

张丹, 荆平飞, 李肖男, 等. 向家坝电站调峰能力及其影响因素分析[J]. 水利水电技术(中英文), 2025, 56(9): 180-197. DOI: 10.13928/j.cnki.wrahe.2025.09.014

ZHANG Dan, JING Pingfei, LI Xiaonan, et al. Analysis on peak shaving capacity and its influencing factors of Xiangjiaba Hydropower Station[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2025, 56(9): 180-197. DOI: 10.13928/j.cnki.wrahe.2025.09.014

向家坝电站调峰能力及其影响因素分析

张丹^{1,2}, 荆平飞², 李肖男², 王冕³, 谭政宇¹, 何小聪²

(1. 中国长江三峡集团有限公司, 湖北宜昌 443100; 2. 长江勘测规划设计研究有限责任公司, 湖北武汉 430010; 3. 中国长江电力股份有限公司, 湖北宜昌 443133)

摘要:【目的】向家坝电站是“西电东送”的重要调峰电源, 为充分挖掘向家坝电站调峰能力、明确各因素对调峰的影响, 【方法】首先构建电站发电调度模拟模型和坝下游非恒定流水动力模型分别模拟电站调度过程和调峰出流情景下坝下游河道断面水位过程, 接着通过尾水位和河道断面水位时段变幅最大值的映射关系求解尾水位时段变幅的阈值, 然后根据电站调度约束条件和尾水位时段变幅阈值构建电站调峰能力计算模型, 求解枯水期和汛期典型负荷曲线、不同量级来水和库水位组合条件下电站的调峰能力。【结果】结果显示: 电站发电调度模拟模型可以较好地模拟电站出力, 非恒定流水动力模型可以较好地反映向家坝坝下水位实际变化过程; 下水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅显著线性正相关, 根据两者的关系, 尾水位最大小时变幅阈值取为 1.3 m/h; 通过增加尾水位变幅阈值建立的电站调峰能力计算模型可以求解兼顾坝下游航运需求的电站的调峰能力。【结论】向家坝枯水期和汛期最大调峰幅度分别为 140~150 万 kW 和 240 万 kW, 电站最大调峰幅度与单峰或双峰调峰模式无关, 取决于基荷的大小。电站调峰影响因素表明, 水库初始水位较低时, 入库流量较小和入库流量较大将会分别使库水位和库水位日升幅超过限值, 库水位日降幅和枯水期时库水位上限对调峰没有影响, 汛期库水位上限 ≤ 378 m、入库流量较大、水库初始水位较接近上限水位时将限制电站调峰运行; 电站可以调峰运行时, 相同入库流量下, 电站调峰能力随着水库初始水位的增高而增强, 当达到电站最大调峰能力后保持不变; 坝下游航运在枯水期时对电站调峰影响较大, 但在汛期时无影响。研究成果对水电站调峰能力量化方法和向家坝电站调峰运行具有指导与借鉴意义。

关键词: 向家坝电站; 调峰能力; 影响因素; 水位变幅; 水电站; 径流; 数值模拟

DOI: 10.13928/j.cnki.wrahe.2025.09.014

开放科学(资源服务)标志码(OSID):

中图分类号: TV124

文献标志码: A

文章编号: 1000-0860(2025)09-0180-18



Analysis on peak shaving capacity and its influencing factors of Xiangjiaba Hydropower Station

ZHANG Dan^{1,2}, JING Pingfei², LI Xiaonan², WANG Mian³, TAN Zhengyu¹, HE Xiaocong²

(1. China Three Gorges Corporation, Yichang 443100, Hubei, China; 2. Changjiang Survey, Planning, Design and Research Co., Ltd., Wuhan 430010, Hubei, China; 3. China Yangtze Power Co., Ltd., Yichang 443133, Hubei, China)

Abstract: [Objective] Xiangjiaba hydropower station is an important peak-shaving power source for China's west-east power

收稿日期: 2024-09-12; 修回日期: 2024-11-06; 录用日期: 2024-11-07; 网络出版日期: 2024-12-30

基金项目: 中国长江三峡集团有限公司科研项目(0704201); 国家重点研发计划项目(2021YFC3200305)

作者简介: 张丹(1994—), 女, 工程师, 博士, 主要从事水资源管理研究。E-mail: zhangdan_main@163.com

©Editorial Department of Water Resources and Hydropower Engineering. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

transmission. In order to fully tap the peak shaving capacity of Xiangjiaba hydropower Station and clarify the influence of various factors, [Methods] firstly, a hydropower operation model and a unsteady flow hydrodynamic model are constructed to simulate the reservoir regulation process and the water level process of the downstream river section of the dam under Xiangjiaba peak shaving scenarios, respectively. Then, the mapping relationship of maximum hourly variation amplitude of water level between downstream sections and tail water is used to calculate the amplitude threshold of the tail water level. Finally, according to the operation constraints and amplitude threshold of the tail water level, the peak shaving capacity calculation model is constructed to evaluate the peaking shaving capacity of Xiangjiaba hydropower station under different combinations of typical load curve during dry season and flood season, different levels of inflow and reservoir water level. [Results] The results show that the hydropower operation model can simulate the hydropower station output well, and the unsteady flow hydrodynamic model can simulate the change process of water level downstream of Xiangjiaba dam well. There is a significant linear positive correlation for maximum hourly variation amplitude of water level between downstream sections and tail water. According to the relationship between the two, the threshold of maximum hourly variation of the tail water level is set as 1.3 m/h. The peak shaving capacity of hydropower stations that take into account the downstream navigation demand can be solved by the peak shaving capacity calculation model established by additionally considering the threshold of maximum hourly variation of the tail water level. [Conclusion] The maximum peak shaving amplitude of Xiangjiaba hydropower station in dry season and flood season is 1.4~1.5 million kW and 2.4 million kW, respectively. The maximum peak amplitude is dependent on base load and independent on peak regulation modes of single and double peaks. Study of influencing factors of peak shaving capacity indicates that when the initial reservoir water level is low, a small inflow and a large inflow will respectively cause the reservoir water level and the daily increase in reservoir water level to exceed the limit. The limit daily decrease in reservoir water level and the upper limit of reservoir water level during the dry season have no effect on peak shaving. But the upper limit of reservoir water level will restrict the peak shaving operation of hydropower station during flood season when the upper limit of reservoir water level is ≤ 378 m, the inflow is large, and the reservoir water level is close to the upper limit. When the hydropower station can operate with peak regulation, the peak regulation capacity of increases with the initial water level of the reservoir under the same inflow, and remains unchanged after reaching the maximum value. The downstream navigation severely restricts the peak shaving capacity of Xiangjiaba hydropower stations during the dry season, but has no effect during the flood season. The research result can provide guiding and reference significance for the quantification method of peak shaving capacity of hydropower stations and peak shaving operation of Xiangjiaba hydropower station.

Keywords: Xiangjiaba hydropower station; peak shaving capacity; influencing factors; water level variation amplitude; hydropower station; runoff; numerical simulation

0 引言

能源开发清洁替代和用电终端电能替代是实现我国“双碳”目标的重要途径^[1-2]。前者推动风电和光伏等新能源并网规模不断加大,对电力系统安全稳定经济运行的影响日益显现,加剧了系统灵活性电源不足的问题^[3-4]。后者促使负荷需求进一步攀升、负荷特性持续变化、系统调节压力不断增大^[5-6]。水电站因机组启停快、操作灵活、对负荷变化反应迅速、可靠性高等特点,成为电力系统调峰的首选电源^[7-8]。具有调节性能的水电站的调峰运行,可使其他类型机组平稳出力,节约启停费用和系统运行成本,确保电网电量的供需平衡、保障电网的安全稳定^[9-10]。

既往关于水电站调峰的研究多为梯级水电站调峰优化调度模型构建和求解^[11-12]。CHENG等^[13]提出了一种基于混合整数线性规划的调峰模型并成功应

用于澜沧江梯级水电站,模型可在不预先设定电厂调峰顺序的情况下解决最优化调度的问题。张政等^[14]建立了响应电网调峰需求的标准混合整数线性规划模型和二次规划模型以获取较优的梯级电站发电计划。黄旭等^[15]构建了考虑水电站调峰性能差异的水电站群调峰优化模型,使得短期调度计划编制更加准确、合理。显然,对梯级水电站进行联合优化调度,能提高电能供应的能力和经济性。电站调峰能力的评价指标也是众多学者的研究内容。周业荣等^[16]从互补发电系统的配置容量和优化运行考虑,构建了多能互补发电系统容量配置的双层规划模型,并应用于金沙江上游川滇段清洁能源基地,从调峰幅度的视角评估了水电调峰能力。申建建等^[17]引入经济学联动分析理论分析四种常用调峰压力指标的联动变化规律,基于联动分析构建水电站短期调度模型并描述电网的综合调峰要求。李基栋等^[18]以水

电站峰谷出力比为调峰潜力评价指标建立了二次反调节作用下水电站调峰潜力计算模型,探讨了毛尔盖水电站的调峰潜力。此外部分研究探索了水电站调峰的受限因素。吴慧军等^[19]以剩余负荷平均距与下游尾水位平均距最小为目标构建了考虑不同库区间航运需求的梯级水电站群混合整数线性规划模型。钱红露等^[20]研究了乌东德水电站典型日调节下泄流量对下游水位变幅的影响,划分了适航区,提出了水位变幅控制措施。杜立强^[21]深入分析了向家坝电站调峰限制条件与调峰量的关系。水电站发电的功率和电量受到水库蓄水情况和来水流量的影响,受制于生态流量、库区安全、机组稳定、航运安全等电源侧约束和外送通道、断面潮流控制等电网约束,水电站调峰能力变化较大。综上所述可以看出,现有研究为剖析和探索水电站调峰能力提供了重要思路,但尚未提出量化水电站调峰能力、解析水电站调峰受限因素的方法。

向家坝水电站作为金沙江下游梯级电站的重要组成部分,不仅是金沙江水电基地的标志性工程之一,也是“西电东送”战略的关键节点^[22]。电站自投运以来,在保障区域电力供应、促进经济社会发展方面发挥了重要作用。然而,随着电力需求的不断增长和电网结构的日益复杂,向家坝水电站的调峰面临新的挑战^[23-24]。为此,从发电侧厘清向家坝电站的调峰能力及其影响因素,针对坝下游航运安全提出基于尾水位和河道断面水位时段变幅最大值的映射关系求解尾水位时段变幅的阈值,建立考虑调峰影响因素的水电站调峰能力计算模型,探究枯水期和汛期典型负荷曲线、不同量级来水和库水位组合条件下向家坝电站的调峰能力。

