

DOI:10.3876/j.issn.1000-1980.2024.01.001

基于水光电力系统时序生产模拟模型的水光优化配比研究

李继清^{1,2}, 龙健³, 刘洋^{1,2}

(1. 华北电力大学水利与水电工程学院, 北京 102206; 2. 华北电力大学苏州研究院, 江苏 苏州 215123;
3. 华能澜沧江水电股份有限公司, 云南 昆明 650214)

摘要: 基于考虑系统负荷、新能源发电出力等时序变化特性的时序生产模拟法, 建立了水光电力系统时序生产模拟模型; 从系统结构性、经济性、灵活性与可靠性方面综合确定最佳水光容量配比, 并通过金沙江上游川藏段水光系统验证了模型的合理性。金沙江上游川藏段光伏电站与水电站出力具有较好的年内、日内互补特性; 对于2030年水平年, 考虑枯期水电留存, 913.6万kW水电配套400万kW光伏的方案综合性能更优, 其新增非水可再生电量约60亿kW·h。

关键词: 水光互补特性; 优化容量配比; 时序生产模拟法; 金沙江上游

中图分类号: TV7 文献标志码: A 文章编号: 1000-1980(2024)01-0001-10

Study on optimal ratio of water and light based on time-series production simulation model of hydro-optical power system

LI Jiqing^{1,2}, LONG Jian³, LIU Yang^{1,2}

(1. School of Water Resources and Hydropower Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. Suzhou Institute of North China Electric Power University, Suzhou 215123, China;
3. Huaneng Lancang River Hydropower Inc., Kunming 650214, China)

Abstract: Based on the time-series production simulation method which takes into account the time-series variation characteristics of system load and power generation output of new energy, the time-series production simulation model of hydro-optical power system is established. The optimal water-light capacity ratio is determined comprehensively from the aspects of system structure, economy, flexibility and reliability, and the rationality of the model is verified by the water-light system of the upper reaches of the Jinsha River in the Sichuan-Tibet section. The outputs of photovoltaic power stations and hydropower stations in the upper reaches of the Jinsha River are complementary within a year and within a day. For the level year of 2030, considering the retention of hydropower during dry period, the comprehensive performance of 9.136 million kW hydropower with 4 million kW photovoltaic is better, and the new non-water renewable electricity is about 6 billion kW·h.

Key words: water and light complementary characteristics; optimal of capacity ratio; time-series production simulation method; upper reaches of Jinsha River

高比例新能源的接入使电力系统的运行变得更为复杂, 新能源的波动性^[1-2]、间歇性^[3-4]也使得电力的实时平衡变得困难, 导致新能源弃电现象频现, 风光资源浪费严重^[5-6]。因此, 充分发挥各种能源互补的特性, 建立基于水电调节的多能互补系统, 科学评估系统的新能源消纳能力, 优化各种新能源之间的互补容量配比, 对于降低新能源弃电率和含新能源电力系统的规划、发展具有重要的指导意义^[7-9]。

目前, 新能源消纳能力常用的分析方法主要有典型日法、随机生产模拟法、时序生产模拟法。基于典型日法^[10-11]提出的调度方式得到的结果是最严重情况下的新能源平衡情况, 计算结果过于保守, 不利于提高

基金项目: 国家自然科学基金项目(52179014); 国家重点研发计划项目(2022YFC3002702-4); 中国长江三峡集团有限公司科研项目(0799244)

作者简介: 李继清(1972—), 女, 教授, 博士, 主要从事水文水资源研究。E-mail: jqli6688@163.com

引用本文: 李继清, 龙健, 刘洋. 基于水光电力系统时序生产模拟模型的水光优化配比研究[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2024, 52(1): 1-10.

LI Jiqing, LONG Jian, LIU Yang. Study on optimal ratio of water and light based on time-series production simulation model of hydro-optical power system[J]. Journal of Hohai University(Natural Sciences), 2024, 52(1): 1-10.

新能源实际上网电力电量;随机生产模拟法^[12-13]中的新能源出力与负荷采用服从某种分布的数据,无法模拟机组组合情况,忽略了与时序相关的约束,无法全面分析生产成本;时序生产模拟法^[14-16]是指在给定的负荷条件下模拟各发电机组的运行状况,并计算发电系统生产费用的一种时序仿真方法。该方法的优点是能够考虑系统负荷、新能源发电出力等的时序变化特性,更适用于指导新能源的规划问题。耿路等^[17]基于时序生产模拟法分析了不同负荷增长率和不同新能源接入方式下张家湾地区新能源消纳能力;葛毅等^[18]将负荷划分为居民负荷和工业负荷,以经济性为目标对我国东部某省电力系统进行了时序生产模拟,得到了不同负荷的优化配比;王琨玥^[19]通过考虑光伏出力与城市负荷的时序关系,并结合火电机组的调频限制,建立了一种基于时序生产模拟的光伏容量规划模型。另一方面,新能源互补容量配置的相关研究仍局限于优化互补系统的运行效率或效益,而较少研究配置方案是否利于系统稳定可靠、调度灵活性及社会发展效益等^[20]。刘军涛等^[21]通过分析青海省海南州各类可再生能源禀赋、开发条件等因素,提出了一套水风光储多能互补基地电源配置方案;申建建等^[22]构建了灵活性裕量期望最大和不足期望最小模型,动态适应不同新能源接入比例、风光装机比例等场景下的水风光互补调度需求。准确量化不确定性新能源容量配比是研究以新能源为主的多能互补系统优化调度的基础^[23-25],对我国电网安全、稳定和清洁能源消纳具有重要意义。

因此,本文建立计及水电站丰枯期出力波动、光伏电站日夜出力间歇性及需求端负荷变化的时序生产模拟模型,模拟产生多种不同的水光容量配比方案,并从水光系统结构性、经济性、灵活性和可靠性方面综合优选水光最优容量配比,通过金沙江上游川藏段(以下简称“川藏段”)水光互补容量优选验证模型的合理性,以为低碳电力要求下的网源协调规划提供参考。

1 水光电力系统时序生产模拟模型

1.1 水光互补特性分析

基于出力曲线的定性分析法主要是通过绘制水电站、光伏电站同一时间尺度的出力曲线,通过观察水电站、光伏电站出力曲线峰、谷出现时间,进而定性判断水光出力的时间互补性。定量分析水光互补特性主要是借助相关分析法研究梯级水电站单独运行、联合运行条件下与光伏电站出力的相关性。较为常用的相关系数有 Pearson 简单相关系数、Spearman 等级相关系数和 Kendall 相关系数。相关系数为负值,则表示随机变量之间呈负相关关系,即两者呈相反的变化趋势,互补性较好;反之亦然。一般认为,相关系数的绝对值在 $0 \sim <0.33$ 范围内时两者之间为弱相关, $0.33 \sim <0.67$ 为中等相关, $0.67 \sim <1$ 为强相关。

