径流式	0.84	1.5	0	0	0	1.2
11	NKY3	季调节	0.84	8	493	520	500	3.8
12	HSP	径流式	0.78	0.4	0	0	0	0.4
13	SHANG1	月调节	0.88	19	21 405	21 600	21 510	4.6
14	SHB	径流式	0.84	2	0	0	0	0.8
15	SHANG2	周调节	0.88	10	21 600	21 790	21 680	3.2
16	JXK	径流式	0.86	2	0	0	0	1.45
17	SHANG3	径流式	0.86	1	0	0	0	1
18	SHANG4	径流式	0.88	1.5	0	0	0	1.2
19	SHANG5	径流式	0.90	2.52	0	0	0	1.5
20	SHANG6	径流式	0.82	3.2	0	0	0	1.5
21	JING	径流式	0.86	2.4	0	0	0	1.36
22	LTQ	径流式	0.84	6.4	0	0	0	2.15

表 B2 储能特性参数
Table B2 Energy storage characteristic parameters

参数	数值	参数	数值
$P^{ec, \max}$	40 MW	$S^{es, 0}$	40 MW·h
$P^{ed, \max}$	40 MW	η^{ec}	0.96
$S^{es, \max}$	200 MW·h	η^{ed}	0.96
$S^{es, \min}$	10 MW·h	η^{loss}	0.03