1 数据资料

向家坝电站数据资料均来自中国长江三峡集团。电站特性参数包括机组稳定运行区、机组过流曲线、水头损失曲线、库容曲线、尾水水位流量关系曲线。电站典型日负荷曲线分别选取2021年11月20日、2022年1月15日、2021年8月13日、2021年7月1日的发电计划代表枯水期单峰、枯水期双峰、汛期单峰、汛期双峰的调峰模式(见图1),基荷分别为188万kW、172万kW、360万kW、360万kW。向家坝电站2022年1月至11月的日调度运行数据包括水库水位、出库流量、出力。向家坝坝下游河段2020年实测地形数据和水文站水位流量数据来自水利部长江水利委员会。

2 研究方法

向家坝电站调峰一方面受机电情况和水库安全稳定运行的约束,另一方面还需兼顾下游通航。为分析向家坝电站调峰能力,建立电站发电调度模拟模型模拟向家坝电站发电调度过程,建立坝下游非恒定流水力模型模拟调峰非恒定出流情形下坝下游水力要素变化过程,根据调度运行约束条件建立调峰能力计算模型。考虑到下游通航要求坝下游河道水位小时变幅不超过0.5m,若直接在调峰能力计算模型试算过程中通过坝下游非恒定流水力模型检验航运约束是否满足,数据计算量大且计算效率低。因此,通过发电调度过程中尾水位小时变幅最大值和下游河道断面水位小时变幅最大值之间的映射关系,根据河道断面水位小时变幅阈值0.5m,求解尾水位小时变幅阈值,从而在调峰能力计算模型中增加尾水位时段变幅的约束以代替下游航运的约束。研究技术路线如图2

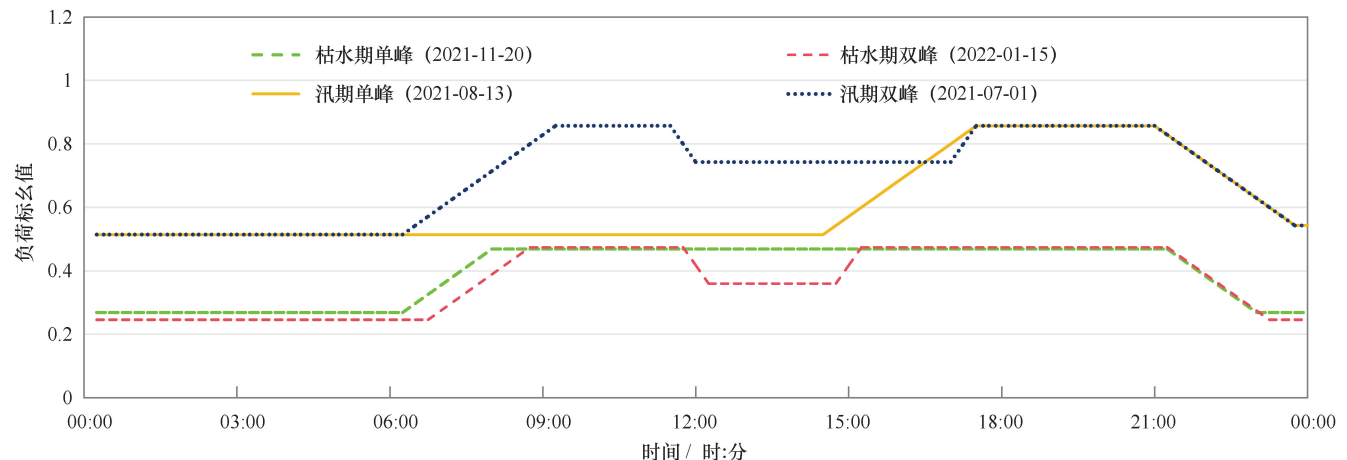


图1 典型日负荷曲线

Fig. 1 Typical daily load curves

所示。

2.1 电站发电调度模拟模型

电站发电调度模拟模型是根据给定的水库初始水位、入库流量和日内调峰负荷曲线, 计算水电站按照给定的调峰负荷曲线运行时的调度过程。其中入库流量为平均入库流量, 认为水库日内来流均匀。发电调度模拟模型计算过程如下。

(1) 给定出力误差阈值 N_{limit} 、流量试算步长 ΔQ 和水库最小下泄流量 $Q_{\text{最小下泄}}$ 。

(2) 令时段 $t=1$ 。

(3) 令出库流量 $Q_{\text{out}}=Q_{\text{最小下泄}}$ 。

(4) 根据时段初水库水位、机组过流曲线、机组开机台数、水头损失曲线、尾水水位-流量关系曲线计算出库流量 Q_{out} 所对应的出力值 N_{cal} 和尾水位 H_{down} 。

(5) 判断出力值 N_{cal} 与负荷曲线时段负荷值 F_t 的误差 $|N_{\text{cal}}-F_t|$ 是否小于误差阈值 N_{limit} , 若 $|N_{\text{cal}}-F_t| < N_{\text{limit}}$, 则水库 t 时段的出库流量 $Q_t=Q_{\text{out}}$ 、尾水位 $H_{\text{down},t}=H_{\text{down}}$, 跳转至步骤(7), 若 $|N_{\text{cal}}-F_t| \geq N_{\text{limit}}$, 则令 $Q_{\text{out}}=Q_{\text{out}}+\Delta Q$, 重复步骤(4)~(5)直至出库流量 Q_{out} 大于水库最大出库流量 Q_{max} 。

(6) 步骤(5)结束时, 若 $Q_{\text{out}} > Q_{\text{max}}$, 判定给定的水库初始水位和入库流量 Q_{in} 情景下, 水电站不能按照给定的负荷曲线发电, 水库发电调度过程模拟结束。

(7) 根据水量平衡和水库水位-库容曲线, 计算时段末库水位, 时段末库水位即为下一时段初库水位。

(8) 令 $t=t+1$, 重复步骤(3)~步骤(7)直至计算

期结束。

其中步骤(4)中机组开机台数根据机组稳定运行区确定, 即出库流量为 Q_{out} 时, 机组开机台数为保证机组处于稳定运行区的最小开机台数。单台机组发电流量等于出库流量 Q_{out} 与机组开机台数的比值, 即出库流量平均分配给各台开机机组。需要说明的是, 向家坝电站共装机 18 台机组, 其中左岸 9 台哈电机组、右岸 9 台天津 ALSTOM 机组, 在计算电站出力时, 不考虑机组差异, 采用同一机组过流曲线。因此, 电站出力值等于单台机组出力与机组开机台数的乘积。

利用向家坝电站实际日调度运行数据检验电站发电调度模拟模型的出力模拟能力, 结果如图 3 所示。从图 3 可以看出, 模型模拟的出力误差为 $-1.8\% \sim 4.5\%$, 模拟效果较好。

2.2 坝下游非恒定流水动力模型

2.2.1 模型构建

采用 HEC-RAS 建立向家坝坝下游一维河道非恒定流水动力模型, 选取向家坝水文站—李庄水文站河段作为模型计算河段范围。向家坝—李庄河段属于山区型河道, 一维水动力模型遵循圣维南方程组原理, 具体表达式为

$$\begin{cases} \frac{\partial A}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial x} = q \\ \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\alpha Q^2}{A} \right) + gA \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{gQ|Q|}{C^2AR} = 0 \end{cases} \quad (1)$$

