

# 计及混合储能的水光互补制氢双层优化调度\*

张科峰<sup>1</sup>, 王贺佳<sup>2</sup>, 谢丽蓉<sup>2†</sup>, 卞一帆<sup>2</sup>, 张琦<sup>2</sup>, 王威<sup>2</sup>, 张凤玉<sup>2</sup>

(1. 国家能源集团新疆吉林台水电开发有限公司, 新疆 尼勒克 835700;

2. 新疆大学 可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830017)

**摘要:** 随着国家“双碳”目标的提出, 对于新能源的利用方式更加多元化, 其中光伏制氢是一种重要的消纳方式. 但由于光伏本身的不确定性, 采用可灵活调节的水电进行补偿, 配合抽水蓄能电站、电储能和氢储能保证电能供应, 从而满足电制氢需求. 首先, 构建水光互补制氢的基本框架, 采用拉丁超立方抽样方法得到电氢负荷不确定性需求; 然后, 建立以投资成本最小为目标函数的容量配置和以运行成本最优为目标函数的优化调度双层模型; 最后, 通过算例分析, 验证水光互补发电制氢的可行性和经济性.

**关键词:** 抽水蓄能; 电储能; 氢储能; 水光互补; 电制氢; 双层优化调度

**DOI:** 10.13568/j.cnki.651094.651316.2024.05.01.0001

**中图分类号:** TM721 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-7675(2025)02-0214-011

**引文格式:** 张科峰, 王贺佳, 谢丽蓉, 卞一帆, 张琦, 王威, 张凤玉. 计及混合储能的水光互补制氢双层优化调度[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2025, 42(2): 214-224.

**英文引文格式:** ZHANG Kefeng, WANG Hejia, XIE Lirong, BIAN Yifan, ZHANG Qi, WANG Wei, ZHANG Fengyu. Considering the dual-layer optimal scheduling of hydro-solar hydrogen production considering hybrid energy storage[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English), 2025, 42(2): 214-224.

## Considering the Dual-Layer Optimal Scheduling of Hydro-Solar Hydrogen Production Considering Hybrid Energy Storage

ZHANG Kefeng<sup>1</sup>, WANG Hejia<sup>2</sup>, XIE Lirong<sup>2</sup>, BIAN Yifan<sup>2</sup>,  
ZHANG Qi<sup>2</sup>, WANG Wei<sup>2</sup>, ZHANG Fengyu<sup>2</sup>

(1. National Energy Group Xinjiang Jilin Tai Hydropower Development Co. Ltd., Nilek Xinjiang 835700, China;

2. Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid Technology of Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi Xinjiang 830017, China)

**Abstract:** With the proposal of the national “dual carbon” goal, the utilization of new energy is more diversified, among which photovoltaic hydrogen production is an important way of consumption. However, due to the uncertainty of photovoltaic itself, one can use of hydropower with flexible adjustment for compensation, with pumped storage power stations, electric energy storage and hydrogen energy storage to ensure the supply of electric energy, so as to meet the demand for electric hydrogen production. The basic framework of hydro-solar hydrogen production is constructed, and the uncertainty demand of electric hydrogen load is obtained by using the Latin hypercube sampling method. Then the capacity allocation with the minimum investment cost as the objective function and the optimal scheduling model with the optimal operating cost as the objective function are established. Finally, the feasibility and economy of hydro-solar complementation power generation for hydrogen production are verified through case analysis.

\* 收稿日期: 2024-05-01

**基金项目:** 新疆维吾尔自治区重大科技专项“‘双碳’背景下‘源网荷储’一体化柔性坚强电网关键技术研究”(2022A01001-1)、“能源数据标准化体系研究”(2022A01007-4); 国家自然科学基金“限电工况‘高效发电-风储互补-分级维护’多场景动态融合协同调度研究”(62163034); 新疆维吾尔自治区科技创新领军人才项目“计及矿山安全的源网荷储低碳优化关键技术研究”(2022TSYCLJ0017)。

**作者简介:** 张科峰(1984—), 男, 工程师, 从事水文水资源分析的研究, E-mail: 1505261515@qq.com.

**† 通讯作者:** 谢丽蓉(1969—), 女, 教授, 主要从事控制系统优化、新能源发电、储能优化配置的研究, E-mail: xielirong@xju.edu.cn.

**Key words:** pumped hydro storage; electric energy storage; hydrogen energy storage; hydro-solar complementation; electric hydrogen production; dual-layer optimal scheduling

## 0 引言

随着全球对清洁能源需求的增长以及对气候变化的担忧日益加剧,寻求高效、环保的能源生产方式成为当今世界的重要议题之一,以风电、水电等为代表的清洁能源发电技术取得了显著的发展<sup>[1]</sup>.为应对光伏发电的不确定性,将光伏与水电、储能等灵活性较强的资源进行联合调度,实现多种能源间的优势互补,是新能源发展的趋势之一.

