•河流保护与治理•
DOI:10.12454/j.jsuese.202400647
本刊网刊

兼顾水调–电调需求的梯级水光互补调度及影响分析

郑明芬[1],谭乔凤[1,2*],闻　昕[1,2],钱　骏[1]
(1.河海大学 水利水电学院,江苏 南京 210098;2.河海大学 水安全与水科学协同创新中心,江苏 南京 210098)

摘　要:为解决流域水资源管理体系愈发严格和新能源渗透率快速提升背景下流域水电水调、电调矛盾越发凸显的难题,本文提出了一种兼顾水调–电调需求的梯级水光互补调度方式,并系统评估了梯级水光互补调度的风险和效益。首先,以累积偏差耗水量量化水调需求,并耦合到日前–实时嵌套的梯级水光互补发电调度模型,以实现水调与电调需求的协调;然后,基于风险传导机制构建了涵盖梯级水电、光伏、水光互补系统多层级的互补调度综合风险评价指标,从系统互补特性出发,构建了涉及发电、效率等多类别的互补调度综合效益评价指标,为多能互补调度的影响分析提供依据。以龙羊峡、拉西瓦、恰龙光伏电站2021年运行数据开展实例验证,结果表明:水调–电调兼顾方式可将综合利用破坏次数从26降至2,最大综合利用破坏深度从325.25×10^4 m^3降至66.26×10^4 m^3,日均机组启停次数减少0.1,并大幅减少了龙羊峡电站的闸门操作,梯级电站弃水量减少29.41%;且龙羊峡高效率运行区占比增加6.50%。该调度模型可有效协调流域水调与电调矛盾,优化梯级水光互补系统运行状态,提升水资源利用效率与电站经济运行水平,可为复杂管控条件下梯级水光互补调度提供可推广的技术路径与参考依据。

关键词:水光互补调度;水力发电调度;水调–电调兼顾;影响分析
中图分类号:TV697.1　　**文献标志码:**A　　**文章编号:**2096-3246(2026)03-0111-12

在“双碳”目标指引下,中国将构建以风光新能源为主体的新型电力系统[1]。但因风光强烈的波动性和反调峰特性,大规模并网对电网安全稳定运行造成巨大威胁[2],面临严重弃电问题。将水电与风光新能源打捆外送和集中消纳,形成水风光储多能互补开发利用模式,是提升新能源消纳的创新手段[3]。

近年来,国内外诸多学者围绕多能互补调度开展了广泛的研究,主要关注发电效益[4–6]、调峰能力[7–8]、供电可靠性[9–10]、出力稳定性[10–11]等方面。如:Gong等[4]以混合系统发电量最大为目标构建了水光互补系统两阶段优化调度模型,提升了二滩水光互补系统的发电效益;Shen等[7]构建了以削减等效负荷峰值为目标的水风光多能互补日前调度模型,保证电力系统的调峰需求;Zhu等[10]采用系统平均容量因子与发电负荷率作为水光互补运行模型的目标函数,实现了电力系统的平稳输出。但当前研究多侧重于水资源利用效率提升或电力系统电能输出优化等单一的水调或电调目标,忽视了水调与电调之间紧密关联与相互影响,因此未能充分挖掘调度系统整体效益和潜力。随着流域水资源管理体系建设,流域防洪、航运、生态、供水等综合利用需求愈加强烈[12–13],同时高比例风光新能源规模化并网又给多能互补模式下水电带来了更高频次的调峰调频需求[14–15],梯级水电站的水调–电调矛盾越发凸显。因此,提出适应性的水调–电调策略是当前多能互补调度亟需解决的关键难题。

水库调度风险也是系统运行管理中的重要议题,众多学者在此领域开展了广泛研究,主要集中在风险因子识别[16–17]、风险损失量化[18–21]和多目标风险评价[22–24]等方面。如:Zhou等[16]将水文模型与梯级水库多尺度调度模型结合,识别出了影响梯级水库调度的关键风险因子;Wu等[18]引入发电风险率来量化多种发电调度风险事件的发生概率,评估了梯级水库短期发电调度的多重风险;Lu等[22]构建了一种考虑

收稿日期:2024 – 08 – 15　　**修回日期:**2024 – 11 – 02　　**网络出版日期:**2024 – 11 – 05
基金项目:国家自然科学基金面上项目(52479013;52079040);国家自然科学基金青年项目(51909063)
作者简介:郑明芬(2000—),女,硕士生. 研究方向:水利水电工程调度运行. E-mail:zmfnj2000@126.com
* **通信作者:**谭乔凤,教授,E-mail:qiaofengtan@126.com

多目标防洪的梯级水库系统风险评估模型，分析了上下游防洪风险的竞争权衡。但这些研究多局限于传统水文、水力风险，未能充分预见新能源并网带来的挑战。而在水风光多能互补调度、联合打捆外送的新背景下，水电站调度出现了如电网负荷突变[25−26]、风光功率波动[27−28]等新型风险因子。多维风险因子交织组合，并沿预报−调度−决策过程链动态演化和时空迁移，使现有风险评价和控制方法无法满足复杂水−能耦合系统需求，难以系统、全面地评价和控制梯级水电站调度决策全过程、各环节的风险。

因此，本文开展以下研究：1）提出了兼顾水调−电调需求的梯级水光互补调度方式；2）基于多能互补调度原理和风险传导机制，提出了涵盖多能互补调度综合风险和效益评价指标的影响分析方法。以黄河上游龙羊峡、拉西瓦、恰龙光伏电站为研究实例，验证了所提调度方式和影响分析方法的应用效果。

1 梯级水光互补调度模型

梯级水光互补系统不仅要满足外部的电网负荷需求，还要满足内部的新能源消纳需求、水库多重综合利用任务与运行边界。如何应对网侧负荷变动，源侧新能源出力的随机性、波动性、间歇性及预报不确定性，是梯级水光互补系统调度运行的核心难题[29]。对此，本文在日前尺度考虑电网调峰和新能源波动调节，在实时尺度考虑光伏的预报偏差调节需求，分别构建日前调峰调度模型和实时负荷追踪模型。

1.1 日前调峰调度模型

当前大多省份多以水、火为主要的调节性电源，在大规模新能源馈入的背景下，水、火电源的发电空间遭到大幅压缩，跟电网原始负荷相比，电网等效负荷曲线（原始负荷扣除风光发电后的剩余值）的峰谷特性发生显著变化，以2021年1月8日西北电网典型日负荷曲线为例，峰值和谷值发生明显位移，且峰谷差显著加大，如图1所示。截至2023年底，西北5省新能源装机占比高达51.10%，使电网等效负荷呈现出明显的“驼峰式”特点，电网调峰压力剧增。综合考虑网侧等效负荷波动、源侧光伏功率波动及流域综合利用等调度需求，以互补系统等效负荷剩余值的均方差最小为目标（式（1））构建日前调峰调度模型，旨在不削弱水电作为电力系统调峰角色的同时，促进新能源的高效消纳。

$$\min F_1=\sum_{t=1}^{N}\frac{1}{N}\left|P_t^{\mathrm{rest}}-\frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N}P_t^{\mathrm{rest}}\right| \tag{1}$$