1.2 模型构建

1.2.1 目标函数

为尽量减少整个系统的投资费用、运维费用等成本,增加系统的经济性收益。水光发电系统的时序生产模拟模型以投资经济性最优为目标函数,即在满足约束条件的情况下,配置合适的光伏发电系统容量,使整个工程周期内投资收益最大^[26]。引入净现值计算水光互补电站运营周期总利润,建立目标函数:

$$\max f = \sum_{m=1}^n \frac{I(S_p) - C(S_p)}{(1-i)^m} \quad (1)$$

其中 $I(S_p) = E_p(S_p)P_p(S_p) + E_hP_h$ $C(S_p) = C_{cp}(S_p) + C_{ch} + C_{op}(S_p) + C_{oh}$

$$E_p(S_p) = \sum_{j=1}^{N_j} \sum_{t=1}^T Y_{j,t} P_{j,t} \quad E_h = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{t=1}^T Z_{k,t} P_{k,t}$$

式中: S_p 为光伏电站容量; n 为运营周期; i 为基准收益率; C_{cp} 、 C_{ch} 分别为光伏电站、水电站建设成本,包括折旧费及建设贷款偿还等; C_{op} 、 C_{oh} 分别为光伏电站、水电站经营成本; P_p 、 P_h 分别为光伏发电和水电电价; E_p 、 E_h 分别为光伏电站、水电站年发电量; j 表示第 j 台机组; N_j 、 N_k 分别为参与优化的光伏、水电机组的台数; T 为优化时间总长度; Y_j 为二进制变量,表示机组 j 启动状态,1 表示正在启动,0 表示不在启动状态; Z_k 为二进制变量,表示机组 k 停机状态,1 表示正在停机,0 表示不在停机状态; $P_{j,t}$ 、 $P_{k,t}$ 为光伏机组 j 、水电机组 k 在 t 时段的出力。

1.2.2 约束条件

a. 电网负荷约束。电网负荷约束主要包括电力平衡、电量平衡约束:

$$N_{s,t} = \sum_{j=1}^{N_j} P_{j,t} + \sum_{k=1}^{N_k} P_{k,t} \quad (2)$$

$$E_s = E_p(S_p) + E_h \quad (3)$$

式中: $N_{s,t}$ 为受端电网负荷需求; E_s 为受端电网发电量需求。

b. 水电站运行约束。水电站运行约束包括水电站水量平衡约束(式(4))、库容曲线约束(式(5))、库水位约束(式(6))、下游水位流量关系约束(式(7))、水电站水头约束(式(8))、水电站出力限制(式(9))、水电站最大过流能力限制(式(10))、机组爬坡率约束(式(11))。

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{rk,t} - Q_{fd,t} - Q_{qs,t})\Delta T_t \quad (4)$$

$$Z_{sy,t+1} = f_{ZV}(V_{t+1}) \quad (5)$$

$$Z_{sy,min} \leq Z_{sy,t+1} \leq Z_{sy,max} \quad (6)$$

$$Z_{xy,t} = f_{ZQ}(Q_{ck,t}) \quad (7)$$

$$\begin{cases} H_t = \frac{Z_{sy,t} + Z_{sy,t+1}}{2} - Z_{xy,t} - \Delta H_t \\ \Delta H_t = f_{\Delta H}(Q_{fd,t}) \end{cases} \quad (8)$$

$$X_{j,t} P_{min,t} \leq P_{j,t} \leq X_{j,t} P_{max,t} \quad (9)$$

$$Q_{fd,t} \leq Q_{fd,t,max} \quad (10)$$

$$\begin{cases} -\sum_{j=1}^{N_j} P_{j,max} - C_{N,t} \leq \sum_{j=1}^{N_j} P_{j,t} - D_p \\ \sum_{j=1}^{N_j} P_{j,max} + C_{N,t} \leq \sum_{j=1}^{N_j} P_{j,t} - D_n \end{cases} \quad (11)$$

式中: V_t, V_{t+1} 分别为 t 时段初、末库蓄水量; $Q_{rk,t}, Q_{fd,t}, Q_{qs,t}$ 分别为 t 时段平均入库流量、出库流量和弃水流量; ΔT 为一个时间步长; $Z_{sy,t+1}$ 为 t 时段末水电站上游水位; $f_{ZV}(\cdot)$ 为库容曲线函数; $Z_{sy,min}, Z_{sy,max}$ 分别为 t 时段末水电站上游允许最低、最高水位; $Z_{xy,t}$ 为 t 时段下游平均水位; $f_{ZQ}(\cdot)$ 为下游水位流量关系函数; $Q_{ck,t}$ 为出库流量; H 为净水头; ΔH_t 为水电站 t 时段水头损失; $f_{\Delta H}(\cdot)$ 为水电站水头损失函数; $P_{min,t}, P_{max,t}$ 分别为 t 时段的最小、最大出力; $X_{j,t}$ 为二进制变量, 表示机组 j 运行状态, 1 表示正在运行, 0 表示不在运行状态; $P_{j,max}$ 为机组 j 的最大出力; D_p, D_n 分别为系统正、负旋转备用; $C_{N,t}$ 为光伏电站 t 时段的可信容量。除了上述约束, 所有变量还必须为非负值。

c. 光伏电站运行约束:

$$P_{j,t} = \begin{cases} N_{p,t} & N_{p,t} \leq N_{pmax} \\ N_{p,t} - N_{pl,t} & N_{p,t} > N_{pmax} \end{cases} \quad (12)$$

式中 $N_{p,t}$ 为光伏电站 t 时段的预测出力。当互补光伏电站出力超出最大出力 N_{pmax} 时, 需要弃掉出力 $N_{pl,t}$ 。

d. 系统约束。送出通道容量限制、旋转备用约束分别为

$$\sum_{j=1}^{N_j} P_{j,t} + \sum_{k=1}^{N_k} P_{k,t} \leq N_{max} \quad (13)$$

$$\begin{cases} -\sum_{j=1}^{N_j} P_{j,max} - C_{N,t} \leq -N_t - D_p \\ \sum_{j=1}^{N_j} P_{j,max} + C_{N,t} \leq N_t - D_n \end{cases} \quad (14)$$

式中: N_{max} 为系统送出通道容量, 取为 800 万 kW; N_t 为 t 时段送出通道的送出力。

1.3 模型求解

采用分支定界法对水光电力系统时序生产模拟模型进行求解。分支定界法屏蔽了解空间中明显不利于目标函数最优化的解, 使整个计算过程更趋向于有最优解的分支, 并针对可行分支计算了限值, 减少了可选解的范围。分支定界法求解步骤主要包括分支、松弛与定界 3 个步骤^[27]。常用的分支定界法求解器主要有 GUROBI、CPLEX 和 IPSOLVE 等, 其中的 IPSOLVE 求解器具有计算迅速、设备兼容性好等优点, 应用广泛^[28], 因此本文采用 IPSOLVE 求解器对时序生产模拟模型进行求解。