我国水能资源丰富,地形条件复杂,尤其是中西部地区落差大,适合利用阶梯式水电站进行发电.由于白天用电需求较高,且径流式水电站发电功率相对稳定,需要建立具调节库容的抽水蓄能电站,保障电力系统的稳定性.同时由于流域季节性的特点,存在丰水期和枯水期,需要调节水库的库容进行灵活调峰.我国光伏资源丰富,太阳能资源主要分布在西北、华北等区域,但光伏本身具有随机性、波动性和间歇性的特点,其发电存在明显的不确定性.而氢能作为新的能源载体,具有清洁无污染、能量密度大、便于存储等优势,得到专家学者的广泛认可.通过电解制氢,能够将电能以氢能的形式大量存储.在这一背景下,新能源互补制氢作为一种新型的氢能生产方式,其发展潜力和优势逐渐展现出来<sup>[2]</sup>.水光互补制氢技术利用太阳能将水分解成氢气和氧气,是一种清洁、可再生的能源生产方法,相比传统的石化氢生产方式,水光互补制氢技术具有低碳排放、资源丰富、可再生等诸多优点,对减缓全球气候变化、提高能源利用效率具有重要意义<sup>[3]</sup>.

水光互补发电作为一种前沿的可再生能源技术,近年来备受关注<sup>[4-6]</sup>.罗彬等<sup>[7]</sup>采用模糊聚类方法将光伏出力的历史数据进行聚类,生成优化调度所需要的光伏出力典型场景.王新奇<sup>[8]</sup>根据概率序列理论,构建了光伏电站集群的协同发电概率序列模型,进而利用抽样法生成光伏发电集群的联合场景集.贾一飞等<sup>[9]</sup>针对光伏的不确定性对电力系统稳定性造成的影响,建立基于龙羊峡水电站水光互补短期优化调度的模型.朱燕梅等<sup>[10]</sup>针对光伏消纳困难的问题,将光伏出力波动划分为三个层次,提出两阶段水光互补优化调度策略.现有研究多聚焦于单一储能形式(如抽水蓄能或电储能)与水光互补系统的协同优化,但对混合储能(氢储能+电储能+抽水蓄能)的协同调度机制尚缺乏深入研究.

目前,对于水光互补的研究更多关注互补机理<sup>[11]</sup>、调度策略<sup>[12]</sup>、调度模型<sup>[13]</sup>和运行特性<sup>[14]</sup>,而在优化调度层面,主要集中在鲁棒优化<sup>[15]</sup>、随机优化<sup>[16]</sup>和区间优化<sup>[17]</sup>;对于新能源电解制氢,则主要关注最符合“双碳”目标的风光耦合制氢.综上所述,本文创新点在于:1)提出混合储能(氢/电储能+抽水蓄能)与水光互补的协同调度框架;2)构建基于拉丁超立方抽样与K-means聚类的场景生成-削减方法,联合表征光伏出力与氢负荷的时空不确定性;3)建立双层优化模型,通过合理设置各设备容量,进行出力优化,满足电氢负荷需求,提升模型实际适用性.

## 1 总体思路

当水光互补系统发电较多时,电负荷和电制氢设备无法接收更多电能,为了减少弃光、弃水,将过剩的发电功率通过电储能充电方式和抽水蓄能抽水方式进行存储;当水光互补发电系统无法满足电负荷和电制氢需求时,抽水蓄能电站将上水库的势能转化为动能,驱动水轮机进行发电,电储能设备也可以通过快速放电补偿部分缺额功率.含储能的水光互补系统不仅能够减小光伏出力的波动,实现电能转移,提高电力系统的稳定性,还能通过售电获得较大的经济效益,降低弃电,提高新能源的利用率.由于电储能可以及时响应负荷变化,并且充放电效率较高,故也参与到系统的能量管理和日前优化调度中.本文构造的水光互补制氢总体框架如图1所示.