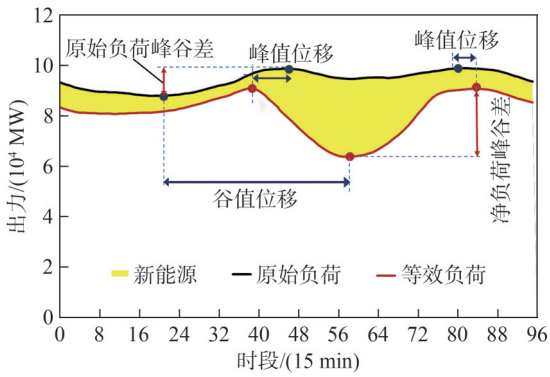


图1 西北电网典型日负荷曲线的峰谷特性（2021年1月8日）

Fig. 1 Peak and valley characteristics of the typical daily load curves of the Northwest Power Grid (January 8, 2021)

式中，F_1为调峰目标函数，t为时段序号，N为调度时段总数，P_t^{rest}为时段t考虑互补系统后电网等效负荷的剩余值。

模型除了满足水量平衡、库容上下限、日初末水位、流量上下限、机组出力、机组振动区、光伏出力及外送通道容量约束等[30]，还需满足为保证新能源大规模并网，电网调相需求的水电站开机台数约束，即最大、最小开机台数限制表达为：

$$M_{\min}^{\mathrm{on}}\le m_t^{\mathrm{on}}\le M_{\max}^{\mathrm{on}} \tag{2}$$

式中，m_t^{on}为时段t水电站的开机台数，$M_{\max}^{\mathrm{on}}$、$M_{\min}^{\mathrm{on}}$为水电站的最大、最小开机台数。

1.2 实时负荷追踪模型

多能互补模式下，水电、光伏被视为打捆电源组，共同执行电网下达的出力计划或实时负荷指令，如式（3）所示：

$$P_{\mathrm{z}}=P_{\mathrm{ph}}+P_{\mathrm{s}} \tag{3}$$

式中，P_{z}为互补系统出力要求（追踪日前计划或者实时负荷指令），P_{ph}、P_{s}分别为水电站和光伏电站的实发出力。

由于风光预测的不确定性，水电可利用灵活的调节性能补偿光伏预测偏差，通过“此消彼长”电力补偿，保证互补系统的供电可靠性。

对于下游有综合利用要求的水电站水库而言，系统既要追踪水光一体化发电计划，又要满足下游航运、供水、生态等综合利用所需的出库水量要求，是一个包含水调、电调需求的多目标问题。因此，本文首先提出水调、电调任务的量化指标，然后建立水调−电调兼顾的实时调度方式。

1）量化指标

一般而言，电调多以完成系统负荷指令及节水增发为目标，常以系统供电可靠性及电站耗水量、水库蓄能值等指标来衡量；水调多以满足上下游综合

利用需求为目标，常以水库出库的水量、变化速率及水库水位大小、变化速率等指标来评价。本文面向下游综合利用需求，选择以出库水量的累积偏差量 W_{pc}（后称为累积偏差耗水量）来评价水电站水调任务的执行情况。

$$W_{pc}=\sum_{t=1}^{N}(W_{out,t}-W_{jh,t}) \tag{4}$$

式中：$W_{out,t}$ 为电站在时段 t 的实际出库水量，是电站发电耗水量与弃水量之和；$W_{jh,t}$ 为电站在时段 t 为满足综合利用需求制定的计划出库水量（需求水量）。

2）调度模型

研究根据调度期内光伏出力的动态变化和水库出库计划，计算得到 W_{pc}，并提出建立一种水调–电调兼顾的水光互补实时调度方式模型，在尽可能满足互补系统发电计划的前提下，根据 W_{pc} 的状态灵活调整机组负荷分配和水库出库策略。

① $W_{pc}>0$，说明光伏实际偏小，需要水电增发电量，下游综合利用需求才能得到满足。此时，系统以节水增发为主要目的，以发电耗水量最少为目标追踪互补系统的负荷需求，同时辅以机组启停、穿越振动区等惩罚项来确保机组稳定运行。实时调度目标函数 F_2 为：

$$F_2=\min(W_{fd,t}+W_{cf,t}) \tag{5}$$

式中：$W_{fd,t}$ 为电站发电耗水量，如式（6）所示；$W_{cf,t}$ 为电站惩罚水量，包含机组穿振惩罚和机组启停惩罚两部分，如式（7）所示：

$$W_{fd,t}=\Delta t\cdot\sum_{t=1}^{N}\sum_{m=1}^{M}Q(N_{k,t,m},H_{k,t}) \tag{6}$$

$$W_{cf,t}=c_{1,t}W_{cz}+c_{2,t}W_{qt} \tag{7}$$

式（6）～（7）中，k 为电站序号；m 为机组序号；M 为机组总数；Δt 为单个计算期；$Q(N_{k,t,m},H_{k,t})$ 为第 k 个电站第 m 台机组分配出力 $N_{k,t,m}$ 在水头 $H_{k,t}$ 时的发电流量；$c_{1,t}$、$c_{2,t}$ 为电站穿越振动区和启停机组的次数；W_{cz}、W_{qt} 为单次穿越振动区和启停的惩罚耗水量。

② $W_{pc}\le 0$，说明光伏实际偏大，需要水电减发电量，否则，下游综合利用需求难以得到满足。此时，系统以满足下游综合利用需求为主要目的，以 W_{pc} 最少为目标追踪互补系统的负荷需求，保证电站出库水量不小于需求水量。为避免闸门频繁运用，出库水量优先通过机组放至下游，若其水量超出机组发电引用能力，则超出部分通过动用闸门下泄，以确保下游综合利用需求得以满足。此时实时调度目标为：

$$F_2=\min W_{pc} \tag{8}$$

除满足日前调度的所有约束之外，实时负荷追踪模型还需满足负荷平衡约束（式（3））。

2　水光互补调度风险、效益评价指标

2.1　风险评价指标

根据多能互补调度原理，水电可利用其灵活的调节性能补偿风光出力波动及预测偏差，追踪电网实时变动负荷需求。因此，梯级水光互补系统在面临水、光、荷等多维扰动时，既可依托电力联系实现负荷转移和风险共担，也可通过水力联系实现联合调度和风险转移。但不同的风险源在传导过程中会耦合叠加，若其超出载体的风险阈值，即在特定条件下可承受的最大风险水平，将引发风险事件。例如：库水位持续超越上限可能引发漫坝风险，水位波动频繁越限可能危及周边山体稳定，增加防洪失事风险；水库供水流量低于需求供水量将导致供水短缺；水电站机组、闸门等频繁处于不利运行工况也将威胁设备的安全稳定运行。受水电系统运行约束限制，若风险难以由梯级水电系统承载则会引发光伏电站弃光、电力需求侧缺电等风险事件。

考虑互补系统整体与各部分的风险传递特点及响应指标的不同，研究面向电源侧的梯级水电系统和光伏系统及面向电网侧的水光互补系统 3 个层级以构建综合风险评价指标体系，其中：梯级水电系统的评价指标聚焦于评估流域、水库及设备的运行风险；光伏系统的评价指标侧重于评估新能源消纳水平；水光互补系统的评价指标侧重于评估电力系统的供电可靠性，具体见表 1。各风险指标与系统风险均表征为正相关关系（“+”），指标的值越大，系统面临的风险就越高。