1.4 水光容量配比方案优选

基于水光电力系统时序生产模拟模型产生的水光容量配比方案, 从系统结构性、经济性、灵活性和可靠

性4个方面综合评价,择优选取最佳的水光容量配比方案。对于系统结构性,基于受端电网年负荷、典型日负荷特性和送端电源特性,通过拟定直流曲线分析。具体的评价指标主要有水光容量比、水光电量比、弃水率、弃光率及等效弃光率。

经济性通过对系统进行投资效益及电价竞争力分析,具体的评价指标主要有综合上网电价、落地电价及光伏资本金内部收益率。综合上网电价 $P_{综}$ 根据水光利用情况按电量加权计算(式(15))。综合上网电价加上输电价 $P_{输}$ (含直流输电价和送端配套加价)即为落地电价 $P_{落}$ (式(16)),落地电价越低,其在受端的电价竞争力越强,越有利于水光打捆外送。光伏资本金内部收益率根据受端落地电价,扣除输电价,反推送端光伏电价需求以及相应的光伏投资内部收益率,得到不同单位造价成本下的光伏投资内部收益率。

$$P_{综} = P_h \frac{E_h}{E_h + E_p} + P_p \left(1 - \frac{E_h}{E_h + E_p} \right)$$

(15)

$$P_{落} = P_{综} + P_{输}$$

(16)

水光系统灵活性与可靠性评价基于水光互补系统时序生产模拟模型,分别采用水光联合调节难度、受端调峰压力^[22]和直流送电波动、送端电力富余定性评价,并结合结构性、经济性评价指标,综合择优选取最佳的水光容量配比。模型构建技术路线见图1。

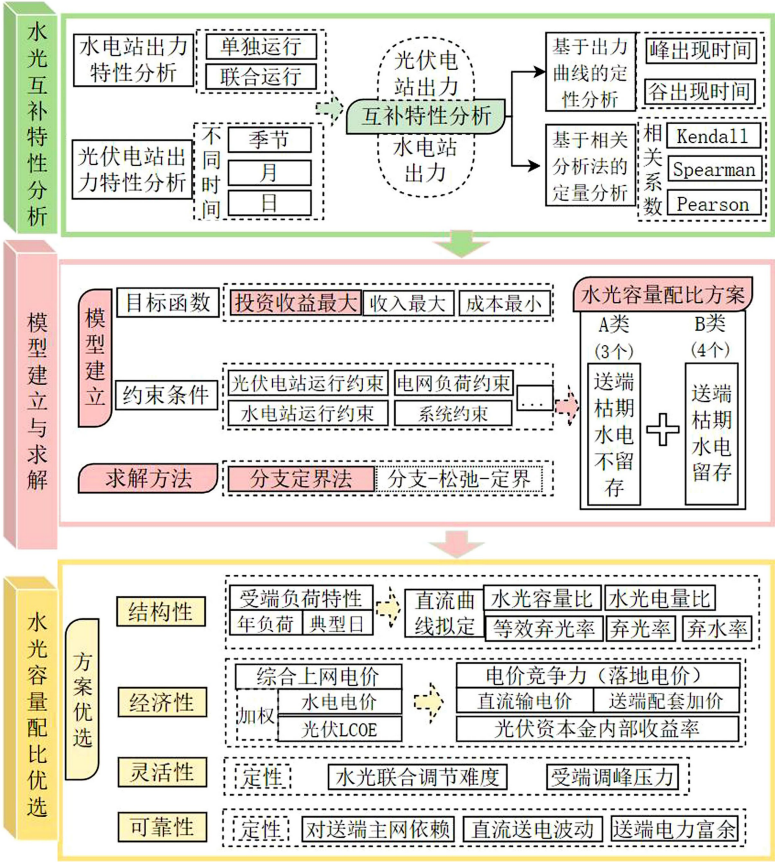


图1 模型构建技术路线

Fig.1 Technology roadmap of model construction

2 模型验证

2.1 研究区概况

金沙江玉树(巴塘河口)至石鼓河段称为金沙江上游段,全长772 km,天然落差约1516 m,水能资源丰富。根据金沙江上游“一库13级”的梯级布局,在川藏段规划布置岗托、岩比(开发存在较大不确定性,暂不考虑)、波罗、叶巴滩、拉哇、巴塘、苏洼龙、昌波8个梯级,初拟装机容量956万kW,2030年除岩比外七级水电站全部建成投产,各水电站投产时序、位置分别见表1、图2。

表 1 金沙江上游川藏界河段梯级水电站投产时序

Table 1 Time sequence of putting into operation of cascade power station in
Sichuan-Tibet boundary of the upper reaches of Jinsha River

单位:万 kW

梯级序号	水电站	进度	规划容量	投产容量					
				2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2030 年
1	岗托	规划	4×30						120
2	波罗	规划	4×23						92
3	叶巴滩	在建	4×51+1×20				51	224	224
4	拉哇	在建	4×50					50	200
5	巴塘	在建	3×25		25	50	75	75	75
6	苏洼龙	在建	4×30		120	120	120	120	120
7	昌波	规划	2×37+2×4.3					82.6	82.6

川藏段太阳能资源丰富^[29-32],以太阳总辐射年辐照量为指标,按照《太阳能资源等级总辐射》分级标准,川藏段太阳能资源等级多为 B 级(资源很丰富区),年总辐射量基本都在 6 000 MJ/m²以上,具备较大开发价值,初步规选光伏装机约 3 500 万 kW,其中西藏侧约 3 000 万 kW。

2.2 川藏段水光互补特性分析

2.2.1 水电站出力特性分析

金沙江上游丰、平及枯水期分别为 6—10 月、5 月和 11 月、12 月至翌年 4 月,选取远景年 2030 年,绘制平水年川藏段各水电站单独运行、联合运行的出力特性曲线,如图 3 所示。

由图 3 可知,川藏段七级水电站 2030 年(平水年)单独运行时,7—9 月出力较其他月大,拉哇水电站的出力呈现“两峰一谷”的特点,分别于 5 月、7 月达到峰值,出力分别为 112.7 万 kW、198.6 万 kW;联合运行时,叶巴滩、苏洼龙水电站出力呈现出“两峰一谷”的特性,分别于 8 月、10 月和 3 月、9 月达到峰值;昌波水电站出力峰值有所提前,由 7 月份提前到 6 月,出力为 77 万 kW;梯级水电站联合运行年发电量为 429 亿 kW·h,较单独运行时多 41 亿 kW·h,丰平枯期发电量比例分别约为 60% : 13% : 27%,枯水期发电量占比提高了 9%,年利用小时数约为 4 697,较单独运行时提高了 450 h。