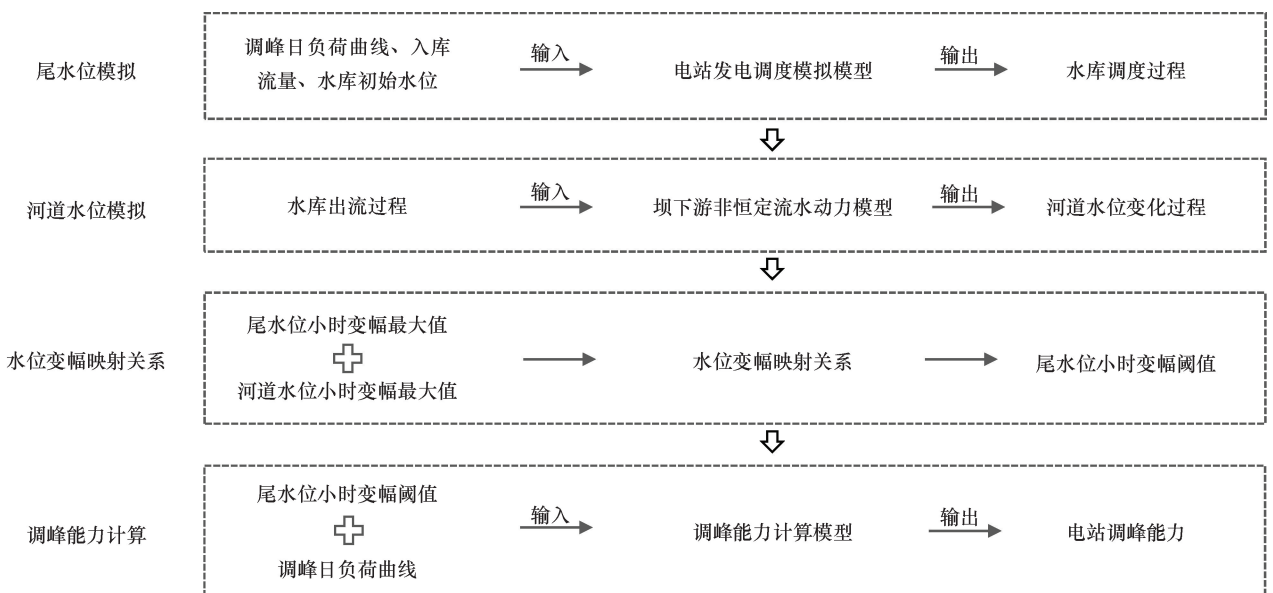


图 2 研究技术路线

Fig. 2 Research framework in this study

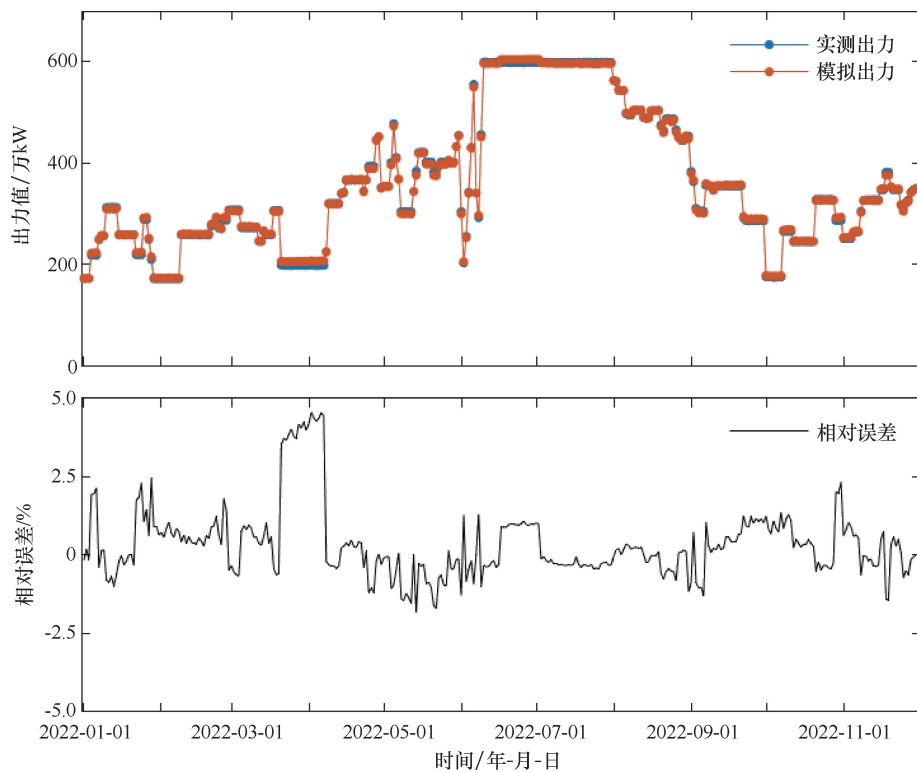


图3 电站发电调度模拟模型出力模拟结果

Fig. 3 Output simulation of the hydropower operation model

式中, A 为过流断面面积(m^2); t 为时间(s); Q 为流量(m^3/s); x 为水流方向水平距离(m); q 为单位河长侧向入流(m^3/s); α 为动量校正系数; g 为重力加速度(m/s^2); h 为水位(m); C 为谢才系数($\text{m}^{0.5}/\text{s}$); R 为水力半径(m)。

向家坝—李庄河段全长约 51 km,实测地形数据共布置 47 个典型代表断面,河道断面地形资料良好,能较好地反映河道沿程变化情况。模型上边界为向家坝水文站,侧边界为同期岷江高场水文站、横江水文站实测流量过程,下边界为李庄水文站水位流量关系。河道断面与水文站位置如图 4 所示。

2.2.2 模型率定和验证

糙率率定时,对向家坝站至李庄站河段进行分段分流量级率定,断面 1—31 为向家坝站至宜宾站河段,断面 32—47 为宜宾站至李庄站河段。率

定期上边界采用出库流量较为平稳、流量级大小不同的向家坝实际出库流量过程:2020 年 2 月 2 日—2 月 13 日(出库流量级 $1\,800\text{ m}^3/\text{s}$)、2020 年 2 月 21 日—2 月 29 日(出库流量级 $2\,900\text{ m}^3/\text{s}$)、2020 年 11 月 9 日—11 月 19 日(出库流量级 $4\,500\text{ m}^3/\text{s}$)、2020 年 6 月 18 日—6 月 25 日(出库流量级 $5\,800\text{ m}^3/\text{s}$)。已有研究表明,向家坝水电站出库造成的下游非恒定流最远影响至合江段附近^[25-27],因此重点关注向家坝水文站至宜宾站河段。率定期不同量级向家坝出库流量情况下向家坝站和宜宾站实测水位与模拟水位的对比如图 5 所示,糙率率定结果如表 1 所列。根据糙率率定结果,以汛期时段 2020 年 6 月 18 日—2020 年 6 月 25 日率定的糙率为基准,各河段不同流量级

情况下的糙率系数取值如表 1 所列。

验证期采用枯水期和汛期典型调峰日及前后两日实际出库流量过程进行参数验证,根据选定的糙率基准和糙率系数,验证期实测水位与计算水位的对比如图 6 所示。考虑到模型初始启动条件的影响,仅统计典型调峰日及前后一日水位及水位变幅的模拟误差,统计结果如表 2 所列。由表 2 可知,向家坝站、宜宾站水位最大误差分别为 0.35 m、0.53 m,水位小时变幅最大误差分别为 0.34 m/h、0.21 m/h,各站点均能较好反映水位实际变化过程,满足河道模拟精度要求。考虑模型地形、参数设置及河网概化误差,认为所建立的一维非恒定流模型能够较好模拟向家坝坝下游干流河道水位变化过程。

表 1 不同流量级下糙率率定结果和糙率系数取值

Table 1 Roughness calibration results and roughness coefficients under different discharge strata

时段	向家坝出库流量级/ $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$	向家坝站至宜宾站河段		宜宾站至李庄站河段	
		糙率取值	糙率系数	糙率取值	糙率系数
2020-02-02—2020-02-13	1 800	0.039	1.11	0.041	1.14
2020-02-21—2020-02-29	2 900	0.038	1.05	0.040	1.11
2020-11-09—2020-11-19	4 500	0.036	1.03	0.037	1.03
2020-06-18—2020-06-25	5 800	0.035	1.00	0.036	1.00

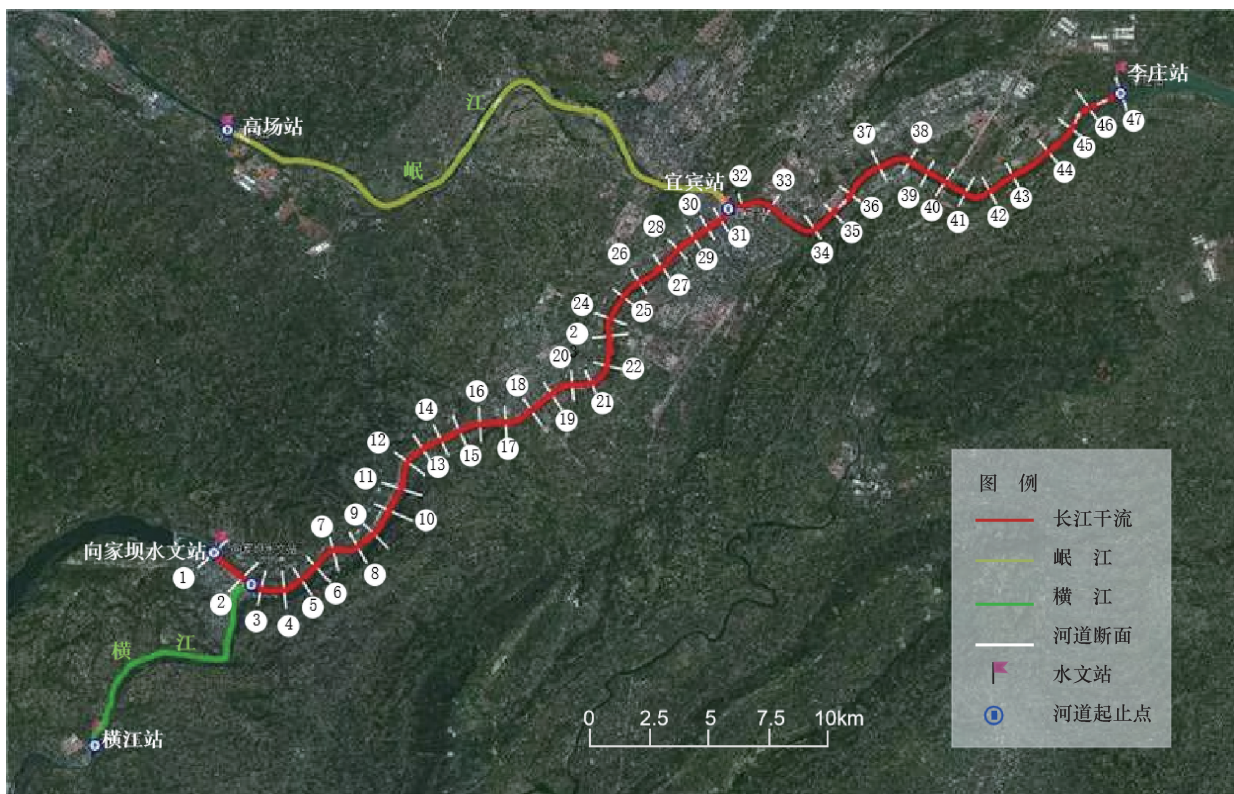


图4 坝下游河道断面与水文站位置

Fig. 4 Location of sections and hydro-logical stations

表2 验证期坝下水文站水位与水位小时变幅模拟误差统计

Table 2 water level and its hourly variation amplitude simulation errors of downstream hydro-logical stations during verification period

水文站	统计量	枯水期单峰调峰及前后1 d		枯水期双峰调峰及前后1 d		汛期单峰调峰及前后1 d		汛期双峰调峰及前后1 d	
		最大误差	平均误差	最大误差	平均误差	最大误差	平均误差	最大误差	平均误差
向家坝站	水位模拟误差/m	0.35	0.06	0.35	0.09	0.35	0.12	0.24	0.08
宜宾站		0.29	0.14	0.53	0.16	0.37	0.12	0.19	0.07
向家坝站	水位小时变幅模拟误差/ $m \cdot h^{-1}$	0.34	0.05	0.33	0.07	0.24	0.05	0.31	0.08
宜宾站		0.18	0.03	0.21	0.05	0.14	0.04	0.12	0.02

2.3 调峰能力计算模型

2.3.1 模型构建

水电站调峰运行受到库区安全、电站装机容量、机组稳定运行、航运安全等多种因素制约,调峰受限可能是某种因素或某几种因素引起,为了便于分析影响因素对调峰能力的影响,将限制因素的判别进行了一定的排序,当不能进行调峰时,仅给出一种优先出现的限制因素。调峰能力计算模型构建思路如图7所示,调峰能力计算模型的规则和步骤如下。

(1)利用电站发电调度模拟模型,通过增加或减少调峰幅度调整典型日负荷曲线,计算满足负荷曲线发电过程的最大调峰幅度,若调峰幅度调整为满足负荷曲线形状的最小调峰幅度或最大调峰幅度时,仍不

能满足负荷曲线发电过程,则认为该入库流量、初始水库水位、负荷曲线方案下不能按照负荷曲线发电,流程结束。

(2)判断调峰幅度为满足负荷曲线发电过程的最大调峰幅度时,调度过程中库水位是否满足库水位下限要求,若满足则跳转至步骤(4),否则减小调峰幅度直至满足库水位下限要求或调峰幅度减少至不满足负荷曲线形状为止。