值得注意的是，受水量平衡约束，梯级水库各项风险会相互转化。例如，表 1 中水位越限（越上/下限范围和波动范围）风险可与流域弃水、机组和闸门操作等风险相互转化。因水位/下泄流量越限对水库安全稳定运行威胁极大，将下泄流量上下限、水位上下限和波动范围要求作为调度模型的硬约束，重点评估水电弃水、不利运行工况及系统发电不足等其他风险。

2.2　效益评价指标

水光互补模式下，水电站频繁调整出力以平抑风光波动，有可能会降低自身的发电效益，并造成其处于不利工况（低效率区、穿越振动区等）运行，使水能利用效率降低。为精细评估互补前后系统整体与内部各电源的发电分布规律，考虑各电源的电价差异，从发电量与发电收益两方面提出发电效益的评价指标。同时，从耗水率、机组高效运行区占比两个指标精细评估多能互补模式下水电的水能利用效率。系统效益评价指标如表 2 所示。表 2 中，“–”为负相关关系。

表 1 梯级水光互补系统风险评价指标

Tab. 1 Risk evaluation indexes of cascaded Hydro–PV complementary system

评价对象	评价指标	计算方法	相关性
梯级水电系统	综合利用破坏次数	电站出库水量小于满足综合利用任务的需求水量的次数	+
	综合利用破坏深度/m^3	未达到综合利用需求时的出库水量与需求水量的偏差值	+
	流域弃水量/(10^8 m^3)	电站弃水量的总和	+
	水位越限率/%	水位超出阈值的时段数占总时段数的比例	+
	下泄流量越限率/%	下泄流量超出阈值的时段数占总时段数的比例	+
	机组启停次数	机组开机和关机的次数	+
	机组穿越振动区次数	为规避禁止运行区机组在不同效率运行区转换的次数	+
	闸门操作次数	闸门因弃水而导致开度变化的次数	+
光伏系统	弃光率/%	受外送通道容量限制而损失的光伏出力与光伏总出力的比值	+
	弃光量/(10^8 kW·h)	损失光伏电量的总和	+
水光互补系统	失负荷率/%	未达到负荷需求的时段数占总时段数的比例	+
	最大负荷缺失深度/MW	未达到负荷需求时的出力与需求负荷的最大偏差值	+
	累积缺失负荷时长/h	未达到负荷需求的评价时段总和	+
	累积缺失电量/(10^8 kW·h)	未达到负荷需求的发电量缺额之和	+

表 2 梯级水光互补系统效益评价指标

Tab. 2 Benefits evaluation indexes of cascaded Hydro–PV complementary system

评价对象	评价指标	计算方法	相关性
发电效益	梯级水电发电量/(10^8 kW·h)	各水电站上网电量之和	+
	光伏发电量/(10^8 kW·h)	光伏电站上网电量之和	+
	互补系统发电量/(10^8 kW·h)	梯级水电与光伏发电量之和	+
	梯级水电发电收益/亿元	水电发电量与上网电价乘积之和	+
	光伏发电收益/亿元	光伏发电量与上网电价乘积之和	+
	互补系统发电收益/亿元	梯级水电与光伏发电效益之和	+
效率效益	耗水率/(m^3·kW^{-1}·h^{-1})	电站发电水量与发电量的比值	−
	机组高效运行区占比/%	机组出力位于高效运行区的时段数与带负荷时段数的比值	+

3 实例研究

3.1 研究区域与数据

黄河上游水电基地已建成23座梯级水电站，总装机达到1 411×10^4 MW，其中，龙羊峡、拉西瓦水电站为骨干电站，既承担西北电网主要的调峰调频和事故备用等重要任务，也承担黄河流域防洪、防凌、灌溉、供水等综合用水任务。随着经济社会发展，沿黄地区的综合用水要求越发严苛，根据《黄河水量调度条例》，黄河上游梯级电站（龙羊峡–青铜峡段）的运用目标从以发电为主，转变为以防洪、防凌、灌溉、供水等综合利用为主，兼顾发电。加之龙羊峡水光互补（全国首座）工程建成，光伏的加入打破了黄河上游电站原有的调度原则，使龙羊峡从原本的“以水定电”模式向“以水定电”与“以电定水”双耦合模式转变，加剧了黄河上游梯级电站水调与电调的矛盾。为保障黄河上游梯级电站的综合利用需求，水光一体化的调度方案不改变龙羊峡月水量调度计划，仅优化日内调度过程，以减缓多能互补模式下水调与电调的冲突。龙羊峡水电站2021年月水量调度计划见表3。

表 3 龙羊峡水电站2021年月水量调度计划

Tab. 3 Monthly water dispatch plan of Longyangxia Hydropower Station in 2021

月份	出库流量/(m^3·s^{-1})	月份	出库流量/(m^3·s^{-1})
1	570	7	800
2	490	8	800
3	530	9	800
4	1 000	10	860
5	900	11	810
6	550	12	630

本研究聚焦黄河上游流域龙羊峡、拉西瓦、恰龙光伏电站，主要运行参数如表4所示，其中，恰龙光伏电站与龙羊峡电站共享外送通道。

以2021年西北电网负荷、西北全网新能源出力、龙羊峡和拉西瓦入库径流及恰龙光伏电站预测、实测功率等数据开展研究，时间颗粒度分别为15、15、60、15、15 min。

表 4　3个电站主要运行参数

Tab. 4　Main operating parameters of three power stations

电站	装机容量/MW	每台装机组成/MW	机组过流能力/($m^3 \cdot s^{-1}$)	正常蓄水位/m	死水位/m	兴利库容/(10^8 m^3)	调节能力
龙羊峡	1 280	320(共4台)	272.5	2 600	2 580	247.00	多年
拉西瓦	4 200	700(共6台)	352.0	2 452	2 450	10.79	日
恰龙光伏	850						

3.2　研究案例

通过模拟纯水电调度、水调–电调兼顾、重水调、重电调4种方案的梯级水光系统运行过程来评估系统的全年调度效果。因恰龙光伏与龙羊峡电站共享外送通道，故互补运行时仅考虑龙羊峡与光伏的互补，方案设置如下：

1)方案1，纯水电调度。不考虑水光互补，龙羊峡、拉西瓦分别采用日前调峰调度模型独立制定并执行发电计划。

2)方案2，水调–电调兼顾。考虑水光互补(互补运行)，在日前尺度，龙羊峡、拉西瓦与光伏采用日前调峰调度模型制定互补系统发电计划；在实时尺度，龙羊峡和拉西瓦利用实时负荷追踪模型，通过累计偏差耗水量指标，以偏差耗水量最小与发电耗水量最小的复合目标追踪电站负荷变化。

3)方案3，重水调。互补运行，日前尺度同方案2，实时尺度重点考虑下游综合利用需求，龙羊峡和拉西瓦利用实时负荷追踪模型，在下泄流量满足需求水量的前提下，以偏差耗水量最小为目标追踪电站负荷变化。

4)方案4，重电调。互补运行，日前尺度同方案2，实时尺度重点考虑水能经济利用，龙羊峡和拉西瓦利用实时负荷追踪模型，不考虑需求水量的调度过程，以发电耗水量最小为目标追踪电站负荷变化。

3.3　结果分析

通过4种调度方案模拟梯级水光系统运行过程，评估梯级水光互补系统风险和效益。其中，为更好地比较能源利用情况，纯水电调度方案中光伏将利用龙羊峡剩余输送通道送出，若无法外送则弃光。