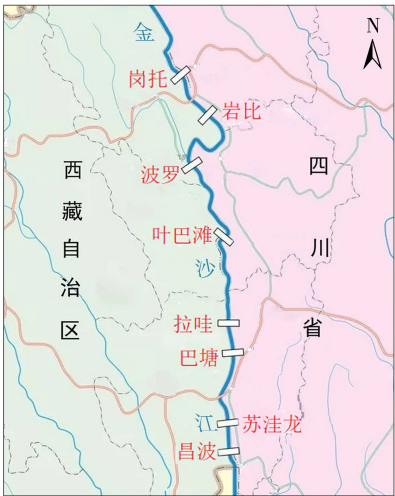


图 2 川藏段水电站位置

Fig. 2 Location map of hydropower stations in Sichuan-Tibet boundary

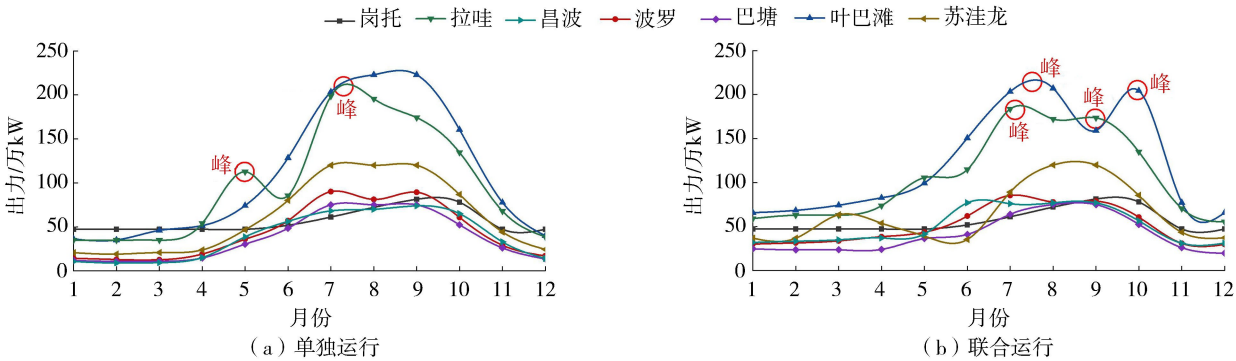


图 3 川藏段梯级水电站群出力特性

Fig. 3 Output characteristics of cascade hydropower stations in Sichuan-Tibet boundary

对于月内、日内梯级水电站出力特性,川藏段梯级水电站调节能力较强,各水电站日内出力可在最小出力与预想出力之间根据电网负荷、光伏发电等进行调节,满足电网负荷需求,保证系统安全稳定运行。

2.2.2 光伏电站出力特性分析

基于川藏段周边江达、贡觉、德格及巴塘等六县的测光数据,并结合当地气象数据,得到光伏电站全年 8 760 h 出力曲线。对于年内出力特性,光伏电站出力存在一定季节性差异,各月平均出力系数在 0.14 ~ 0.22

之间,月际变化较为明显,呈现冬春季大、夏秋季小的特点。

由图4可知,光伏电站日内出力趋势较为一致,主要受昼夜影响大,出力一般12:00—14:00达到峰值,20:00至次日6:00出力为0;春、秋及冬季出力均于13:00达到峰值,夏季出力出现2个峰值,分别于12:00、14:00达到出力峰值。最小日光伏电站出力时段为7:00—19:00,于10:00、13:00达到峰值,12:00达到出力低谷,呈现出“两峰一谷”的特点。光伏电站出力随昼夜变化较大,具有间歇性。从保证出力和累计电量特性来看,光伏出力保证率水平较低,但电量累计效应明显。随着昼夜、季节及天气等变化,光伏出力具有间歇性、波动性和随机性特点。

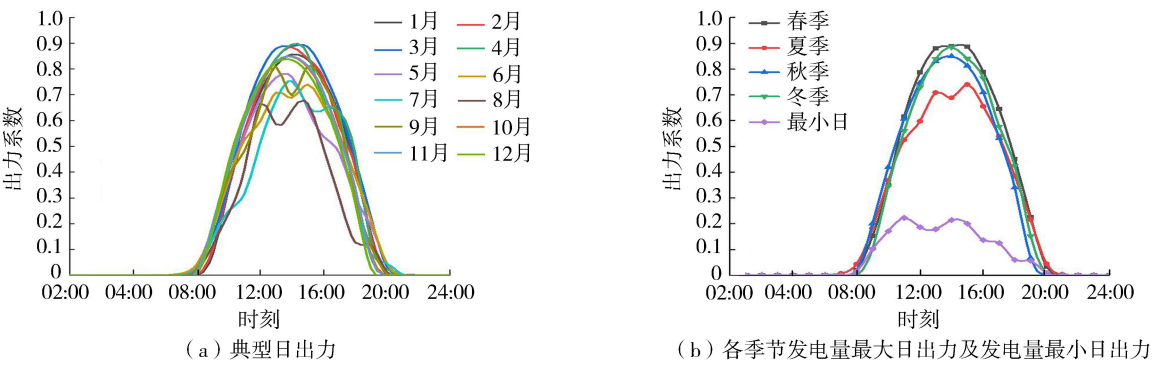


图4 光伏电站出力特性曲线

Fig.4 Output characteristics curve of photovoltaic power station

2.2.3 水光互补特性分析

对于年内水光互补特性,光伏电站与水电站单独运行、联合运行的出力过程及出力相关系数分别如图5、表2所示。

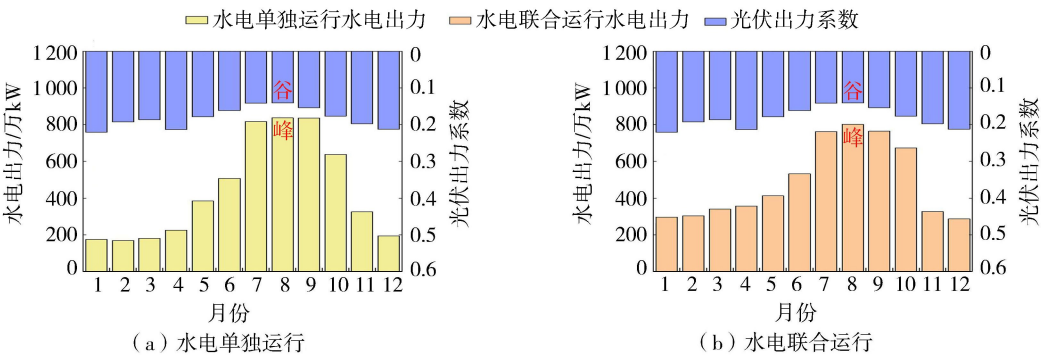


图5 金沙江上游水电与光伏电站年内出力

Fig.5 Annual output of hydropower station and photovoltaic power station in the upper reaches of Jinsha River