(3)步骤(2)结束时,若调峰幅度减少至满足负荷曲线形状的最小调峰幅度时仍不满足库水位下限要求,则判定该方案下库水位超过下限值,流程结束,否则进入下一步。

(4)判断当前调峰幅度是否满足库水位上限要

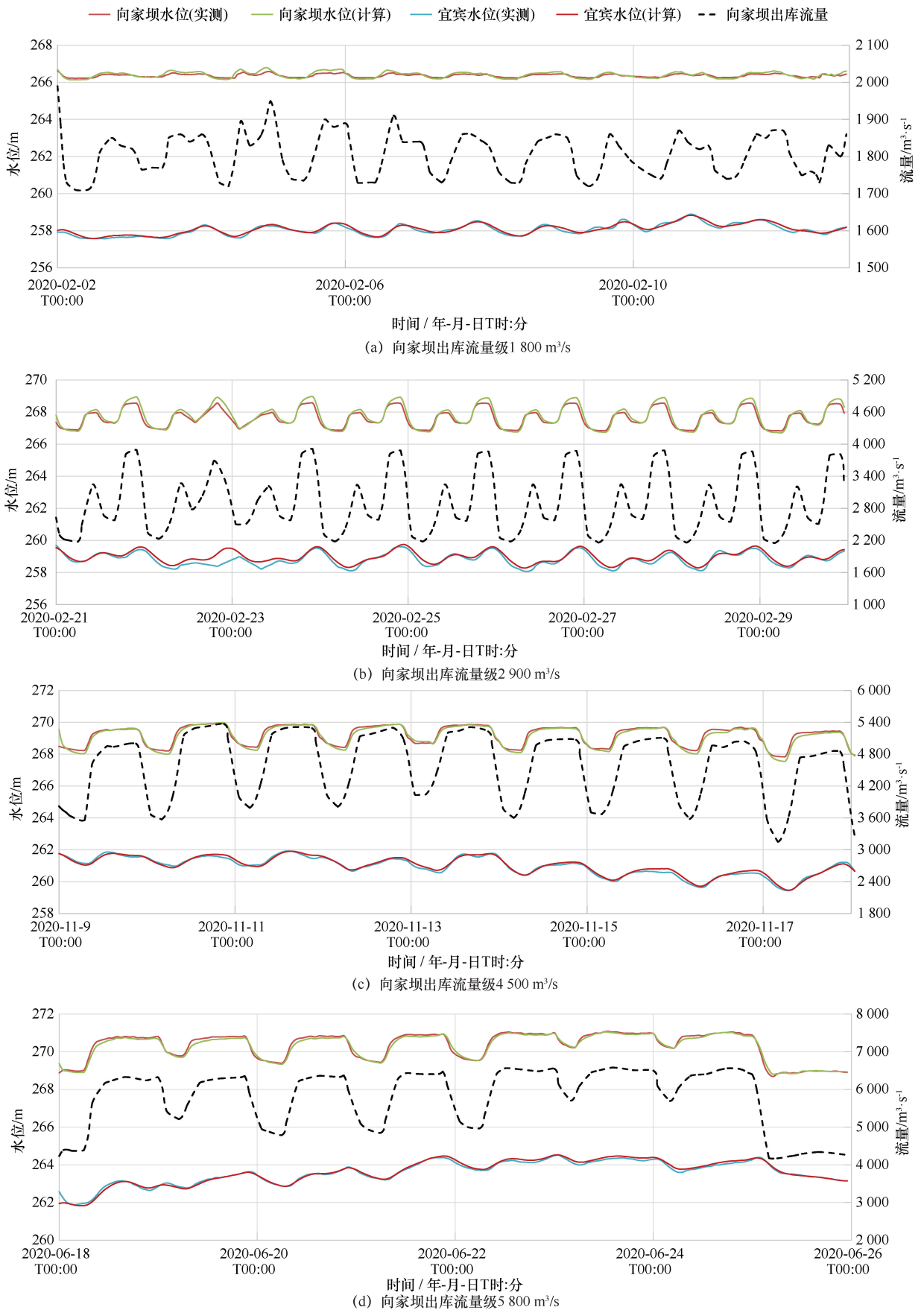


图 5 率定期下游水文站水位实测值与模拟值对比

Fig. 5 Comparison of gauged and simulated water level of downstream hydro-logical stations during calibration period

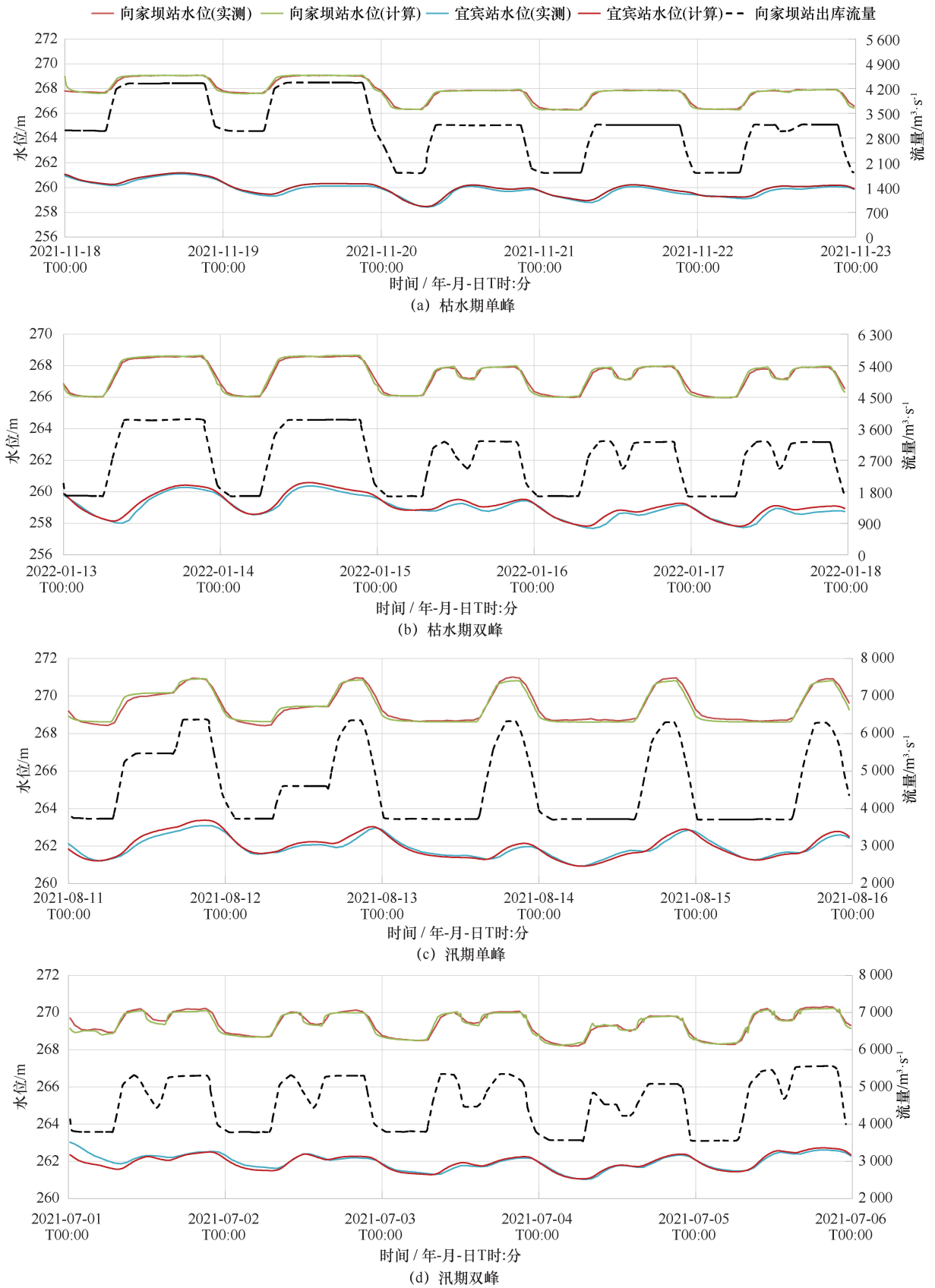


图6 验证期下游水文站水位实测值与模拟值对比

Fig. 6 Comparison of gauged and simulated water level of downstream hydro-logical stations during verification period