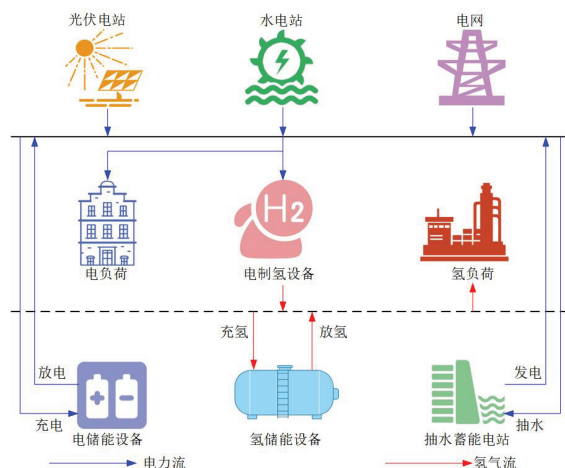


图1 水光互补制氢总体框架

## 2 双层优化调度模型

本文的双层优化调度模型,上层建立容量配置模型以投资维护成本最小为目标函数,决策变量为设备配置容量;下层建立优化调度模型以运行成本最小为目标函数,决策变量为设备出力.双层优化模型参考两阶段随机规划框架<sup>[16]</sup>,目标函数设计借鉴文献<sup>[17]</sup>中的成本最小化原则,参数取值参考文献<sup>[18-19]</sup>.

### 2.1 上层容量配置模型

#### 2.1.1 上层目标函数

上层容量配置模型以投资维护成本最小为目标函数,包括水电站、光伏电站、电制氢设备、抽水蓄能电站、氢储能设备、电储能设备的配置容量维护成本,形式如下:

$$f_{\min}^{\text{up}} = f_{\text{wa}} + f_{\text{pv}} + f_{\text{el}} + f_{\text{phs}} + f_{\text{hs}} + f_{\text{es}} - f_{\text{dep}}, \quad (1)$$

式中:  $f_{\min}^{\text{up}}$  为最小投资维护成本,元;  $f_{\text{wa}}$  为水电站最小投资维护成本,元;  $f_{\text{pv}}$  为光伏电站最小投资维护成本,元;  $f_{\text{el}}$  为电制氢设备最小投资维护成本,元;  $f_{\text{phs}}$  为抽水蓄能电站最小投资维护成本,元;  $f_{\text{hs}}$  为氢储能设备最小投资维护成本,元;  $f_{\text{es}}$  为电储能设备最小投资维护成本,元;  $f_{\text{dep}}$  为各设备回收收益,元.

#### 1) 水电站投资维护成本

$$f_{\text{wa}} = \frac{\lambda_{\text{wa}} C_{\text{wa}} r (1+r)^{\psi_{\text{wa}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{wa}}} - 1} + \lambda_{\text{wa, fixed}} C_{\text{wa}} + \lambda_{\text{wa, var}} P_{\text{wa}}^t, \quad (2)$$

式中:  $\lambda_{\text{wa}}$  为水电站单位投资成本,取9 170元/千瓦;  $C_{\text{wa}}$  为水电站容量,千瓦;  $r$  为折现率,取0.067;  $\psi_{\text{wa}}$  为水电站运行寿命,取15年;  $\lambda_{\text{wa, fixed}}$  为水电站年固定维护成本系数,取280元/千瓦;  $\lambda_{\text{wa, var}}$  为水电站可变维护成本系数,取0.199元/千瓦;  $P_{\text{wa}}^t$  为 $t$ 时刻水电出力,千瓦.

#### 2) 光伏电站投资维护成本

$$f_{\text{pv}} = \frac{\lambda_{\text{pv}} C_{\text{pv}} r (1+r)^{\psi_{\text{pv}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{pv}}} - 1} + \lambda_{\text{pv, fixed}} C_{\text{pv, max}} + \lambda_{\text{pv, var}} P_{\text{pv}}^t, \quad (3)$$

式中:  $\lambda_{\text{pv}}$  为光伏电站设备单位投资成本,取4 655元/千瓦;  $C_{\text{pv}}$  为光伏电站容量,千瓦;  $\psi_{\text{pv}}$  为光伏电站运行寿命,取15年;  $\lambda_{\text{pv, fixed}}$  为光伏电站年固定维护成本系数,取196元/千瓦;  $\lambda_{\text{pv, var}}$  为光伏电站可变维护成本系数,取0.008元/千瓦;  $P_{\text{pv}}^t$  为 $t$ 时刻光伏出力,千瓦.