从图5可知,光伏电站、水电站的年内各月出力均呈现出“一峰一谷”形式,光伏电站的年内各月差异较水电小,光伏电站于12—2月达到发电高峰,7—9月达到低谷;而水电站于7—9月达到高峰,12—2月达到低谷;水电站出力于8月达到最高峰,而对应的光伏电站出力达到最小值。光伏出力的峰、谷与水电出力的谷、峰在时间上对应,水电、光电的出力存在年内互补特性。由表2可知,川藏段梯级水电站无论是单独运行还是联合运行,其与光伏电站的出力均具有显著的负相关,具有较强的互补特性。

对于日内互补特性,川藏段水电站具备一定的调节能力,可根据系统负荷变化情况进行日调节,日间光伏发电时段,通过加大水电站蓄水降低水电出力,用光伏电量“置换”水电电量;夜间或光伏少发时段,通过

表2 平水年梯级水电站单独、联合运行时水光年内出力相关系数

Table 2 Annual water-light output correlation coefficient of cascade hydropower station in normal water years when it is operated independently and jointly with photovoltaic power station

相关系数 类型	相关系数		显著性	是否显著
	水电单独运行	水电联合运行		
Spearman	-0.85	-0.93	0.01	显著
Pearson	-0.91	-0.91	0.01	显著
Kendall	-0.73	-0.79	0.01	显著

释放水电站水量抬高水电工作位置,水光日内互补后水光系统整体出力趋于平滑^[33]。

2.3 川藏段水光优化配比研究

2.3.1 水光容量配比方案

基于构建的时序生产模拟模型,考虑受端湖北电网负荷特性、直流送电通道及送端水电留存,模拟产生多个川藏段水光互补配比方案。根据湖北电网历史负荷曲线,对 2030 年负荷进行预测,湖北省 2030 年负荷呈 W 形,1—8 月、9—12 月最大负荷呈现“高-低-高”的 V 形变化趋势。由图 6 可知,日负荷特性呈现午、晚 2 个高峰。夏季负荷高峰出现在 15:00 和 21:00,冬季负荷高峰出现在 11:00 和 19:00,负荷低谷出现在 5:00 左右。

2030 年金沙江上游水电全部投产之后,水电按 913.6 万 kW 考虑,结合四川、西藏电网供需形势及受端湖北用电需求,川藏段水电留存电量暂按考虑枯期(1—4 月、12 月)留存本地 30%,四川、西藏按 1:1 分配,拟定水电不留存和水电枯期留存两类方案,时序生产模拟后求解得到的各方案水光配比容量如表 3 所示,其中设置水电枯期留存 30% 中的 B1 方案用于分析进一步增加光伏电站装机容量时各指标变化情况。

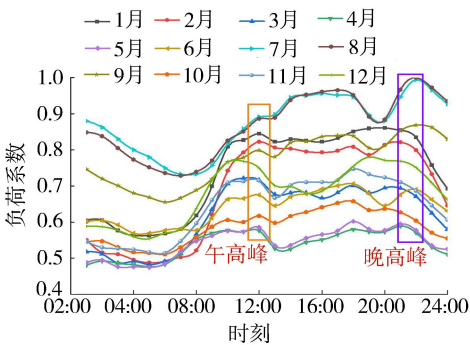


图 6 湖北电网典型日负荷特性
Fig. 6 Typical daily load characteristics of Hubei power grid

表 3 水光容量配比方案

Table 3 Water and light complementary ratio schemes

方案	直流利用小时数	水电装机/ 万 kW	光伏装机/ 万 kW	水电电量/ 亿 kW·h	光伏电量/ 亿 kW·h	光伏量 比例/%	光伏利用小 时数
A1	5997	914	600	399.83	79.65	17	1327
A2	6000	914	500	408.59	71.26	15	1425
A3	5979	914	400	414.32	61.28	13	1532
B1	5980	914	700	370.46	105.39	22	1506
B2	5912	914	600	371.68	91.01	20	1517
B3	5500	914	500	368.44	71.76	16	1435
B4	5465	914	400	373.46	61.28	14	1532

注:方案编号中 A 代表水电不留存,B 代表水电枯期留存 30%。

2.3.2 水光容量配比方案选取

2.3.2.1 系统结构性

2030 年,配套水电装机 913.6 万 kW、年发电量 423 亿 kW·h,其中枯期留存 34 亿 kW·h。由图 7(a)可知,打捆外送规模 400 万 kW 光伏时,7—9 月最大电力为 800 万 kW,不调峰;12—2 月最大电力约 640 万 kW,其他时段最大电力 800 万 kW,调峰范围为 0.1~0.7 pu。直流曲线年送电量 447 亿 kW·h,其中丰、平、枯电量占比为 61%:15%:24%,直流利用小时数为 5465,弃光率 2%,考虑不弃水的折算值,等效弃光率 5%。打捆外送规模 500 万 kW 光伏时,直流曲线如图 7(b)所示,直流利用小时数为 5500,水电站发生弃水,弃水率 2%,弃光率 9%。打捆外送规模 600 万 kW 光伏时,直流曲线如图 7(c)所示,直流利用小时数为 5912,水电站弃水率 1%,弃光率 3%。当打捆外送规模 700 万 kW 光伏时,如图 7(d)所示,7—9 月最大电力与调峰范围与打捆外送 400 万 kW 光伏时相同;12—2 月最大电力约 640 万 kW,其他时段最大电力 800 万 kW,调峰范围 0.1~0.5 pu。直流曲线年送电量 488 亿 kW·h,直流利用小时数约为 6000,弃光率 8%,由于金沙江上游水电丰期电量较大,可调空间有限,导致进一步增加打捆光伏规模后等效弃光率将增加至 15.4%,弃光电量增加 17 亿 kW·h。

2.3.2.2 经济性

对于各水光配比方案,根据受端电价不高于湖北基准电价上浮 10%,扣除输电价(含送端配套 0.03 元/(kW·h))后,考虑光伏项目单位造价 4200、4500 元/kW,反推送端光伏电价需求以及相应的光伏投资内部收益率。B1、B2 方案配套光伏 600 万、700 万 kW 情况下,送端光伏电价分别为 0.286、0.271 元/(kW·h)时,光伏资本金内部收益率 5.7%~9.5%;而其他方案光伏内部收益率均低于 2.0%。