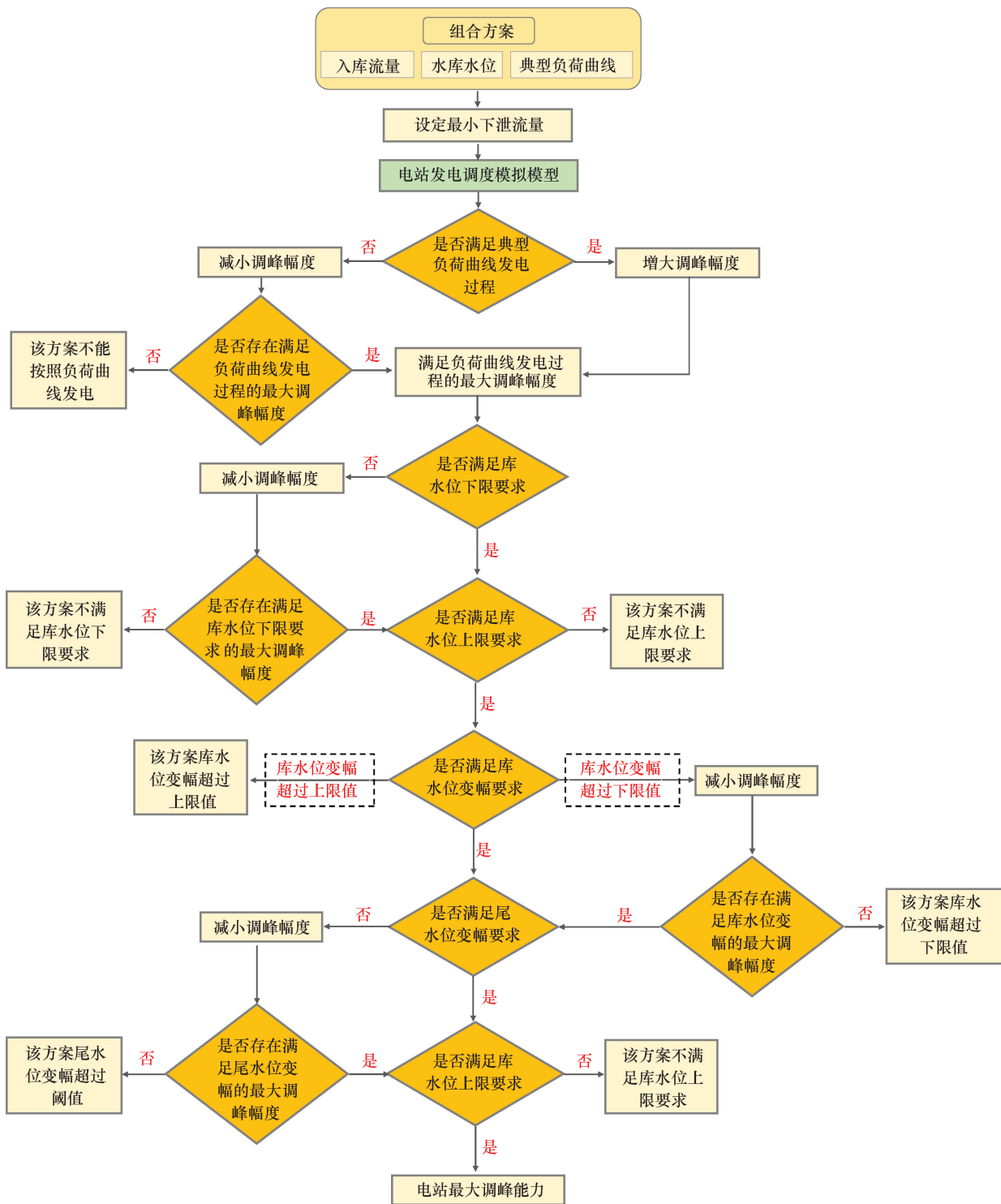


图7 调峰能力计算模型

Fig. 7 The peak shaving capacity calculation model

求,若超过上限水位,则判定该方案下库水位超过上限值,流程结束,否则进入下一步。

(5)判断当前调峰幅度是否满足库水位变幅要求,若满足库水位变幅要求,则跳转至步骤(8);若超过库水位升幅限制,则判定该方案下库水位升幅超过上限值,流程结束;若库水位变幅低于库水位降幅限

制,则减小调峰幅度直至满足库水位要求或调峰幅度减少至不满足负荷曲线形状为止。

(6)步骤(5)结束时,若调峰幅度减少至满足负荷曲线形状的最小调峰幅度时仍不满足库水位降幅限制,则判定该方案下库水位降幅超过限值,流程结束,否则进入下一步。

(7)判断当前调峰幅度下,调度过程中尾水位时段变幅最大值是否小于尾水位时段变幅阈值,若尾水位时段变幅最大值小于尾水位时段变幅阈值,则跳转至步骤(9),否则减小调峰幅度直至满足尾水位时段变幅要求或调峰幅度减少至不满足负荷曲线形状为止。

(8)步骤(7)结束时,若调峰幅度减少至满足负荷曲线形状的最小调峰幅度时仍不满足尾水位时段变幅要求,则判定该方案下尾水位时段变幅超过限值,流程结束,否则进入步骤(9)。

(9)判断当前调峰幅度是否满足库水位上限要求,若超过上限水位,则判定该方案下库水位超过上限值,流程结束,否则当前调峰幅度即为水电站最大调峰能力。

2.3.2 调度运行约束条件

根据《金沙江向家坝水电站水库运用与电站运行调度规程》,10—12月水库水位一般维持380 m运行,1月开始进入水库供水期,水库水位逐步消落,6月底消落至防洪限制水位370 m,因此将12月—次年6月统一为枯水期。向家坝汛期为7月1日—9月10日,汛期水库水位按防洪限制水位370 m控制运行,考虑泄水设施启闭时间、机组开停时间、电站日调节需要、库区通航要求、水文预报误差及调度误差等因素,实时调度中库水位一般情况下在370.0~372.5 m范围内变动。一般情况下水库自9月11日开始蓄水,9月底前可蓄至正常蓄水位380 m。由于向家坝电站蓄水期出力基本恒定、日内不调峰,本研究仅分析枯水期和汛期。向家坝水电站运行调度时应考虑库水位变化对库岸稳定的影响,一般情况下库水位最大日变幅不宜超过4 m/d。枢纽上游最高通航水位为380 m、最低通航水位为370 m。枢纽下游最高通航水位为277.25 m,相应出库流量为12 000 m³/s;下游最低通航水位为265.8 m,相应出库流量为1 200 m³/s。不考虑弃水调峰,向家坝满发流量不超过7 000 m³/s,因此出库流量12 000 m³/s对调峰不构成影响。根据交通运输部办公厅关于《金沙江向家坝水电站升船机运行期(初期)航运调度方案》的复函([交办水函(2020)1534号]),在升船机运行初期,向家坝水电站最小下泄流量暂定为1 500 m³/s,下游水位最大日变幅按不超过3 m/d控制,最大小时变幅暂按不超过1 m/h控制。向家坝不同时期调度运行约束如表3所列。

3 结果与分析

3.1 下游水位与尾水位最大小时变幅的关系

为分析下游水位与尾水位最大小时变幅的关系,

表3 向家坝电站不同时期调度运行约束

Table 3 Operation constraints of Xiangjiaba Hydropower Station in different periods

时 期	枯水期	汛 期
时 间	10月1日—次年6月30日	7月1日—9月10日
运行水位	370~380 m	370~372.5 m
库水位日变幅	≤4 m/d	
下游水位最大日变幅	≤3 m/d	
下游水位最大小时变幅	≤1 m/h	
最小下泄流量	≥1 500 m ³ /s	

利用调峰能力计算模型计算不考虑坝下游航运约束时向家坝的最大调峰能力,即将模型中尾水位时段变幅阈值设置为较大值,使尾水位时段变幅阈值不限制调峰的能力。在此仅展示枯水期不考虑坝下游航运约束的调峰能力,向家坝枯水期库水位370~380 m,将库水位离散成370 m、372 m、374 m、376 m和378 m共计五组数据,如表4所列。根据初步计算的不考虑坝下游航运约束的调峰能力,选取部分调峰情景进行坝下游水力模拟(见表5)。水力模型侧边界岷江和横江采用高场水文站和横江水文站对应枯水期和汛期平均流量,高场水文站枯水期和汛期平均流量分别为1 630 m³/s、5 140 m³/s,横江水文站枯水期和汛期平均流量分别为130 m³/s、430 m³/s。不同情景下坝下游各断面水位最大小时变幅如图8所示,需要说明的是,图8中仅代表断面的相对位置,不代表实际距离。从图8可以看出,坝下游河道断面水位最大小时变幅沿着河流的方向整体逐渐减小,但在枯水期时断面10—13和汛期时断面5—8出现断面水位最大小时变幅沿着河流的方向增加的现象,这可能是由于河道转弯引起的水位波动变大。统计不同情景下下游水位最大小时变幅和尾水位最大小时变幅,结果如表5所列。

不同调峰模式下下游水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅的散点分布如图9所示。从图9中可以看出,下游水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅显著线性正相关,线性关系的斜率在1.45~1.70之间。根据下游水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅的线性函数,当下游水位最大小时变幅为1 m时,尾水位最大小时变幅分别为1.47 m、1.43 m、1.43 m、1.50 m。因此,偏安全考虑,调峰能力计算模型中尾水位最大小时变幅阈值设为1.3 m。

3.2 向家坝最大调峰能力及影响因素分析

利用尾水位最大小时变幅阈值为1.3 m的调峰能力计算模型计算向家坝枯水期和汛期的调峰能力。向家坝汛期库水位370~372.5 m,考虑到汛期运行水位上浮运用,向家坝2015—2021年汛期最高运行水位

表4 枯水期不考虑坝下游航运约束的调峰能力

Table 4 Peaking shaving ability without considering the downstream navigation constraints during dry season

入库流量/ $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$	枯水期单峰情况下水库初始水位					枯水期双峰情况下水库初始水位				
	370 m	372 m	374 m	376 m	378 m	370 m	372 m	374 m	376 m	378 m
1 000	※	170	410	410	410	※	240	420	420	420
1 200	※	200	410	410	410	※	270	420	420	420
2 000	10	310	410	410	410	※	420	420	420	420
3 000	150	410	410	410	410	210	420	420	420	420
4 000	290	410	410	410	410	390	420	420	420	420
5 000	410	410	410	410	410	420	420	420	420	#
6 000	410	410	410	410	#	420	420	420	420	#
7 000	410	410	410	410	#	420	420	420	#	#
8 000	410	410	410	#	#	420	420	420	#	#
9 000	☆	☆	☆	#	#	☆	☆	☆	#	#
10 000	☆	☆	#	#	#	☆	☆	#	#	#

注:※表示库水位低于370 m;☆表示库水位日升幅超过4 m;#表示发电过程不能满足负荷曲线;调峰幅度单位为万kW。

表5 进行坝下游水动力模拟的调峰情景及水位最大小时变幅统计结果

Table 5 The designed peaking shaving scenarios for downstream hydrodynamic simulation and statistical results of maximum hourly variation amplitude of water level

调峰模式	情景序号	入库流量 $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$	水库初始水位 /m	调峰幅度 /万kW	尾水位最大小时 变幅/m	坝下游断面水位 最大小时变幅/m
枯水期单峰	1	2 000	370	10	0.10	0.07
	2	3 000	370	150	1.38	0.94
	3	4 000	370	290	2.44	1.66
	4	5 000	370	410	3.24	2.17
	5	1 000	372	170	1.54	1.06
	6	1 200	372	200	1.79	1.22
	7	2 000	372	310	2.58	1.74
	8	3 000	372	410	3.23	2.15
	9	1 200	374	410	3.21	2.12
枯水期双峰	10	3 000	370	210	1.73	1.19
	11	4 000	370	390	3.66	2.53
	12	5 000	370	420	3.97	2.74
	13	1 000	372	240	2.06	1.44
	14	1 200	372	270	2.42	1.69
	15	2 000	372	420	3.96	2.74
	16	1 000	374	420	3.93	2.71
	17	1 200	374	420	3.92	2.71
汛期单峰	18	1 000	374	240	0.92	0.66
	19	2 000	372	110	0.46	0.35
	20	2 000	372.5	240	0.94	0.67
	21	3 000	371	100	0.42	0.32
	22	3 000	372	240	0.93	0.67
	23	4 000	370	80	0.34	0.26
	24	4 000	371	240	0.94	0.67
	25	5 000	370	240	0.94	0.67
汛期双峰	26	1 000	375	240	0.91	0.66
	27	1 200	374	240	0.92	0.66
	28	3 000	372.5	240	0.94	0.66
	29	4 000	372	240	0.93	0.67
	30	5 000	371	240	0.94	0.67
	31	6 000	370	240	0.94	0.67