#### 3) 电制氢设备投资维护成本

$$f_{\text{el}} = \frac{\lambda_{\text{el}} C_{\text{el}} r (1+r)^{\psi_{\text{el}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{el}}} - 1} + \lambda_{\text{el, fixed}} C_{\text{el}}, \quad (4)$$

式中:  $\lambda_{\text{el}}$  为电制氢设备单位投资成本,取2 800元/千瓦;  $C_{\text{el}}$  为电解槽容量,千瓦;  $\psi_{\text{el}}$  为电制氢设备运行寿命,取15年;  $\lambda_{\text{el, fixed}}$  为电制氢设备年固定维护成本系数,取71.4元/千瓦.

#### 4) 抽水蓄能电站投资维护成本

$$f_{\text{phs}} = \frac{\lambda_{\text{phs}} C_{\text{phs}} r (1+r)^{\psi_{\text{phs}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{phs}}} - 1}, \quad (5)$$

式中:  $\lambda_{\text{phs}}$  为抽水蓄能电站单位投资成本,取2 200元/千瓦;  $C_{\text{phs}}$  为抽水蓄能电站容量,千瓦;  $\psi_{\text{phs}}$  为抽水蓄能电站运行寿命,取20年.

#### 5) 氢储能设备投资维护成本

$$f_{\text{hs}} = \frac{\lambda_{\text{hs}} C_{\text{hs}} r (1+r)^{\psi_{\text{hs}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{hs}}} - 1}, \quad (6)$$

式中:  $\lambda_{\text{hs}}$  为氢储能设备单位投资成本,取10 360元/千克;  $C_{\text{hs}}$  为氢储能设备容量,千克;  $\psi_{\text{hs}}$  为氢储能设备运行寿命,取20年.

#### 6) 电储能设备投资维护成本

$$f_{\text{es}} = \frac{\lambda_{\text{es}} C_{\text{es}} r (1+r)^{\psi_{\text{es}}}}{(1+r)^{\psi_{\text{es}}} - 1} + \lambda_{\text{es, in}} C_{\text{es}}, \quad (7)$$

式中:  $\lambda_{es}$  为电储能设备单位投资成本,取20 000元/千瓦;  $C_{es}$  为电储能设备容量,千瓦;  $\psi_{es}$  为电储能设备运行寿命,取15年;  $\lambda_{es,m}$  为电储能设备维护成本系数,取0.009 8元/千瓦。

#### 7) 各设备回收收益

设备运行过程中存在损耗、老化,当设备运行到最大寿命时,对其进行回收利用可获取部分回收收益,即

$$\begin{cases} f_{dep} = f_{wa,dep} + f_{pv,dep} + f_{el,dep} + f_{phs,dep} + f_{hs,dep} + f_{es,dep}, \\ f_{wa,dep} = \frac{\lambda'_{wa} C_{wa} r (1+r)^{\psi_{wa}}}{(1+r)^{\psi_{wa}} - 1}, \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $f_{dep}$  为总回收收益,元;  $f_{wa,dep}$  为水电站回收收益,光伏电站、电制氢等设备的回收收益与水电站回收收益相同,元;  $\lambda'_{wa}$  为水电站回收收益系数,水电站、光伏电站、电制氢设备、抽水蓄能电站、电储能设备、氢储能设备回收收益系数分别取25元/千瓦、15元/千瓦、30元/千瓦、12元/千瓦、10元/千瓦、5元/千克。

#### 2.1.2 上层约束条件

上层容量配置模型约束条件主要包括水电站容量约束、光伏电站容量约束、电制氢设备容量约束、抽水蓄能电站容量约束、氢储能设备容量约束、电储能设备容量约束、抽水蓄能电站约束、氢储能设备荷氢状态和充放氢速率约束、电储能设备荷电状态和充放电功率约束。