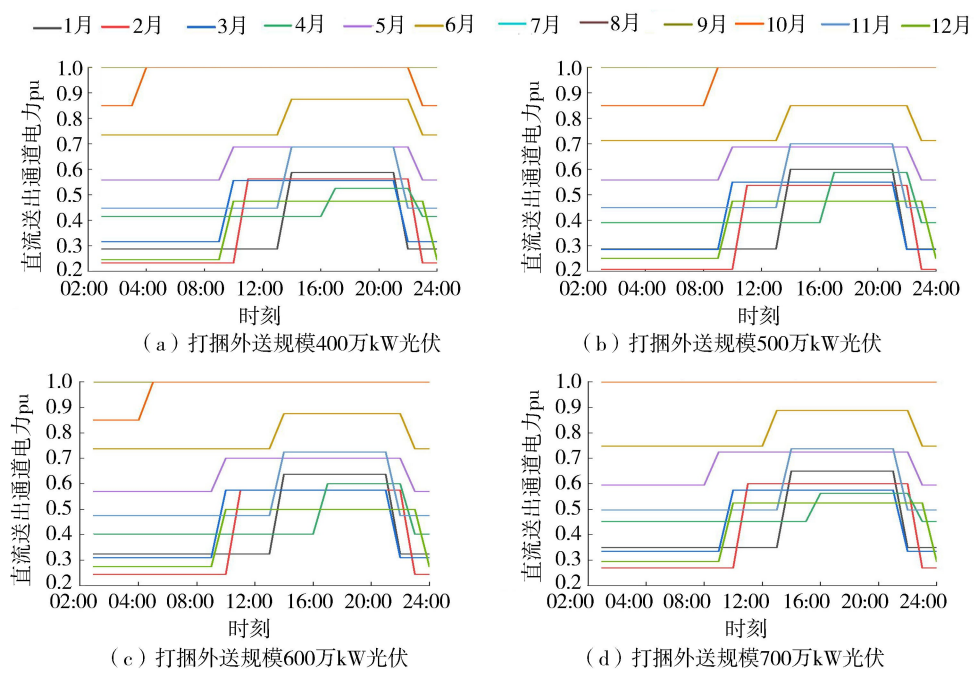


图7 直流典型日送电曲线

Fig.7 Typical daily DC transmission curve

由表4所示,A类方案综合上网电价相差不大;水电枯期留存30%的B类方案,直流利用小时数为6000,配套600万、700万kW光伏的方案综合上网电价较其他方案明显具有一定优势,其中B1方案较单独输送水电降低约0.025元/(kW·h);当直流利用小时数控制在5500水平,配套光伏400万~500万kW,综合上网电价相差不大。

对于落地电价,仅输送梯级水电时,落地电价为0.512元/(kW·h),配套打捆一定规模光伏的各种方案,落地电价与仅输送水电相比降低约0.021~0.033元/(kW·h)。其中B类方案中,直流利用小时数在6000水平,配套600万~700万kW光伏,受端电价竞争力相对较强。

2.3.2.3 灵活性与可靠性

对于水光系统灵活性而言,打捆的光伏容量越大,光伏电站的波动性、随机性越大,水光系统联合调节难度也越大,进而导致送出电力的波动性也就越大,造成受端调峰压力越大。因此,考虑枯期水电留存配套700万kW光伏的B1方案系统联合调节难度、受端调峰压力最大,随着配套光伏的容量越来越小,其联合调节、受端调峰压力也越来越小。A类方案也呈现相似的变化规律。

对于系统可靠性而言,打捆配套的光伏容量越大,光伏电站发电量也就越大,水电全投后其送端电力富余越大。对于B类方案,因枯期本就留存一部分电力,其电力富余比相同打捆容量下的A类方案更大,B1方案电力富余最大,A1方案送端电力富余最小。

2.3.2.4 综合比较及光伏配套规模建议

综合考虑外送通道合理利用水平、弃电率、投资效益、电价竞争力等因素,从结构性、灵活性、可靠性及经济性方面分析多个组合方案,其评价结果详见表5。由表5可知,直流利用小时数为5500~6000,A类方案整体较B类方案电价竞争力差,且弃光率、弃水率较高,资源浪费严重。B类方案中,B1方案经济性最优,综合上网电价为0.380元/(kW·h);B2方案电价竞争力差于B1,系统灵活性、可靠性增强;B4方案较B1方案综合上网电价高0.008元/(kW·h),但系统结构性、灵活性及可靠性明显提高。

表4 直流输电价及落地电价分析

Table 4 Analysis of DC transmission price and landing price 单位:元/(kW·h)

方案	综合上网电价	输电价	落地电价
A1	0.393	0.099	0.4914
A2	0.392	0.099	0.4911
A3	0.390	0.099	0.4889
B1	0.380	0.099	0.4788
B2	0.383	0.099	0.4816
B3	0.389	0.102	0.4911
B4	0.388	0.102	0.4908

表 5 水光容量配比方案综合比较

Table 5 Comprehensive comparison table of water and light complementary ratio schemes

方案	结构性					灵活性	
	水光容量比	水光电量比	弃水率/%	弃光率/%	等效弃光率/%	水光联合调节难度	受端调峰压力
A1	1 : 0.66	1 : 0.20	4.0	15.0	32.0	中	较大
A2	1 : 0.55	1 : 0.17	1.7	9.2	18.0	中	中
A3	1 : 0.44	1 : 0.15	0.0	2.0	5.0	低	较小
B1	1 : 0.77	1 : 0.28	1.0	8.0	15.4	高	大
B2	1 : 0.66	1 : 0.24	1.0	3.0	7.0	中	中
B3	1 : 0.55	1 : 0.19	2.0	9.0	17.0	中	中
B4	1 : 0.44	1 : 0.16	0.0	2.0	5.0	低	较小

方案	可靠性(对送端主网依赖)			经济性	
	水电投产过渡期 直流送电波动	水电全投后送端 电力富余	光伏资本金内部 收益率/%	综合上网电价/(元/(kW·h))	电价竞争力
A1	较大	较大	0.18 ~ 1.83	0.393	良
A2	中	中	0.02 ~ 1.66	0.391	良
A3	较小	较小	-0.63 ~ 0.98	0.390	良
B1	大	大	7.18 ~ 9.48	0.380	优
B2	中	中	5.65 ~ 7.76	0.383	较优
B3	中	中	-0.35 ~ 1.27	0.389	良
B4	较小	较小	-1.68 ~ -0.16	0.388	良

综上,推荐 B4 方案,新增非水可再生电量约 60 亿 kW·h,占受端湖北全社会用电量比例约为 1.7% ~ 2%。若考虑湖北省具备调峰能力的情况下,配套光伏规模可进一步适当提高至 600 万 ~ 700 万 kW。与此同时,需要进一步加强水电站与光伏电站联合运行的安全性,避免水电站因调峰而长期在不稳定区运行。

3 结 语

本文针对新型电力系统下新能源的消纳问题,考虑系统负荷、新能源出力的时序性,建立了水光电力系统时序生产模拟模型,并从系统结构性、灵活性、可靠性及经济性等方面对方案进行评价,综合确定水光容量配比,最后通过金沙江上游川藏段水光发电系统验证了模型合理性。金沙江上游川藏段光伏电站与水电站出力具有较好的年内、日内互补特性;A 类方案整体较 B 类方案电价竞争力差,且弃光率、弃水率较高,资源浪费严重;B 类方案中,B1 方案经济性最优,但综合考虑结构性、灵活性和可靠性,B4 方案整体更好,其新增非水可再生电量约 60 亿 kW·h,占湖北全社会用电量比例约为 1.7% ~ 2.0%。

参考文献:

[1] 杨震. 光热-光伏-风电联合出力特性分析和联合出力场景生成及削减方法的研究[D]. 兰州:兰州理工大学,2022.