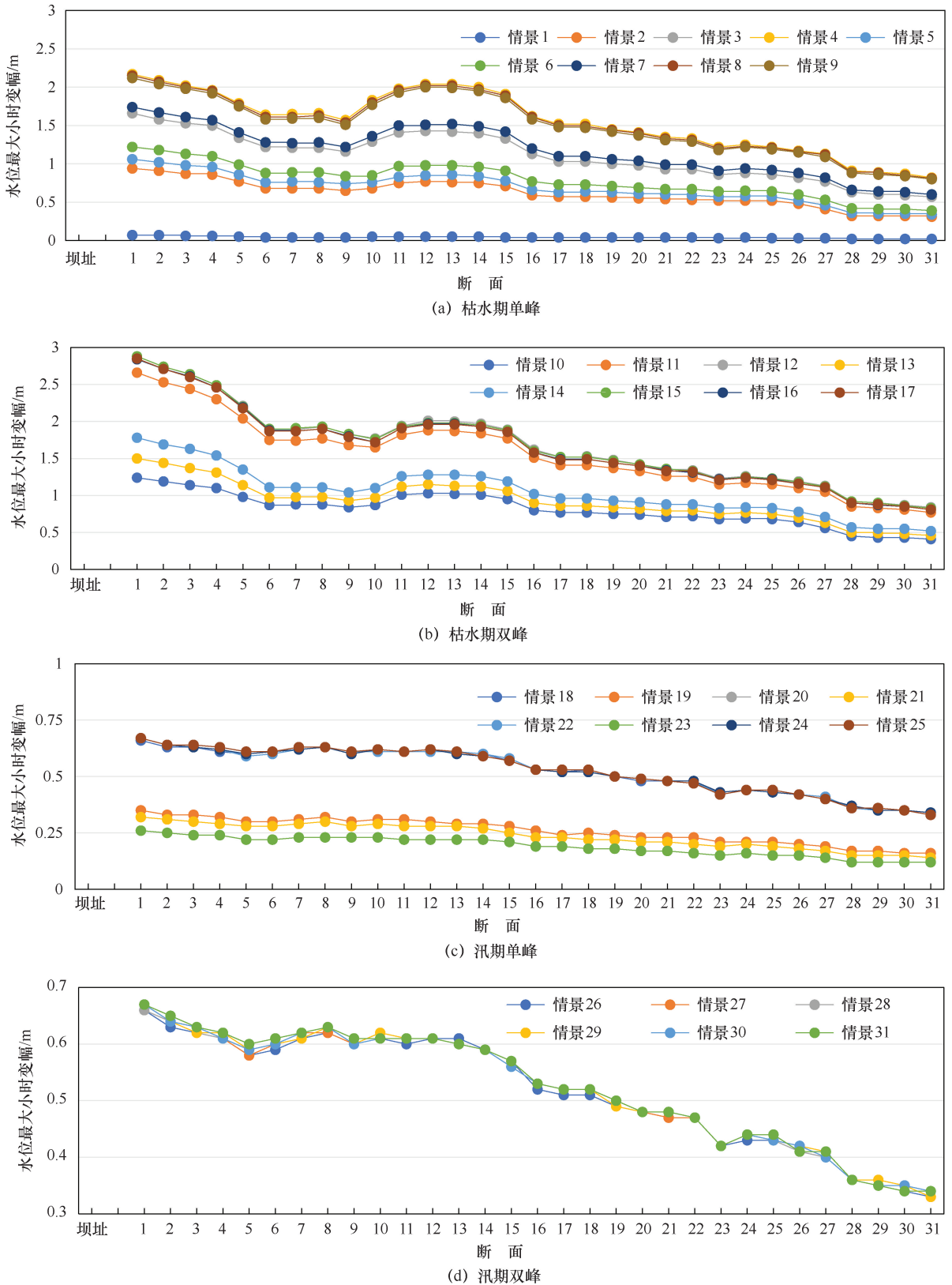


图8 不同调峰情景下坝下游断面水位最大小时变幅

Fig. 8 Maximum hourly variation amplitude of water level in designed peaking shaving scenarios

分别为 377.59 m、375.30 m、379.42 m、374.25 m、377.80 m、379.70 m、376.69 m, 因此汛期库水位上限

分别设置 372.5 m、375 m、378 m、380 m 四种情况。

向家坝电站枯水期和汛期的调峰能力如表 6 和表

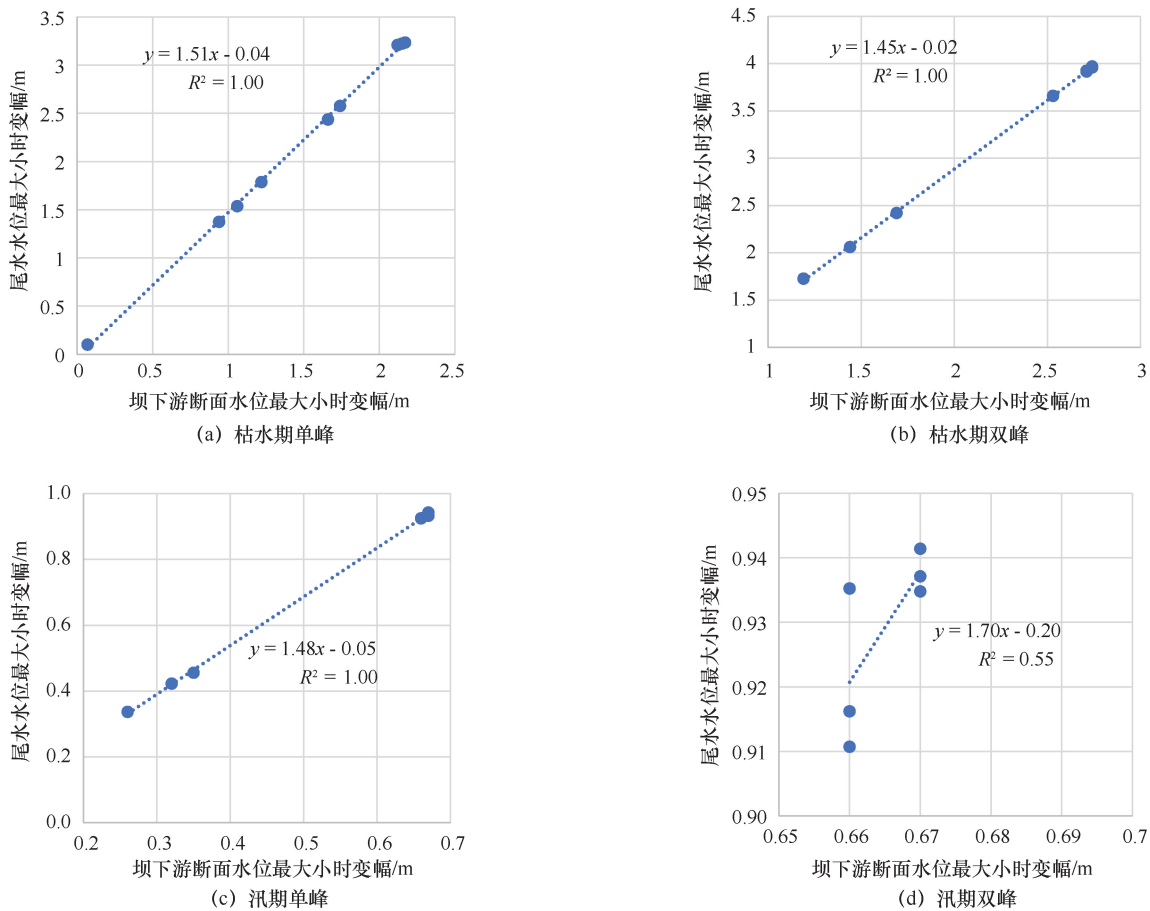


图9 下水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅关系

Fig. 9 Relationships of maximum hourly variation amplitude of water level between downstream sections and tail water

7 所列。向家坝电站枯水期单峰和双峰的最大调峰幅度为 140 万 kW 和 150 万 kW, 汛期单峰和双峰的最大调峰幅度均为 240 万 kW, 可以看出最大调峰幅度与单峰或双峰调峰模式无关, 取决于基荷的大小。当入库流量较大、水库初始水位较高时, 例如向家坝初始库水位 378 m、入库流量 $\geq 8\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$, 电站即使按照最小生态流量下泄也不能压低负荷至典型负荷曲线的基荷, 因而电站不能满足负荷曲线进行调峰。

库水位限制对电站调峰能力的影响表明, 在入库流量较小、水库初始水位较低时, 例如枯水期单峰调峰模式下向家坝初始水位 370 m、入库流量 $\leq 1\ 200\ \text{m}^3/\text{s}$, 电站调峰运行将使水库水位低于下限水位 370 m; 库水位上限在枯水期对调峰没有影响, 但在汛期若库水位上限 $\leq 378\ \text{m}$ 、入库流量较大、水库水位较接近上限水位时(例如汛期单峰调峰模式下库水位上限 372.5 m、向家坝初始库水位 $\geq 370\ \text{m}$ 、入库流量 $\geq 7\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$, 又如汛期双峰调峰模式下库水位上限 378 m、向家坝初始库水位 376 m、入库流量 $7\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$), 电站调峰运行将使水库水位高于上限水位。此外, 汛期运行水位的上浮

运用通过放宽库水位上限使得电站可调峰运行区更广, 从而增大了电站调峰效益。

电站可以调峰运行时, 相同入库流量下, 电站调峰能力随着水库初始水位的增高而增强, 当达到电站最大调峰能力后, 随后保持不变。以枯水期单峰调峰模式下向家坝初始水位 370 m 为例, 入库流量由 $2\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$ 增加到 $3\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$, 调峰能力由 10 万 kW 增加到 140 万 kW, 随后入库流量的增大而调峰能力继续保持 140 万 kW 不变。

库水位变幅对电站调峰能力的影响表明, 库水位日降幅对向家坝电站调峰无影响; 水库初始水位较低、入库流量较大时, 库水位日升幅将限制调峰运行。例如枯水期初始库水位 $\leq 372\ \text{m}$ 、入库流量 $\geq 7\ 000\ \text{m}^3/\text{s}$ 时, 电调调峰运行后库水位日升幅将超过 4 m。

对比有无航运约束时向家坝的调峰能力(见表 4 和表 6)可以看出, 坝下水位变幅不超过 1 m/h 的航运要求对向家坝枯水期调峰能力影响较大, 考虑该坝下游航运条件的约束时, 向家坝枯水期单峰(枯水期双峰)最大调峰能力为 140(150)万 kW, 而不考虑该约