3.3.1　效益分析

1) 发电效益

本文统计了水光系统年发电效益评价指标，见表5。由表5可知，相较于纯水电调度，水调–电调兼顾方案发电量增加了 13.50×10^8 kW·h，发电收益增加了3.12亿元。图2给出了3月20日互补系统的调峰效果及出力过程，进一步揭示其内在机理。从图2可以看出，水电与光伏通过此消彼长的出力配合，使水光系统能够更好地适应负荷需求和输电通道限制，从而提升资源的利用率。由表5进一步对比看出，与重水调方案相比，水调–电调兼顾与重电调方案的发电量分别增加 0.81×10^8、1.19×10^8 kW·h，发电收益分别增加0.18、0.39亿元。究其原因，重水调、水调–电调兼顾、重电调3种方案的电站实际耗水量依次减小，通过日前–实时嵌套调度，可将节省的水量用于抬升水库水位，进而增大系统发电量。但耗水量减少对系统发电量的增幅，仅为水光互补后发电量增幅的6%。由此可见，在日前尺度制定发电计划时，协调水光出力避免通道竞争是系统发电效益提升的关键。

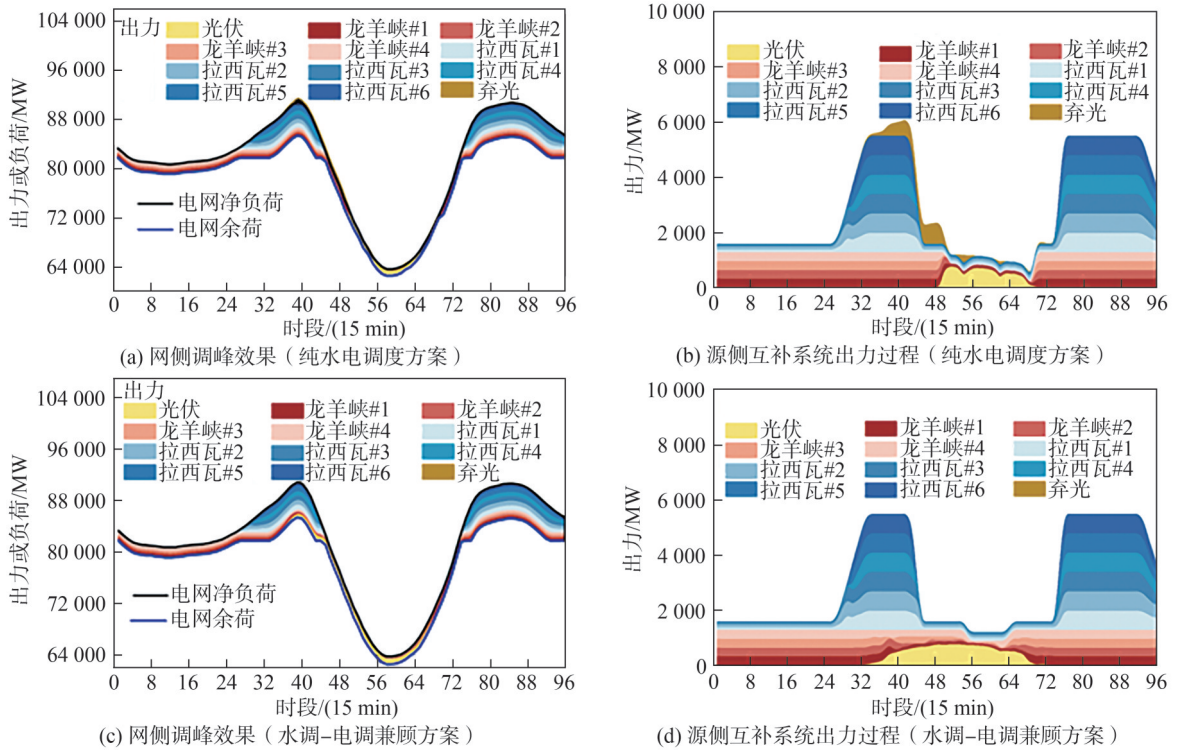
表 5　水光系统年发电效益评价指标

Tab. 5　Evaluation indicators of the annual power generation benefits of hydro–PV Systems

调度方案	年发电量/(10^8 kW·h)				年发电收益/(亿元)			
	龙羊峡	拉西瓦	恰龙光伏	总系统	龙羊峡	拉西瓦	恰龙光伏	总系统
纯水电	78.99	120.96	—	199.95	12.43	26.87	—	39.30
水调–电调兼顾	78.32	120.82	14.31	213.45	12.33	26.83	3.26	42.42
重水调	77.39	120.59	14.39	212.37	12.18	26.78	3.28	42.24
重电调	79.24	121.11	14.29	214.64	12.47	26.90	3.25	42.62

2)效率效益

本文统计了水光系统年均效率效益评价指标，见表6。由表6可知，相较于重水调方案，水调–电调兼顾、重电调的龙羊峡电站耗水率分别降低0.04、0.07 m^3/(kW·h)，高效运行区占比分别增加6.50%、12.15%，而这3种方案下，拉西瓦电站的耗水率和高效运行区占比差异不大。为直观反映不同策略的实时调控效果，图3展示了4月18日光伏出力的实时偏差及系统累积偏差水量，图4呈现了4月18日互补系统的出力分配与机组实时在线过程。分析表明，依托龙羊峡与光伏互补调度，系统在面对光伏的预测偏差的实时调度中，重水调、重电调和水调–电调兼顾3种方案根据实际负荷和实际耗水，灵活调整龙羊峡电站的机组启停和负荷分配，以图3中实时调度第40时段为例(图3中“★”处)，当光伏实际出力较预测偏大104.4 MW时，需由水电对应减发出力，而龙羊峡已累计减发水量 88.09×10^4 m^3，重电调方案中龙羊峡电站采用“305+305+305+0”MW的分配方式实现经济最大化，重水调方案以“30+245+320+320”MW的分配方式保障水调需求充分满足，水调–电调兼顾方案中则以“35+240+320+320”MW的分配方式遏制了龙羊峡出库水量减少趋势，从而达成水电调节与光伏消纳的动态平衡。



(a) 网侧调峰效果（纯水电调度方案）　(b) 源侧互补系统出力过程（纯水电调度方案）

(c) 网侧调峰效果（水调–电调兼顾方案）　(d) 源侧互补系统出力过程（水调–电调兼顾方案）

图 2　3月20日互补系统调峰效果及其出力过程

Fig. 2　Peaking effect of the complementary system and their output processes on March 20

表 6　水光系统年均效率效益评价指标

Tab. 6　Indicators for evaluating the average annual efficiency benefits of hydro–PV systems

调度方案	耗水率/($m^3 \cdot kW^{-1} \cdot h^{-1}$)		高效运行区占比/%	
	龙羊峡	拉西瓦	龙羊峡	拉西瓦
纯水电	2.99	1.95	79.05	46.44
水调–电调兼顾	3.01	1.95	74.36	46.41
重水调	3.05	1.95	68.31	46.33
重电调	2.98	1.94	80.46	46.36