[2] 李硕. 含光热电站及波动性新能源的电网最优规划研究[D]. 上海:上海电机学院,2021.

[3] 赵宏程,张志鹏. 大规模间歇性新能源接入对西藏电网的影响研究[J]. 电力设备管理,2020(12):124-125. (ZHAO Hongcheng,ZHANG Zhipeng. Research on the impact of large-scale intermittent new energy integration on Tibet's power grid [J]. Electric Power Equipment Management,2020(12):124-125. (in Chinese))

[4] 郭安琪. 含大规模间歇性能源的电力系统优化调度模型研究[D]. 济南:山东大学,2018.

[5] 朱俊澎,施凯杰,李强,等. 考虑输电网络潮流约束的时序生产模拟及新能源消纳能力评估[J]. 电网技术,2022,46(5): 1947-1955. (ZHU Junpeng,SHI Kaijie,LI Qiang,et al. Time series production simulation and renewable energy accommodation capacity evaluation considering transmission network power flow constraints[J]. Power Grid Technology,2022,46(5): 1947-1955. (in Chinese))

[6] LIU Zhiqiang,CUI Yanping,WANG Jiaqiang,et al. Multi-objective optimization of multi-energy complementary integrated energy systems considering load prediction and renewable energy production uncertainties[J]. Energy,2022,254:124399.

[7] ZHANG Yusheng,MA Chao,YANG Yang,et al. Capacity configuration and economic evaluation of a power system integrating hydropower,solar,and wind[J]. Energy,2022,259:125012.

[8] REN Yan,YAO Xianhe,LIU Dong,et al. Optimal design of hydro-wind-PV multi-energy complementary systems considering smooth power output[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments,2022,50:101832.

- [9] 明波,李研,刘攀,等. 嵌套短期弃电风险的水光互补中长期优化调度研究[J]. 水利学报,2021,52(6):712-722. (MING Bo,LI Yan,LIU Pan,et al. Long-term operation of hydro-solar hybrid energy systems nested with short-term energy curtailment risk[J]. Journal of Hydraulic Engineering,2021,52(6):712-722. (in Chinese))
- [10] VAKILI S,SCHÖNBORN A,AYKUT I. Techno-economic feasibility of photovoltaic,wind and hybrid electrification systems for stand-alone and grid-connected shipyard electrification in Italy[J]. Journal of Cleaner Production,2022,366:132945.
- [11] GUO Li,HOU Ruosong,LU Hai,et al. A novel typical day selection method for the robust planning of stand-alone wind-photovoltaic-diesel-battery microgrid[J]. Applied Energy,2020,263:114606.
- [12] ZHANG Yi,SUN Hexu,TAN Jianxin,et al. Capacity configuration optimization of multi-energy system integrating wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery[J]. Energy,2022,252:124046.
- [13] WANG Xianxun,VIRGUEZ E,KERN J,et al. Integrating wind,photovoltaic,and large hydropower during the reservoir refilling period[J]. Energy Conversion and Management,2019,198:111778.
- [14] 程浩忠,高赐威,马则良,等. 多目标电网规划的分层最优化方法[J]. 中国电机工程学报,2003,23(10):11-16. (CHENG Haozhong,GAO Ciwei,MA Zeliang,et al. The lexicographically stratified multi-object optimal electric power network planning [J]. Proceedings of the CSEE,2003,23(10):11-16. (in Chinese))
- [15] 张军,许晓艳,黄永宁,等. 基于时序生产模拟仿真的宁夏电网风光优化配比研究[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(19):81-86. (ZHANG Jun,XU Xiaoyan,HUANG Yongning,et al. Research on optimization proportion study of wind and PV capacity in Ningxia power grid based on time sequence simulation[J]. Power System Protection and Control,2014,42(19):81-86. (in Chinese))
- [16] LIU Ruili,PENG Liuliu,HUANG Guoqing,et al. A Monte Carlo simulation method for probabilistic evaluation of annual energy production of wind farm considering wind flow model and wake effect[J]. Energy Conversion and Management,2023,292:117355.
- [17] 耿路,王欣怡,周江山,等. 基于时序生产模拟的张家港电网新能源规划[J]. 电气传动自动化,2022,44(3):59-62. (GENG Lu,WANG Xinyi,ZHOU Jiangshan,et al. New energy planning of Zhangjiagang power grid based on sequential production simulation [J]. Electric Drive Automation,2022,44(3):59-62. (in Chinese))
- [18] 葛毅,李琥,刘国静. 基于时序生产模拟的电力需求响应优化配比研究[J]. 电力需求侧管理,2021,23(1):43-48. (GE Yi,LI Hu,LIU Guojing. Research on optimal proportioning of power demand response based on time squence production simulation [J]. Power Demand Side Management,2021,23(1):43-48. (in Chinese))
- [19] 王琨玥. 基于时序生产模拟的光伏接入容量研究[J]. 分布式能源,2020,5(6):45-50. (WANG Kunyue. Research on photovoltaic access capacity based on time series production simulation [J]. Distributed Energy,2020,5(6):45-50. (in Chinese))
- [20] 李大成,吴迪,朱天生,等. 基于多层次多维度的水光互补容量优化配置综合评价方法研究[J]. 水电与抽水蓄能,2019,9(增刊1):33-39. (LI Dacheng,WU Di,ZHU Tiansheng,et al. Comprehensive evaluation of optimal allocation of hydropower and photovolatic complementary capacity based on multi-level and multi-dimension[J]. Hydropower and Pumped Storage,2019,9(Sup1):33-39. (in Chinese))
- [21] 刘军涛,胡小丽. 基于水风光储的多能互补电源配置规模分析[J]. 风能,2021,136(6):48-55. (LIU Juntao,HU Xiaoli. Scale analysis of multi-energy complementary power supply configuration based on water wind energy storage[J]. Wind Energy,2021,136(6):48-55. (in Chinese))
- [22] 申建建,王月,程春田,等. 水风光互补系统灵活性需求量化及协调优化模型[J]. 水利学报,2022,53(11):1291-1303. (SHEN Jianjian,WANG Yue,CHENG Chuntian,et al. Flexibility demand quantification and optimal operation model of water-wind-solar complementary systems[J]. Journal of Hydraulic Engineering,2022,53(11):1291-1303. (in Chinese))
- [23] 闻昕,秦济森,谭乔凤,等. 基于余留期效益函数的水光互补随机优化调度方法[J]. 水资源保护,2023,39(6):23-31. (WEN Xin,QIN Jisen,TAN Qiaofeng,et al. Research on stochastic optimal operation of hydro-photovoltaic complementary based on utility function of carryover stage[J]. Water Resources Protection,2023,39(6):23-31. (in Chinese))
- [24] 尹丽君,许昌,黄显峰,等. 水光互补基地水电站调度图绘制及应用策略[J]. 河海大学学报(自然科学版),2023,51(5):65-69. (YIN Lijun,XU Chang,HUANG Xianfeng,et al. Drawing and application strategy of dispatching diagram for water-light complementary base reservoir[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences),2023,51(5):65-69. (in Chinese))
- [25] 黄显峰,颜山凯,李大成,等. 对水电效益影响最小的水光互补运行方式研究[J]. 水利水电科技进展,2022,42(6):15-20. (HUANG Xianfeng,YAN Shankai,LI Dacheng,et al. Research on hydro-photovoltaic complementary rules for minimum influence on hydropower benefit[J]. Advances in Science and Technology of Water Resources,2022,42(6):15-20. (in Chinese))