表6 向家坝电站枯水期调峰能力

Table 6 Peaking shaving ability of Xiangjiaba Hydropower Station during dry season

入库流量/ $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$	枯水期单峰情况下水库初始水位/m					枯水期双峰情况下水库初始水位/m				
	370	372	374	376	378	370	372	374	376	378
1 000	※	140	140	140	140	※	150	150	150	150
1 200	※	140	140	140	140	※	150	150	150	150
2 000	10	140	140	140	140	※	150	150	150	150
3 000	140	140	140	140	140	150	150	150	150	150
4 000	140	140	140	140	*	150	150	150	150	*
5 000	140	140	140	140	*	150	150	150	150	#
6 000	140	140	140	*	#	150	150	150	*	#
7 000	☆	☆	☆	*	#	☆	☆	☆	#	#
8 000	☆	☆	*	#	#	☆	☆	*	#	#
9 000	☆	☆	*	#	#	☆	☆	*	#	#
10 000	☆	☆	#	#	#	☆	*	#	#	#

注:※表示库水位低于370 m;☆表示库水位日升幅超过4 m;#表示发电过程不能满足负荷曲线; *表示尾水位最大小时变幅超过1.3 m;调峰幅度单位为万 kW。

束时最大调峰能力可达410(420)万 kW。但在汛期,有无航运约束时向家坝最大调峰能力均为240万 kW,坝下游水位变幅约束对调峰能力无影响。

3.3 下游水位变幅复核

在复核下游水位变幅时,由于汛期调峰时尾水位和下游水位变幅变幅较小且满足航运要求(见表5),因此选择枯水期时尾水位小时变幅较大的情景进行检验,表8为选取的调峰情景及下游水位和尾水位变幅统计结果。从表8可以看出,即使在尾水位变幅较大的情况下,各情景下下游水位最大小时变幅在0.81~0.87 m之间,均不超过1 m,下游水位日变幅在1.98~2.3 m之间,均不超过3 m,均留有一定的安全裕度。因此所提出的考虑尾水位变幅阈值的最大调峰能力计算模型结果可靠,可以用于坝下游有航运需求的水电站调峰能力研究。

4 讨论

针对受综合约束影响且具有调峰需求的向家坝,本研究从发电侧厘清电站的调峰能力及其影响因素。根据调峰能力计算模型求解的向家坝最大调峰能力与实际调度运行结果相一致,例如向家坝2021年11月20日—2021年12月13日、2021年12月14日—2021年12月17日以枯水期单峰典型负荷曲线发电时,向家坝调峰起始水位为373.23~377.78 m,日均入库流量为1 920~2 600 m^3/s ,电站基本按照最大调峰能力140万 kW运行,实际运行情况与表6中向家坝枯水期单峰情况下的计算结果相符合。又例如向家坝2021年8月17日—2021年8月20日基本以汛期双峰典型负荷曲线发电,调峰起始水位为371.27~372.58 m,日均入库流量为4 040~4 380 m^3/s ,电站调峰幅度为

160~240万 kW,均在表7中汛期双峰的不同情形下的最大调峰能力范围内运行。为了便于分析各种影响因素对调峰能力的影响,调峰能力计算模型将限制因素的判别进行了一定的排序,通过限制因素的排序可为电站调峰能力的研究提供一种思路。但根据限制因素排序仅能给出一种优先出现的限制因素,未考虑限制因素间的交叉关系,后续将在此次研究的基础上进一步开展研究。

在电站发电调度模拟模型中,机组开机台数为保证机组处于稳定运行区的最小开机台数,计算时不考虑机组差异,发电流量平均分配给开机机组。实际调度过程中机组开机受到前一时段开机情况、爬坡、机组检修等约束^[28],向家坝电站左右岸装机型号不同,机组间发电流量存在差异。此外,向家坝调峰成果按日内来水均匀进行研究,若日内入库流量变化较大,特别是汛期,入库洪水变化剧烈,水流态复杂,在库水位控制精度要求较高时,需考虑非恒定流对库区水位的影响^[29]。因此本研究计算成果仅作为支撑向家坝电站调峰运行的依据,实际运用时应在复核边界条件的基础上根据调峰需求、来水情况谨慎采用。

在考虑航运对电站调峰的影响时,采用水位变幅作为约束条件,但水流流速和比降才是影响航运的直接因素^[30],通过控制水位变幅的方法便于计算,因此成果需在实际应用中通过逐步加大调峰幅度进行检验。关于调峰模式,仅计算了枯水期和汛期典型负荷曲线下的调峰能力,电力系统负荷变化虽有一定规律^[31],但终究具有很大的随机性,电网调度要根据需要随时调整电力供给,绝非采用固定形式能够应对,对于与基本模式差异较大的调峰模式,应以基本模式为基础,对基荷、起调时间、调峰时长等变化进行模拟

表7 向家坝电站汛期调峰能力

Table 7 Peaking shaving ability of Xiangjiaba Hydropower Station during flood season

入库流量/ $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$			1 000	1 200	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	10 000		
汛期单峰 情况下水 库初始水 位/m	库水位 上限 372.5 m	370	※	※	※	※	80	240	240	×	×	×	×		
		371	※	※	※	100	240	240	×	×	×	×	×		
		372	※	※	110	240	240	×	×	×	×	×	×		
	库水位 上限 375 m	370	※	※	※	※	80	240	240	240	240	240	☆	×	
		371	※	※	※	100	240	240	240	240	240	240	×	×	
		372	※	※※	110	240	240	240	240	240	240	×	×	×	
		374	240	240	240	240	240	240	240	×	×	×	×	#	
	库水位 上限 378 m	375	240	240	240	240	240	240	240	×	×	×	×	#	
		376	240	240	240	240	240	240	240	×	×	×	×	#	
		377	240	240	240	240	240	240	240	×	×	×	×	#	
		378	240	240	240	240	240	×	#	#	#	#	#	#	
	库水位 上限 380 m	370	※	※	※	※	80	240	240	240	240	240	☆	☆	
		371	※	※	※	100	240	240	240	240	240	240	☆	☆	
		372	※	※	110	240	240	240	240	240	240	240	☆	☆	
		374	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	☆	#	
		375	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	#	#	
		376	240	240	240	240	240	240	240	240	240	#	#	#	
		378	240	240	240	240	240	240	#	#	#	#	#	#	
	汛期双峰 情况下水 库初始水 位/m	库水位 上限 372.5 m	370	#	※	※	※	※	※	240	240	×	×	×	
			371	※	※	※	※	※	240	240	×	×	×	×	
			372	※	※	※	※	240	240	×	×	×	×	×	
		库水位 上限 375 m	370	#	※	※	※	※	※	240	240	240	240	240	☆
			371	※	※	※	※	※	240	240	240	240	240	240	☆
			372	※	※	※	※	240	240	240	240	240	240	×	×
374			※	240	240	240	240	240	240	×	×	×	×	×	
库水位 上限 378 m		375	240	240	240	240	240	×	×	×	×	×	×	#	
		370	#	※	※	※	※	※	240	240	240	240	240	☆	
		371	※	※	※	※	※	240	240	240	240	240	240	☆	
		372	※	※	※	※	240	240	240	240	240	240	240	☆	
库水位 上限 380 m		374	※	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	×	
		375	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	×	#	
		376	240	240	240	240	240	240	240	240	×	#	#	#	
		378	240	240	240	240	240	×	×	#	#	#	#	#	

注:※表示库水位低于370 m;☆表示库水位日升幅超过4 m;#表示发电过程不能满足负荷曲线;×表示尾水位最大小时变幅超过1.3 m;调峰幅度单位为万kW。

计算和分析,考察比较调峰模式变化后的影响^[32]。此外,本研究仅从潜力挖掘的角度分析了典型负荷曲线、不同量级来水和库水位组合条件下电站的调峰能力,未考虑电站实际操作的复杂性、运行的经济性,这将会在后续的研究中继续探讨。

5 结论

针对受航运安全等综合约束且具有调峰需求的向家坝电站,构建了电站发电调度模拟模型和坝下游河道非恒定流水动力模型分别模拟电站调度过程和坝下游干流河道水力要素的演进过程,并通过尾水位和

表8 选取的调峰情景及水位最大小时变幅统计结果

Table 8 The selected peaking shaving scenarios and statistical results of maximum hourly variation amplitude of water level

调峰模式	情景序号	入库流量 /m ³ ·s ⁻¹	水库初始水位 /m	调峰幅度 /万 kW	尾水位最大小时 变幅/m	坝下游断面水位 最大小时变幅/m	坝下游断面水位 日变幅/m
枯水期单峰	1	3 000	370	140	1.28	0.87	2.10
	2	4 000	370	140	1.28	0.87	2.06
	3	6 000	370	140	1.27	0.85	2.01
	4	1 200	372	140	1.28	0.86	2.12
	5	1 000	374	140	1.26	0.85	2.11
	6	6 000	374	140	1.26	0.83	1.98
	7	5 000	376	140	1.26	0.81	2.00
	8	3 000	378	140	1.29	0.85	2.17
枯水期双峰	9	3 000	370	150	1.25	0.84	2.27
	10	1 000	372	150	1.25	0.83	2.30
	11	1 200	372	150	1.24	0.83	2.29
	12	2 000	374	150	1.25	0.81	2.26
	13	6 000	374	150	1.26	0.81	2.14
	14	3 000	376	150	1.27	0.81	2.23
	15	4 000	376	150	1.26	0.81	2.21
	16	3 000	378	150	1.28	0.84	2.29

河道断面水位时段变幅最大值之间的映射关系求解尾水位时段变幅阈值,再根据电站调度约束条件和尾水位时段变幅阈值构建电站调峰能力计算模型,求解典型负荷曲线、不同量级来水和库水位组合条件下电站的调峰能力,结论如下。

(1) 电站发电调度模拟模型出力模拟误差为-1.8%~4.5%,可以用于电站出力模拟。通过分段分流量级率定参数,水动力模型可以较好地反映向家坝坝下水位实际变化过程,可以用来模拟坝下水力要素演进情况。

(2) 下游水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅显著线性正相关。根据下游水位最大小时变幅与尾水位最大小时变幅的线性函数,偏安全考虑,尾水位最大小时变幅阈值设为1.3 m。

(3) 利用尾水位时段变幅阈值构建的调峰能力计算模型可以用于综合约束下水电站调峰能力研究。根据调峰能力计算模型,向家坝枯水期单峰、双峰最大调峰能力为140万 kW、150万 kW,汛期单峰、双峰最大调峰能力均为240万 kW。电站最大调峰幅度与单峰或双峰调峰模式无关,取决于基荷的大小。