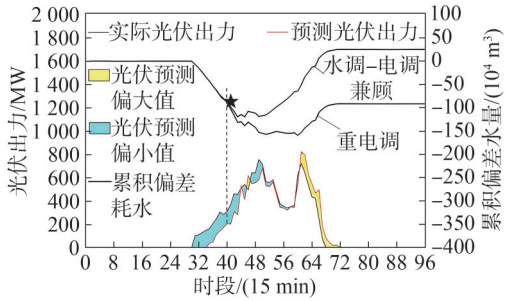
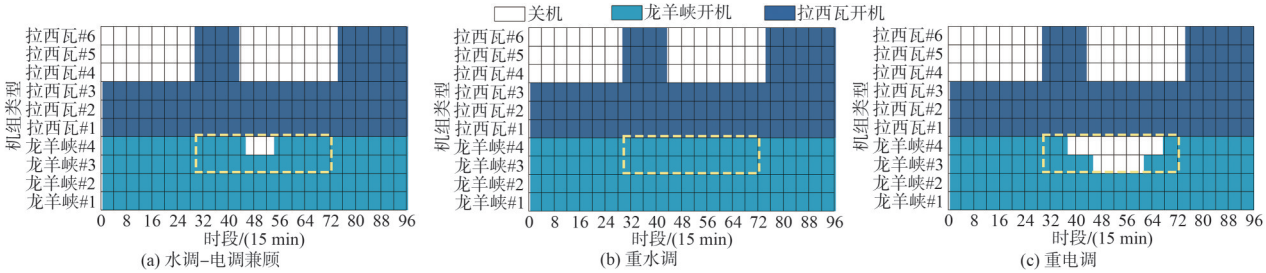


图 3　4月18日光伏实时偏差及系统累积偏差水量

Fig. 3　PV real-time deviation and system cumulative deviation water process on April 18



(a) 水调–电调兼顾　(b) 重水调　(c) 重电调

图 4　4月18日龙羊峡–拉西瓦电站实时机组在线过程

Fig. 4　Real-time online unit process diagrams of Longyangxia–Laxiwa power stations on April 18

3.3.2　风险分析

1）水电系统风险分析

①综合利用破坏风险

光伏功率预测偏小导致水电减发出力，降低出库流量，会影响流域综合用水保证程度。假定龙羊峡的放水量小于其用水需求，且其累计偏差耗水量大于1%，认定流域综合用水需求遭到破坏。基于此，对比了多个互补调度方案，结果分别如图5、6所示。从图5来看，重电调方案的最大综合利用破坏深度能达到325.25×10^4 m^3，水调–电调兼顾方案可降低至66.26×10^4 m^3，最大综合利用破坏率为4.18%。从图6来看，重电调、水调–电调兼顾和重水调方案的综合利用破坏次数分别为26、2和0。

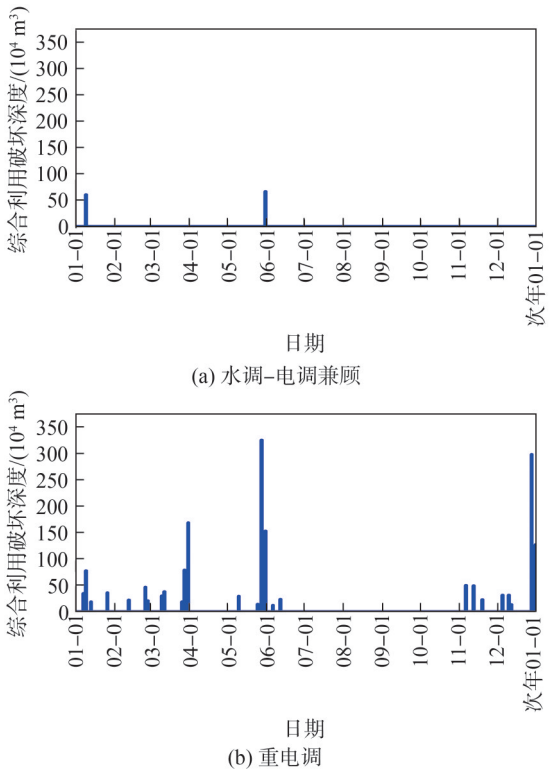


图 5　龙羊峡日综合利用破坏深度过程

Fig. 5　Daily comprehensive utilization and damage depth process of Longyangxia

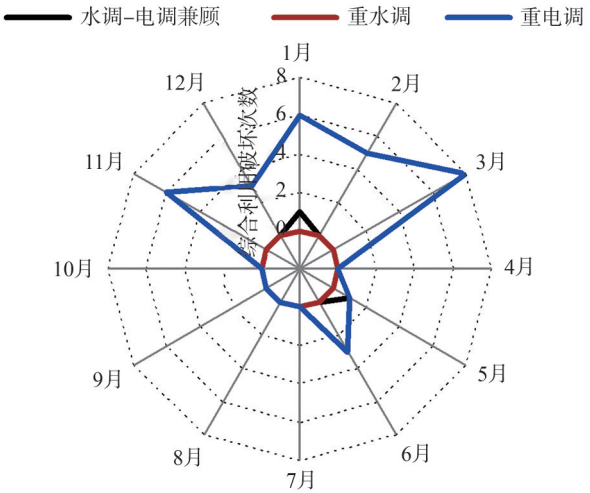


图 6　龙羊峡 12 个月综合利用破坏次数分布

Fig. 6　Distribution of the number of times the Longyangxia Hydropower Station's 12-month comprehensive utilization was damaged

图 7 为 5 月 3 日龙羊峡光伏预测偏小实时累计水量偏差过程。分析图 7 可知：光伏预测累计偏小 702.15 MW·h 时，重电调方案下龙羊峡的日末累积偏差水量为 -89.15×10^4 m³，电站综合利用遭到破坏。而水调–电调兼顾方案可利用光伏变动趋势和流域用水过程，灵活切换调度策略，将水电减发出力的大额偏差水量合理补偿至下游，使日末累积偏差水量大于 0，综合利用得到保证。从整体来看，重电调、水调–电调兼顾、重水调的耗水量依次增多，与表 6 中耗水率变化一致。

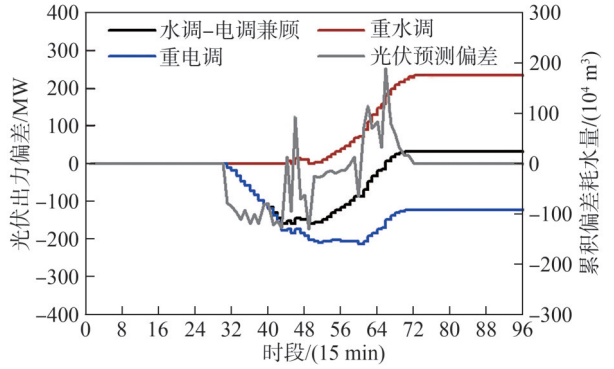


图 7　5 月 3 日龙羊峡实时累计水量偏差过程（光伏预测偏小）

Fig. 7　Process of real-time cumulative water deviation in Longyangxia on May 3 (actual photovoltaic output is more than planned)

②闸门操作风险

本文统计了龙羊峡与拉西瓦电站 4 种调度方案闸门累积操作次数和弃水总量，分别见表 7 和 8。

表 7　龙羊峡–拉西瓦电站闸门累积操作次数

Tab. 7　Cumulative number of operations at the gate of the Longyangxia–Laxiwa Power Station