##### 1) 水电站容量约束

$$C_{wa,min} \leq C_{wa} \leq C_{wa,max}, \quad (9)$$

式中:  $C_{wa,max}$ 、 $C_{wa,min}$  为水电站容量上下限,分别取200 000千瓦、0千瓦。

##### 2) 光伏电站容量约束

$$C_{pv,min} \leq C_{pv} \leq C_{pv,max}, \quad (10)$$

式中:  $C_{pv,max}$ 、 $C_{pv,min}$  为光伏电站容量上下限,分别取100 000千瓦、0千瓦。

##### 3) 电制氢设备容量约束

$$C_{el,min} \leq C_{el} \leq C_{el,max}, \quad (11)$$

式中:  $C_{el,max}$ 、 $C_{el,min}$  为电解槽容量上下限,分别取800 000千瓦、0千瓦。

##### 4) 抽水蓄能电站容量约束

$$C_{phs,min} \leq C_{phs} \leq C_{phs,max}, \quad (12)$$

式中:  $C_{phs,max}$ 、 $C_{phs,min}$  为抽水蓄能电站容量上下限,分别取100 000千瓦、0千瓦。

##### 5) 氢储能设备容量约束

$$C_{hs,min} \leq C_{hs} \leq C_{hs,max}, \quad (13)$$

式中:  $C_{hs,max}$ 、 $C_{hs,min}$  为储氢装置容量上下限,分别取20 000千克、0千克。

##### 6) 电储能设备容量约束

$$C_{es,min} \leq C_{es} \leq C_{es,max}, \quad (14)$$

式中:  $C_{es,max}$ 、 $C_{es,min}$  为电储能设备容量上下限,分别取6 000千瓦、0千瓦。

##### 7) 抽水蓄能电站约束

$$\begin{cases} Q_{phs}^t = Q_{phs}^{t-1} + \eta_{phs} P_{pump}^t - P_{ele}^t / \eta_{phs}, \\ Q_{hs}^0 = Q_{hs}^T = 0.2 C_{phs}, \\ 0.1 C_{phs} \leq Q_{phs}^t \leq 0.9 C_{phs}, \\ 0 \leq P_{pump}^t \leq \mu_{phs,c} P_{phs,max}, \\ 0 \leq P_{ele}^t \leq \mu_{phs,dis} P_{phs,max}, \\ \mu_{phs,c} + \mu_{phs,dis} \leq 1, \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $Q_{phs}^t$ 、 $Q_{phs}^{t-1}$  为  $t$  时刻和  $t-1$  时刻抽水蓄能电站蓄水量,千瓦;  $P_{pump}^t$ 、 $P_{ele}^t$  分别为  $t$  时刻抽水蓄能电站抽水、发电功率,千瓦;  $\eta_{phs}$  为抽水蓄能电站抽水、发电效率,取0.9;  $Q_{hs}^0$ 、 $Q_{hs}^T$  为抽水蓄能电站调度始末蓄水量,取40 000

千瓦;  $\mu_{\text{phs,c}}$ 、 $\mu_{\text{phs,dis}}$ 为抽水蓄能电站抽水、发电状态,为0-1变量,1表示抽水,0表示发电;  $P_{\text{phs,max}}$ 为抽水蓄能电站最大抽水、发电功率,取2 000千瓦。

### 8) 氢储能设备荷氢状态和充放氢速率约束

$$\begin{cases} H_{\text{hs}}^t = H_{\text{hs}}^{t-1} + \eta_{\text{hs}} H_{\text{hs,c}}^t - H_{\text{hs,dis}}^t / \eta_{\text{hs}}, \\ H_{\text{hs}}^0 = H_{\text{hs}}^T = 0.2 C_{\text{hs,max}}, \\ 0.1 C_{\text{hs,max}} \leq H_{\text{hs}}^t \leq 0.9 C_{\text{hs,max}}, \\ 0 \leq H_{\text{hs,c}}^t \leq \mu_{\text{hs,c}} H_{\text{hs,max}}, \\ 0 \leq H_{\text{hs,dis}}^t \leq \mu_{\text{hs,dis}} H_{\text{hs,max}}, \\ \mu_{\text{hs,c}} + \mu_{\text{hs,dis}} \leq 1, \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $T$ 为日调度周期,取24小时;  $H_{\text{hs}}^t$ 、 $H_{\text{hs}}^{t-1}$ 为 $t$ 时刻和 $t-1$ 时刻氢储能存储的氢气量,千克;  $H_{\text{hs,c}}^t$ 、 $H_{\text{hs,dis}}^t$ 为 $t$ 时刻氢储能充入和放出的氢气量,千克;  $\eta_{\text{hs}}$ 为氢储能充放氢效率,取0.98;  $H_{\text{hs}}^0$ 、 $H_{\text{hs}}^T$ 为氢储能调度始末储氢量,取8 000千克;  $\mu_{\text{hs,c}}$ 、 $\mu_{\text{hs,dis}}$ 为充放氢状态,为0-1变量,1表示充入,0表示放出;  $H_{\text{hs,max}}$ 为氢储能氢气最大充入量、放出量,取500千克。