(4) 电站调峰影响因素表明,入库流量较小、水库初始水位较低时库水位下限水位将限制调峰运行,库水位上限在枯水期对调峰没有影响,但汛期若库水位上限≤378 m、入库流量较大、水库水位较接近上限水位时,电站调峰运行将使水库水位高于上限水位;库水位日降幅对向家坝电站调峰无影响,水库初始水位较低、入库流量较大时,库水位日升幅将限制调峰运行;

电站可以调峰运行时,在相同入库流量下,电站调峰能力随着水库初始水位的增高而增强,当达到电站最大调峰能力后保持不变。坝下游航运在枯水期时对电站调峰影响较大,在汛期时无影响。

参考文献 (References):

- [1] 魏琪峰. 双碳背景下我国电能替代潜力预测及其效益研究[D]. 北京:华北电力大学(北京),2023.
WEI Q F. Study on the Potential Forecasting and Benefit of Electric Energy Substitution in China under the Background of Double Carbon [D]. Beijing: School of Economy and Management. 2023.
- [2] 胡程平, 范明, 刘艾旺, 等. 考虑云储能的多区互联综合能源系统规划[J]. 发电技术, 2024, 45(4): 641-650.
HU Chengping, FAN Ming, LIU Aiwang, et al. Multi-area interconnected integrated energy system planning considering cloud energy storage [J]. Power Generation Technology, 2024, 45(4): 641-650.
- [3] LIU B X, LUND J R, LIAO S, et al. Optimal power peak shaving using hydropower to complement wind and solar power uncertainty [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 209: 112628.
- [4] 张小莲, 孙啊传, 郝思鹏, 等. 风电场参与电网调频的多机协同控制策略[J]. 发电技术, 2024, 45(3): 448-457.
ZHANG Xiaolian, SUN Achuan, HAO Sipeng, et al. Multi-machine cooperative control strategy of wind farm participating in power grid frequency modulation. [J]. Power Generation Technology, 2024, 45(3): 448-457.
- [5] 谭显东, 刘俊, 徐志成, 等. “双碳”目标下“十四五”电力供需形势[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 1-6.
TAN X D, LIU J, XUN Z C, et al. Power supply and demand

- balance during the 14th Five-Year Plan Period under the goal of carbon emission peak and carbon neutrality [J]. *Electric Power*, 2021, 54(5):1-6.
- [6] LIAO S, YANG H, LIU B, et al. Daily peak-shaving model of cascade hydropower serving multi-grids considering an HVDC channel shared constraint[J]. *Renewable Energy*, 2023, 199: 112-122.
- [7] JIANG J, MING B, HUANG Q, et al. Hybrid generation of renewables increases the energy system's robustness in a changing climate [J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 324: 129205.
- [8] WANG P, YUAN W, SU C, et al. Short-term optimal scheduling of cascade hydropower plants shaving peak load for multiple power grids [J]. *Renewable Energy*, 2022, 184: 68-79.
- [9] 王顺意. 基于分时电价的水电站调峰模型研究[J]. *电力科学与工程*, 2009, 25(10):20-22.
WANG S Y. Study on peak load modulation model based on tou price in hydropower plant [J]. *Electric Power Science and Engineering*, 2009, 25(10):20-22.
- [10] JIN X Y, LIU B X, LIAO S L, et al. Assessing hydropower capability for accommodating variable renewable energy considering peak shaving of multiple power grids [J]. *Energy*, 2024, 305: 132283.
- [11] XIE M F, ZHOU J Z, LI C L, et al. Daily generation scheduling of cascade hydro plants considering peak shaving constraints[J]. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 2016, 142(4): 04015072.
- [12] SHEN J J, CHENG C T, WANG S, et al. Multi objective optimal operations for an interprovincial hydropower system considering peak-shaving demands[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 120: 109617.
- [13] CHENG X L, FENG S Z, HUANG Y X, et al. A new peak-shaving model based on mixed integer linear programming with variable peak-shaving order[J]. *Energies*, 2021, 14(4):887-902.
- [14] 张政,程春田,李泽宏,等. 水电站群短期调峰优化模型目标函数比较研究[J]. *电网技术*, 2021, 45(9):3523-3533.
ZHANG Z, CHENG C T, LI Z H, et al. Comparative study on objective functions of short-term peak shaving optimization models for hydropower stations[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3523-3533.
- [15] 黄馗,程瑞翔,胡甲秋,等. 考虑电站调峰性能差异的短期精细化调度方法[J]. *人民珠江*, 2024, 45(1):139-145.
HUANG K, CHENG R X, HU J Q, et al. A refined short-term scheduling method considering the difference of peak-shaving performance of hydropower stations[J]. *Pearl River*, 2024, 45(1): 139-145.
- [16] 周业荣,李相锐,绳博宇,等. 水风光蓄互补发电系统中风光容量配置研究[J]. *水利水电技术(中英文)*, 2023, 54(11): 1-14.
ZHOU Yerong, LI Xiangrui, SHENG Boyu, et al. Study of wind-photovoltaic optimal capacity configuration in hydro-wind-photovoltaic-pumped storage complementary power generation system [J]. *Water Resources and Hydropower Engineering*, 2023, 54(11): 1-14.
- [17] 申建建,陈光泽,魏巍,等. 耦合联动分析理论的多调峰指标水电短期调度模型[J]. *水利学报*, 2021, 52(8):936-947.
SHEN J J, CHEN G Z, WEI W, et al. Short-term optimal scheduling model with multiple peak shaving indexes based on linkage analysis [J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2021, 52(8):936-947.
- [18] 李基栋,黄炜斌,徐廷兵,等. 基于二次反调节作用的水电站调峰潜力研究[J]. *水力发电学报*, 2015, 34(2):189-194.
LI J D, HUANG W B, XU T B, et al. Study on peaking capacity of cascade hydropower stations under reservoir anti-regulation [J]. *Journal of Hydroelectric Engineering*, 2015, 34(2):189-194.
- [19] 吴慧军,李树山,唐红兵,等. 耦合调峰与通航需求的梯级水电站群短期多目标优化调度的 MILP 方法[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(1):103-110.
WU H J, LI S S, TANG H B, et al. MILP method for multi-objective short-term optimal scheduling of cascaded hydropower stations coupling peak-shaving and navigation demands [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(1):103-110.
- [20] 钱红露,尹维清,程稳,等. 高山峡谷河段枢纽运行对下游水位变幅影响研究:以金沙江乌东德水电站为例[J]. *人民长江*, 2021, 52(4):100-106.
QIAN H L, Yin W Q, CHENG W, et al. Study on influence of operation of hydropower stations in high mountain and canyon river section on downstream water level variation: case of Wudongde Hydropower Station on Jinsha River [J]. *Yangtze River*, 2021, 52(4):100-106.
- [21] 杜立强. 向家坝电站调峰运行调度研究[D]. 成都:四川大学, 2021.
DU L Q. Research on Dispatching of Peak Shaving Operation of Xiangjiaba Hydropower Station [J]. Chengdu: Sichuan University, 2021.
- [22] ZHANG S, XIE Shuai, WANG Y Q, et al. Prediction of tail water level under the influence of backwater effect based on deep learning models: A case study in the Xiangjiaba Hydropower Station [J]. *Water*, 2023, 15(21):3854.
- [23] 陈刚,赖见令. 向家坝电站调峰对航运的影响分析[J]. *中国水运*, 2020(9):92-93.
CHEN G, LAI J L. Research on the influence of peak regulation on shipping in Xiangjiaba Power Station [J]. *China Water Transport*, 2020(9):92-93.
- [24] ZHAO Z, CHENG C, YAN L. An efficient and accurate mixed-integer linear programming model for long-term operations of large-scale hydropower system [J]. *IET Renewable Power Generation*, 2021, 15(6):1178-1190.
- [25] 杜思材,胡江,薛飞龙,等. 金沙江宜宾段非恒定流过程及传播特

- 性[J]. 水运工程, 2017(10):166-170.
- DU S C, HU J, XUE F L, et al. Procedure and propagation characteristics of unsteady flow in the Jinsha River Yibin section[J]. Port and Waterway Engineering, 2017(10):166-170.
- [26] 薛飞龙, 胡江, 杜思材, 等. 叙泸段河道非恒定流作用下水力参数的变化[J]. 水运工程, 2017(10):142-148.
- XUE F L, HU J, DU S C, et al. Variation of hydraulic parameters affected by unsteady flow in Yibin-Luzhou Riverway [J]. Port and Waterway Engineering, 2017(10):142-148.
- [27] 母德伟, 王永强, 李学明, 等. 向家坝日调节非恒定流对下游航运条件影响研究[J]. 四川大学学报(工程科学版), 2014, 46(6): 71-77.
- MU D W, WANG Y Q, LI X M, et al. Study on the effect of downstream navigation by unsteady flow caused by Xiangjiaba daily regulation[J]. Journal of Sichuan University (Advanced Engineering Sciences), 2014, 46(6):71-77.
- [28] 王嘉阳. 西南干流梯级水电站群短期与实时精细化调度研究[D]. 大连:大连理工大学, 2017.
- WANG J Y. Study on Optimization of Southwest China's Cascaded Hydropower Plans in Short-Term and Real-Time Scheduling [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2017.
- [29] 彭杨, 陈凯, 纪昌明. 向家坝水库动库容特性及影响分析[J]. 应用基础与工程科学, 2018, 26(2):239-248.
- PENG Y, CHEN K, JI C M. Backwater storage characteristic and its effect on flood control in Xiangjiaba Reservoir[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2018, 26(2):239-248.
- [30] SHANG Y Z, XU Y, SHANG L, et al. A method of direct, real-time forecasting of downstream water levels via hydropower station reregulation: A case study from Gezhouba Hydropower Plant, China [J]. Journal of Hydrology, 2019, 573:895-907.
- [31] NORDIN S, KHODADDADI A, SHINDE P, et al. Probabilistic multi-product trading of hydropower plants in sequential intraday and frequency-regulation markets [J]. IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation, 2024. DOI: arXiv:2310.17799v1.
- [32] 王伟, 梅亚东, 鲍正风. 基于日调峰模式的梯级电站长期调峰效益模型[J]. 水力发电学报, 2018, 37(2):47-58.
- WANG W, MEI Y D, BAO Z F. Peak-shaving benefit model of cascade hydropower stations based on daily peak modes[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2018, 37(2):47-58.

(责任编辑 王海锋)