调度方案	闸门累积操作次数		
	龙羊峡	拉西瓦	合计
纯水电	0	30	30
水调–电调兼顾	0	32	32
重水调	34	40	74
重电调	0	29	29

表 8　龙羊峡–拉西瓦电站弃水量

Tab. 8　Water discharge volume at Longyangxia – Laxiwa Hydropower Station

调度方案	弃水量/(10^8 m³)		
	龙羊峡（补偿弃水）	拉西瓦（调峰弃水）	流域
纯水电	0	0.04	0.04
水调–电调兼顾	0	0.05	0.05
重水调	0.06	0.17	0.23
重电调	0	0.04	0.04

从表 7 和 8 可以看出，龙羊峡电站重水调方案闸门操作次数为 34，弃水量高达 0.06×10^8 m³，而其他方案均无弃水。结合图 7 分析可知：光伏实际偏大引发的偏差水量过大时，重水调方案下龙羊峡电站会启用闸门将其补偿至下游，导致电站弃水增多和闸门操作频繁。而拉西瓦电站的闸门操作次数与弃水总量依次提升，最高弃水为 0.17×10^8 m³。结合图 2、3 可知：拉西瓦（日调节）的水位表现为“升—降—升—降”波动变化，

晚高峰前(56～72时段)水位达到峰值;若拉西瓦电站在48～64时段为高水位运行,会因消纳上游光伏实际偏小时的增发水量而引发弃水;若龙羊峡弃水,则会加剧拉西瓦弃水。因此,梯级水光互补调度要特别关注日调节水电站高水位运行时段因梯级水力联系而诱发的弃水风险。

③机组不良工况运行风险

本文统计了各调度方案下龙羊峡与拉西瓦的机组日运行指标,箱体图如图8所示。从图8可知:与重电调相比,纯水电调度、重水调及水调–电调兼顾方案的系统日均机组启停次数分别减少0、3.07、0.10次,日均机组穿越振动区次数依次减少为4.6、0.5和1.0次。结合图4分析可知:互补运行时,重电调方案对光伏波动最为敏感,在光伏出力偏差较大时段,龙羊峡电站通过"4–3–2–3–4"的开机方式频繁启停机组和穿越振动区,以追求系统运行效率最大化;而水调–电调兼顾方案中,系统以"4–3–4"的开机方式留有较高备用容量,保障了水调调度需求和接纳光伏波动的鲁棒性。

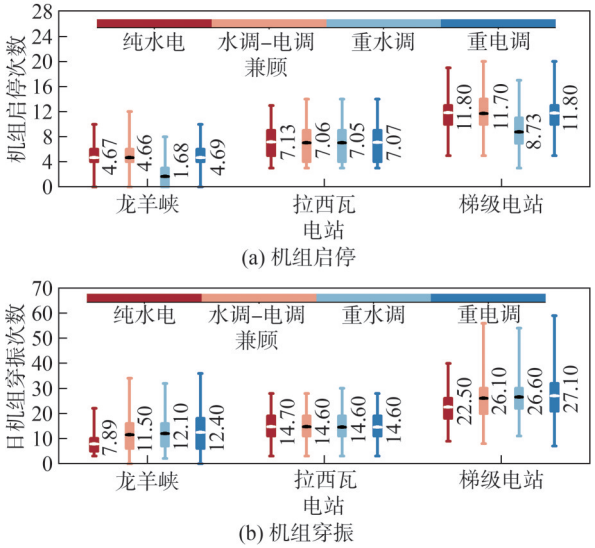


图 8 龙羊峡–拉西瓦电站的机组日运行指标箱体图

Fig. 8 Diagram of the daily operation index of the unit of Longyangxia–Laxiwa Power Station

2) 光伏系统风险分析

本文进一步统计了各调度方案的弃光风险评价指标,见表9。从表9可知:3种方案互补系统年内弃光率(除4月外)最大仅1.13%,在全年尺度上新能源消纳能力强。但与水调–电调兼顾方案相比,重电调方案在长期既定的综合用水需求下,由于增加次日可用水量,次日水光资源竞争加剧,弃光率增加了0.30%。为深入探究各月弃光电量的分布特征,本文统计了各月弃光电量的分布情况,如图9所示。结合图9分析可知,受4月高用水需求(1 000 m^3/s)及10月上游降水量偏多(控制水库不超过正常蓄水位,龙羊峡日均出库约860 m^3/s)等因素影响,龙羊峡电站满发运行(满发流量980～1 090 m^3/s),水光输送通道竞争激烈,优先水电送出,弃光严重。

表 9 光伏系统风险评价指标汇总

Tab. 9 Summary of PV's risk assessment indicators

调度方案	弃光量/(10^8 kW·h)		弃光率/%	
	全年	除4月外	全年	除4月外
水调–电调兼顾	0.93	0.15	6.09	1.01
重水调	0.85	0.11	5.57	0.71
重电调	0.95	0.17	6.24	1.13

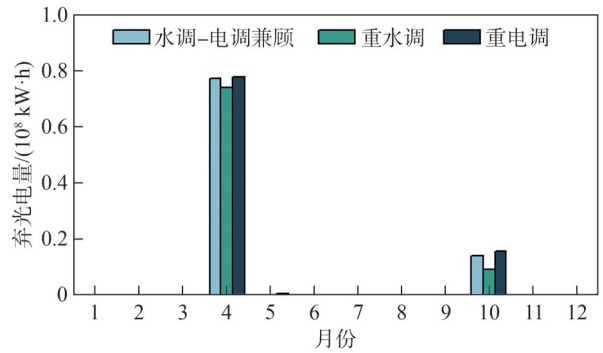


图 9 光伏系统月弃光电量分布

Fig. 9 Monthly distribution of abandoned electricity generation from PV systems

3) 水光全系统风险分析

本文统计了3个电站在3种调度方案的水光全系统风险评价指标,见表10。

表 10 水光全系统风险评价指标

Tab. 10 Risk evaluation indicators for Hydro-PV system

电站	调度方案	累计缺失负荷时长/h	失负荷率/%	最大负荷缺失深度/MW	累计缺失电量/(10^8 kW·h)
龙羊峡	水调–电调兼顾	0	0	0	0
	重水调	0	0	0	0
	重电调	0	0	0	0
拉西瓦	水调–电调兼顾	0	0	0	0
	重水调	0	0	0	0
	重电调	5.75	0.07	1 644.02	0.005
梯级电站	水调–电调兼顾	0	0	0	0
	重水调	0	0	0	0
	重电调	5.75	0.07	1 644.02	0.005

从表10可看出:互补系统整体表现出良好的负荷追踪能力,失负荷率最低可降为0。水光互补模式下,龙羊峡无失负荷,但下游拉西瓦在重电调方案中失负荷率高达0.07%,最大负荷缺失深度为1 644.02 MW。其原因是龙羊峡为多年调节水库,日水位变幅较小,有充足库容响应光伏出力偏差,但拉西瓦为日调节水库,其低水位运行时难以填补重电调方案下光

伏预测偏小时龙羊峡的大幅出库水量缺额，致使拉西瓦发电不足。故梯级水光互补调度需关注受梯级水力联系影响的日调节水电站的供电可靠性，避免水库在较低水位运行。

4　结　论

针对水调、电调协同难及多能互补系统调度风险、效益影响复杂等问题，本文提出了累积偏差耗水量指标，用于衡量电站水调任务成效，并结合发电耗水量，形成复合目标，从而建立了兼顾水调–电调需求的梯级水光互补调度模型。根据风险传导机制与系统互补特性，提出了梯级水光互补系统的综合风险与效益评价指标，对所提出模型的适应性与调度效果进行了影响分析。以黄河上游龙羊峡、拉西瓦、恰龙光伏电站为例，研究了兼顾水调–电调需求的梯级水光互补调度方式及其影响，主要结论如下：