Yue, CHEN Liang, CHEN Jiansheng. Mathematical model for piping development considering fluid-solid interaction[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2011, 33(8): 1265-1270. (in Chinese))

[19] 陈亮, 张哲, 陈成, 等. 不同细颗粒含量土体管涌三轴试验研究[J]. 河北工程大学学报(自然科学版), 2019, 36(2): 1-4. (CHEN Liang, ZHANG Zhe, CHEN Cheng, et al. Research on piping and triaxial test in soils with different fine particle content [J]. Journal of Hebei University of Engineering (Natural Science Edition), 2019, 36(2): 1-4. (in Chinese))

[20] 陈亮, 滕耀宗, 蔡国栋, 等. 变水头下管涌细颗粒迁移试验[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2022, 50(5): 82-88. (CHEN Liang, TENG Yaozong, CAI Guodong, et al. Experimental study on the migration of fine particles in piping under variable water head[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2022, 50(5): 82-88. (in Chinese))

[21] 张改玲, 王雅敬. 高围压下砂土的渗透特性试验研究[J]. 岩土力学, 2014, 35(10): 2748-2754. (ZHANG Gailing, WANG Yajing. Experimental investigation of hydraulic conductivity of sand under high confining pressure[J]. Rock and Soil Mechanics, 2014, 35(10): 2748-2754. (in Chinese))

[22] 凌华, 张胜, 敖大华, 等. 复杂应力状态下土料三轴渗透试验[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2017, 45(5): 451-456. (LING Hua, ZHANG Sheng, AO Dahua, et al. Triaxial test study on the permeability of soil under complex stress state[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2017, 45(5): 451-456. (in Chinese))

[23] 贺林林, 冯楚杰, 杨柳, 等. 颗粒排列角度对砂土剪切特性的影响试验[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2021, 49(5): 447-454. (HE Linlin, FENG Chujie, YANG Liu, et al. Experimental study of influence of particle arrangement angle on shear properties of sand[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2021, 49(5): 447-454. (in Chinese))

[24] LIANG Yue, YE H T C J, MA Chen, et al. Experimental investigation of internal erosion behaviours in inclined seepage flow[J]. Hydrological Processes, 2020, 34(26): 5315-5326.

[25] LADD R S. Preparing test specimens using under compaction[J]. Geotechnical Testing Journal, 1978, 1(1): 16-23.

[26] LIANG Yue, YE H T C J, ZHA Yuanyuan, et al. Onset of suffusion in gap-graded soils under upward seepage[J]. Soils and Foundations, 2017, 57(5): 849-860.

(收稿日期: 2023-02-13 编辑: 熊水斌)

(上接第 10 页)

[26] 武俊丽. 发电效益最大化的水光互补方案优化设计研究[J]. 智能城市, 2017, 3(10): 154. (WU Junli. Research on optimal design of water-light complementary scheme to maximize power generation benefit [J]. Intelligent City, 2017, 3(10): 154. (in Chinese))

[27] 张晗, 陈晓晓, 魏禧辰. 基于分支定界法的整数规划问题研究与应用[J]. 赤峰学院学报(自然科学版), 2019, 35(4): 20-23. (ZHANG Han, CHEN Xiaoxiao, WEI Xichen. Research and application of integer programming based on branch and bound method[J]. Journal of Chifeng University (Natural Science), 2019, 35(4): 20-23. (in Chinese))

[28] 叶秉如, 董增川, 许静仪, 等. 线性规划问题的多重解及其寻求[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2005, 33(2): 224-231. (YE Bingru, DONG Zengchuan, XU Jingyi, et al. Multiple solutions of linear programming problems and their search[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2005, 33(2): 224-231. (in Chinese))

[29] 郭晓雅, 李庚达, 崔青汝, 等. 考虑风险与调峰性能的水光互补中长期调度[J]. 水力发电学报, 2023, 42(2): 56-65. (GUO Xiaoya, LI Gengda, CUI Qingru, et al. Optimal medium to long-term operation of large hydro-photovoltaic hybrid systems considering operational risk and peak shaving performance[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2023, 42(2): 56-65. (in Chinese))

[30] 尹丽君, 许昌, 黄显峰, 等. 水光互补基地水电站调度图绘制及应用策略[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2023, 51(5): 65-69. (YIN Lijun, XU Chang, HUANG Xianfeng, et al. Drawing and application strategy of dispatching diagram for water-light complementary base reservoir[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2023, 51(5): 65-69. (in Chinese))

[31] 李建兵, 罗洋涛, 冯宇. 西藏阿里地区水光互补能源利用模式探讨[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2016, 44(5): 465-470. (LI Jianbing, LUO Yangtao, FENG Yu. Discussion on energy utilization pattern of hydro-photovoltaic hybrid in Ngari area of Tibet[J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2016, 44(5): 465-470. (in Chinese))

[32] 潘平安, 露丹. 四川省甘孜藏族自治州太阳能资源及其开发利用分析[J]. 北京农业, 2015(3): 227-228. (PAN Ping'an, LU Dan. Analysis of solar energy resources and their development and utilization in Garze Tibetan Autonomous Prefecture, Sichuan Province [J]. Beijing Agriculture, 2015(3): 227-228. (in Chinese))

[33] 朱燕梅, 邹祖建, 黄炜斌, 等. 金沙江上游典型电站水光风互补运行研究[J]. 水力发电学报, 2017, 36(4): 78-85. (ZHU Yanmei, ZOU Zujian, HUANG Weibin, et al. Complementary operation of water, wind and solar power for typical power stations on upper Jinsha River[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2017, 36(4): 78-85. (in Chinese))

(收稿日期: 2023-06-06 编辑: 刘晓艳)