— 发电功率 水电功率 光伏功率 风电功率 储能充电 储能放电

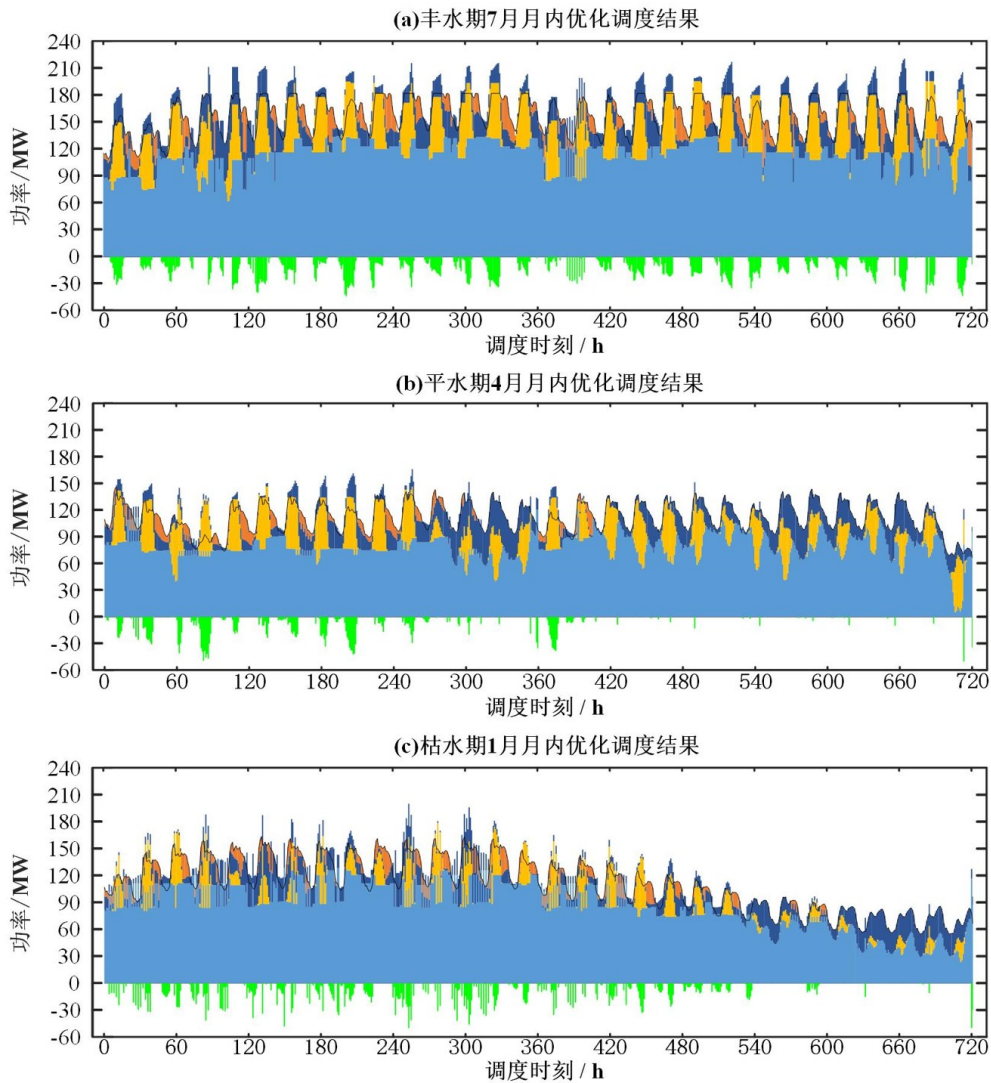


图 B2 不同来水条件下的月内优化调度结果
Fig. B2 Results of monthly optimal scheduling under different incoming water conditions

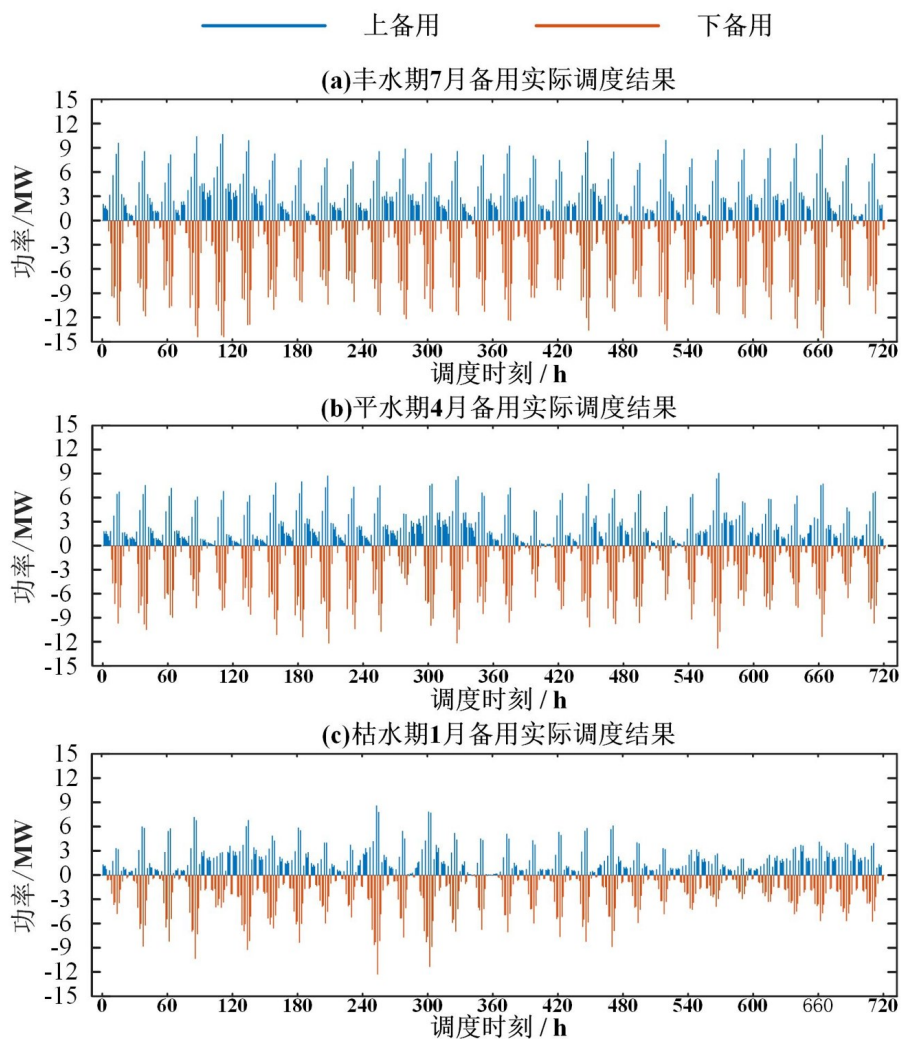


图 B3 HEVPP 备用容量实际调度结果
Fig. B3 Actual scheduling results of HEVPP reserve capacity