1）水调–电调兼顾方案可充分响应源网双侧的调节需求，有效提升互补系统的运行效益。与重电调、重水调方案相比，该方案的互补系统发电效益增加0.81亿元，龙羊峡电站耗水率降低了0.04 $m^3/(kW·h)$，高效率运行区占比增加6.50%。

2）水调–电调兼顾方案可降低互补系统的运行风险。与重电调、重水调方案相比，水调–电调兼顾方案可将综合利用破坏次数从26降至2，最大综合利用破坏深度从325.25×10^4 m^3降至66.26×10^4 m^3，日均机组启停次数和穿越振动区次数减少0.1和1.0，龙羊峡34次的闸门频繁操作降至为0，梯级电站弃水量减少了29.41%。

3）弃水和失负荷现象多聚焦于下游日调节水电站（拉西瓦）的高水位和低水位运行时期。上游水电调节光伏预测偏差会使下游电站入库与计划之间存在较大波动，故实时调度中需精细调控下游日调节电站的水位运行安全，避免其发生弃水或失负荷现象。

参考文献：

[1] 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.[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.]

[2] Wang Zhenni,Wen Xin, Tan Qiaofeng, et al. Potential assessment of large-scale hydro–photovoltaic–wind hybrid systems on a global scale[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2021,146:111154.

[3] Tian C,Tan Qiaofeng,Fang Guohua,et al.Hydrogen production to combat power surpluses in hybrid hydro-wind-photovoltaic power systems[J]. Applied Energy, 2024, 371: 123627.

[4] Gong Yu, Liu Pan, Ming Bo, et al. Identifying the functional form of operating rules for hydro–photovoltaic hybrid power systems[J].Energy,2022,243:123027.

[5] Li Fangfang,Qiu Jun.Multi-objective optimization for integrated hydro–photovoltaic power system[J]. Applied Energy,2016,167:377–384.

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

[7] Shen Jianjian, Cheng Chuntian, Cao Rui, et al. Generation scheduling of a hydrodominated provincial system considering forecast errors of wind and solar power[J]. Journal of Water Resources Planning and Management, 2019, 145(10):04019043.

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

[9] Zhang Yusheng,Lian Jijian,Ma Chao,et al.Optimal sizing of the grid-connected hybrid system integrating hydropower, photovoltaic, and wind considering cascade reservoir connection and photovoltaic-wind complementarity[J]. Journal of Cleaner Production,2020,274:123100.

[10] Zhu Yanmei, Chen Shijun, Ma Guangwen, et al. Complementary operation of a small cascade hydropower station group and photovoltaic power stations[J]. Clean Technologies and Environmental Policy,2020,22(7):1565–1578.

[11] 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. [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.]

[12] Ji Changming, Ma Haoyu, Peng Yang. Research on evolutionary algorithms for multi-objective optimal operation of cascade reservoirs[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2020,51(12):1441–1452.[纪昌明，马皓宇，彭杨.面向梯级

水库多目标优化调度的进化算法研究[J]. 水利学报, 2020,51(12):1441–1452.]

[13] Zeng Yuxuan, Wen Xin, Tan Qiaofeng, et al. Real-time load dispatch in hydropower plant based on D3QN – PER[J]. Journal of Hydrology,2023,625:130019.

[14] Wen Xin,Liu Fanqian,Tan Qiaofeng,et al.Research on short-term multi-level and multi-objective optimal scheduling of cascade hydropower stations under complex water resources and power constraints[J].Journal of Hydraulic Engineering,2023,54(4):392–404.[闻昕,刘凡骞,谭乔凤,等. 复杂水利–电力约束下梯级水电站短期多层级多目标优化调度研究[J]. 水利学报,2023,54(4):392–404.]

[15] Tian Yuyu, Chang Jianxia, Wang Yimin, et al. The capacity planning method for a hydro-wind-PV-battery complementary system considering the characteristics of multi-energy integration into power grid[J]. Journal of Cleaner Production,2024,446:141292.

[16] Zhou Shuai, Wang Yimin, Su Hui, et al. Dynamic quantitative assessment of multiple uncertainty sources in future hydropower generation prediction of cascade reservoirs with hydrological variations[J].Energy,2024,299:131447.

[17] Zhang Xiaoqi,Liu Pan,Chen Jin,et al.Dynamic control model of multi-reservoir flood limited water levels during flood seasons based on the two-stage flood risk analysis[J].Advanced Engineering Sciences,2022,54(5):141–148.[张晓琦,刘攀,陈进,等. 基于两阶段风险分析的水库群汛期运行水位动态控制模型[J]. 工程科学与技术,2022,54(5):141–148.]

[18] Wu Yueqiu, Wang Liping, Wang Yi, et al. Risk analysis for short-term operation of the power generation in cascade reservoirs considering multivariate reservoir inflow forecast errors[J].Sustainability,2021,13(7):3689.

[19] Guo Aijun, Yang Di, Wang Yimin, et al. Reservoir risk operation for flood control under design flood uncertainty[J]. Advanced Engineering Sciences,2023,55(2):222–231.[郭爱军,杨笛,王义民,等. 设计洪水不确定性下的水库防洪风险调度[J]. 工程科学与技术,2023,55(2):222–231.]

[20] Diao Yanfang, Ma Haoran, Wang Hao, et al. Optimal flood-control operation of cascade reservoirs using an improved particle swarm optimization algorithm[J]. Water, 2022, 14(8): 1239.

[21] Zhang Zhendong, Qin Hui, Li Jie, et al. Short-term optimal operation of wind–solar–hydro hybrid system considering uncertainties[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 205:112405.

[22] Lu Qingwen, Zhong Pingan, Xu Bin, et al. Multi-objective risk analysis for flood control operation of a complex reservoir system under multiple time-space correlated uncertainties[J].Journal of Hydrology,2022,606:127419.

[23] Tan Qiaofeng, Wen Xin, Sun Yuanliang, 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: 116442.

[24] Ming Bo, Guo Xiaoru, Cheng Long, et al. Grid integration priority of large-scale photovoltaic power and hydropower within a hybrid generation system[J].Journal of Hydraulic Engineering,2023,54(11):1287–1297.[明波,郭肖茹,程龙,等. 大型水电与光伏互补运行的并网优先级研究[J]. 水利学报,2023,54(11):1287–1297.]

[25] Xiao Wenjing, Mo Li, Xu Zhanxing, et al. A hybrid electric load forecasting model based on decomposition considering fisher information[J].Applied Energy,2024,364:123149.

[26] Jiang Wenyuan, Liu Yongqiang, Fang Guohua, et al. Research on short-term optimal scheduling of hydro–wind–solar multi-energy power system based on deep reinforcement learning[J]. Journal of Cleaner Production,2023,385:135704.

[27] Zhu Yanmei,Huang Weibin,Chen Shijun,et al.Intra-day optimal operation strategy of hydro-PV hybrid system[J].Advanced Engineering Sciences,2021,53(3):142–149.[朱燕梅,黄炜斌,陈仕军,等. 水光互补日内优化运行策略[J]. 工程科学与技术,2021,53(3):142–149.]

[28] Yang Yuqi, Zhou Jianzhong, Liu Guangbiao, et al. Multi-plan formulation of hydropower generation considering uncertainty of wind power[J].Applied Energy,2020,260:114239.

[29] Tan Qiaofeng, Zhang Ziyi, Wen Xin, et al. Risk control of hydropower–photovoltaic multi-energy complementary scheduling based on energy storage allocation[J]. Applied Energy, 2024,358:122610.

[30] Tan Qiaofeng,Nie Zhuang,Wen Xin,et al.Operation modes of cascade hydropower stations considering large-scale integration of wind and photovoltaic power[J]. Journal of Hydroelectric Engineering,2022,41(9):44–55.[谭乔凤,聂状,闻昕,等. 大规模风光接入下梯级水电站调度方式研究[J]. 水力发电学报,2022,41(9):44–55.]

Cascaded Hydro–PV Complementary Dispatching and Its Impact Analysis Considering Both Water and Power Demands

ZHENG Mingfen[1], *TAN Qiaofeng*[1,2*], *WEN Xin*[1,2], *QIAN Jun*[1]

(1.College of Water Conservancy and Hydropower Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China;
2.National Cooperative Innovation Center for Water Safety & Hydro Science, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract:

Objective As basin water resources management systems become increasingly strict and the penetration rate of new energy rapidly increases, the contradictions between water regulation and power generation in the basin become more prominent under the new conditions. This study proposes a cascaded hydro–photovoltaic (PV) complementary scheduling method that accounts for the needs of both regulation and power generation. It systematically assesses the risks and benefits associated with cascaded hydro–PV complementary scheduling. This method aims to achieve adaptive scheduling that satisfies the requirements of water regulation and power generation and provides a decision-making basis for power dispatchers.

Methods Firstly, a day-ahead and real-time nested scheduling model for the cascaded hydro–PV complementary system, which considered both water regulation and generation requirements, was constructed. The accumulated deviation in water consumption was quantified to evaluate the execution of water regulation tasks and was embedded in real-time scheduling to achieve task prioritization and flexible adjustment. Secondly, based on the risk transfer mechanism, a comprehensive risk evaluation index was developed for the dispatch of hybrid generation systems, encompassing cascaded hydropower, photovoltaic, and hydro–PV complementary systems. In addition, by leveraging the complementary characteristics of these systems, a comprehensive benefit evaluation index was established for complementary dispatch, covering various categories of power generation and efficiency. This framework provided a solid foundation for analyzing the impacts of hybrid generation system dispatch. Finally, the scheduling and impact analysis methods were validated using the Longyangxia–Laxiwa–Qialong photovoltaic complementary system in the upper reaches of the Yellow River as a case study.

Results and Discussions The operation of the cascaded hydro–PV system from Cases 1 to 4 was simulated to evaluate the system's year-round dispatch effectiveness. The results indicated that, compared to pure hydropower dispatch, Case 2 enhanced power generation by 1.350 billion kW·h and increased power generation revenue by 312 million Yuan. This improvement stemmed from the ability of hydropower to better meet load demand and transmission channel constraints by aligning hydropower output with that of photovoltaic energy, optimizing resource utilization. In comparison to Case 3, Cases 4 and 2 achieved increases in power generation of 119 million kW·h and 810 million kW·h, respectively, while power generation revenue rose by 390 million Yuan and 180 million Yuan. This occurs because the actual water consumption of the power stations decreased sequentially across Cases 3, 2, and 4. The water saved through the day-ahead real-time nested scheduling method gradually raised reservoir levels, enhancing system power generation. However, the increase in power generation attributable to reduced water consumption was only 6% of the increase resulting from PV interconnections. Therefore, coordinating the outputs of water and photovoltaic sources to prevent channel competition is critical for enhancing the system's generation benefits during day-ahead planning**.** In terms of efficiency benefits, the water consumption rates at the Longyangxia Power Station for Cases 2 and 4 were reduced by 0.04 m^3/(kW·h) and 0.07 m^3/(kW·h), respectively, compared to Case 3. In addition, the percentage of the efficient operating area increased by 6.50% and 12.15%, respectively. These improvements are attributed to the complementary scheduling between Longyangxia and photovoltaic (PV) sources. In light of the actual discrepancies in PV output, Case 4 maximized economic efficiency, while Case 3 ensured that the water transfer needs were fully met. Case 2 effectively curbed the downward trend of water discharge from Longyangxia. Regarding the risk of comprehensive utilization destruction, the number of instances for Cases 2, 3, and 4 was 2, 0, and 26, respectively, with the maximum destruction rate reaching 4.18%. In addition, the maximum depth of comprehensive utilization destruction for Case 4 could be reduced from 6.63 million m^3 to 3.25 million m^3 through the implementation of Case 2. In terms of gate operation risk, Case 3 showed that the Longyangxia Power Station enabled the gate to compensate for the significant reduction in actual PV water generation to the downstream. This resulted in up to 34 gate operations and a water discharge of 0.06 billion m^3, whereas the other cases reported no water discharge. In addition, the highest water rejection from the Laxiwa power station was 0.17 billion m^3. This situation arose because, during high water level operations, the Laxiwa power station experienced water abandonment triggered by the consumption of incremental water due to the actual bias hours of upstream PV generation. Compared to Case 4, the average daily number of unit startups and shutdowns for the system in Cases 1 through 3 was reduced by 0, 3.07, and 0.10, respectively. In addition, the average daily number of unit traversals through the

vibration zone decreased to 4.6, 0.5, and 1.0, respectively. The annual abandoned photovoltaic rate for the complementary system from Case 2 to Case 4, excluding April, reached a maximum of only 1.13%, reflecting a strong capacity for new energy consumption on an annual scale. Overall, the complementary system demonstrated good load tracking ability, with no load loss in Longyangxia, effectively complementing photovoltaic (PV) generation. However, the downstream Laxiwa experienced a load loss rate as high as 0.07% in Case 4. This situation arose because Longyangxia was a multi-year regulation reservoir with minimal daily water level variation, which allowed it to effectively respond to deviations in PV output. In contrast, Laxiwa operated as a day-regulated reservoir, which made it challenging to compensate for significant outflow shortfalls from Longyangxia when deviations in PV predictions occurred, particularly at low water levels, which led to insufficient power generation at Laxiwa**.**

Conclusions The proposed scheduling method demonstrates strong adaptability to the requirements of water and power regulation, effectively addressing the adjustment needs of both the power side and grid side. It achieves a balance between the operational benefits and risks of the complementary system. However, in real-time scheduling, careful management of water level safety at downstream day-regulated hydroelectric power stations is essential. This is critical to prevent upstream hydropower stations from deviating from photovoltaic power generation when water levels are either too high or too low, as this can lead to water abandonment or load loss at the downstream power station.

Key words: hydro–photovoltaic complementary operation; hydropower operation; balanced water–power regulation; impact analysis

（编辑　张　琼）

引用格式：Zheng Mingfen, Tan Qiaofeng, Wen Xin, et al. Cascaded hydro–PV complementary dispatching and its impact analysis considering both water and power demands[J]. Advanced Engineering Sciences, 2026, 58(3): 111–122. [郑明芬, 谭乔凤, 闻昕, 等. 兼顾水调–电调需求的梯级水光互补调度及影响分析[J]. 工程科学与技术, 2026, 58(3): 111–122.]