### 9) 电储能设备荷电状态和充放电功率约束

$$\begin{cases} E_{\text{es}}^t = E_{\text{es}}^{t-1} + \eta_{\text{es}} P_{\text{es,c}}^t - P_{\text{es,dis}}^t / \eta_{\text{es}}, \\ E_{\text{es}}^0 = E_{\text{es}}^T = 0.2 C_{\text{es,max}}, \\ 0.1 C_{\text{es,max}} \leq E_{\text{es}}^t \leq 0.9 C_{\text{es,max}}, \\ 0 \leq P_{\text{es,c}}^t \leq \mu_{\text{es,c}} P_{\text{es,max}}, \\ 0 \leq P_{\text{es,dis}}^t \leq \mu_{\text{es,dis}} P_{\text{es,max}}, \\ \mu_{\text{es,c}} + \mu_{\text{es,dis}} \leq 1, \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $E_{\text{es}}^t$ 、 $E_{\text{es}}^{t-1}$ 为 $t$ 时刻和 $t-1$ 时刻电储能容量,千瓦;  $P_{\text{es,c}}^t$ 、 $P_{\text{es,dis}}^t$ 分别为 $t$ 时刻电储能充放电功率,千瓦;  $\eta_{\text{es}}$ 为电储能充放电效率,取0.9;  $E_{\text{es}}^0$ 、 $E_{\text{es}}^T$ 为电储能调度始末储电量,取2 400千瓦;  $\mu_{\text{es,c}}$ 、 $\mu_{\text{es,dis}}$ 为电储能充放电状态,为0-1变量,1表示充电,0表示放电;  $P_{\text{es,max}}$ 为电储能最大充放电功率,取2 000千瓦。

由于模型中含有0-1变量与连续变量乘积项,需利用Big-M法进行线性化。

## 2.2 下层优化调度模型

### 2.2.1 下层目标函数

下层优化调度模型以运行成本最小为目标函数,包括各设备运行成本、购电成本、购氢成本、弃水惩罚成本和弃光惩罚成本,即

$$f_{\text{min}}^{\text{down}} = f_{\text{run}} + f_{\text{P,buy}} + f_{\text{H,buy}} + f_{\text{wa,aba}} + f_{\text{pv,aba}}, \quad (18)$$

式中:  $f_{\text{min}}^{\text{down}}$ 为下层模型最小成本,元;  $f_{\text{run}}$ 为各设备运行成本,元;  $f_{\text{P,buy}}$ 为购电成本,元;  $f_{\text{H,buy}}$ 为购氢成本,元;  $f_{\text{wa,aba}}$ 为弃水惩罚成本,元;  $f_{\text{pv,aba}}$ 为弃光惩罚成本,元。

#### 1) 各设备运行成本

$$f_{\text{run}} = \sum_{t=1}^T \hat{\lambda}_{\text{wa}} P_{\text{wa}}^t + \hat{\lambda}_{\text{pv}} P_{\text{pv}}^t + \hat{\lambda}_{\text{el}} P_{\text{el}}^t + \hat{\lambda}_{\text{phs}} (P_{\text{pump}}^t + P_{\text{ele}}^t) + \hat{\lambda}_{\text{hs}} (H_{\text{hs,c}}^t + H_{\text{hs,dis}}^t) + \hat{\lambda}_{\text{es}} (P_{\text{es,c}}^t + P_{\text{es,dis}}^t), \quad (19)$$

式中:  $\hat{\lambda}_{\text{wa}}$ 、 $\hat{\lambda}_{\text{pv}}$ 、 $\hat{\lambda}_{\text{el}}$ 、 $\hat{\lambda}_{\text{phs}}$ 、 $\hat{\lambda}_{\text{es}}$ 分别为水电站、光伏电站、电制氢设备、抽水蓄能电站、电储能设备的运行成本系数,均取0.03元/千瓦;  $\hat{\lambda}_{\text{hs}}$ 为氢储能设备的运行成本系数,取0.5元/千克;  $P_{\text{el}}^t$ 为 $t$ 时刻电解槽运行功率,千瓦。

#### 2) 向电网购电成本

$$f_{\text{P,buy}} = \sum_{t=1}^T \mu_{\text{P,buy}} P_{\text{buy}}^t, \quad (20)$$

式中:  $\mu_{\text{P,buy}}$ 为向电网购电电价,采用新疆分时电价,元/千瓦;  $P_{\text{buy}}^t$ 为 $t$ 时刻向电网购电功率,千瓦。

## 3) 向市场购氢成本

$$f_{H, \text{buy}} = \sum_{t=1}^T \mu_{H, \text{buy}} H_{\text{buy}}^t, \quad (21)$$

式中:  $\mu_{H, \text{buy}}$  为向市场购氢成本系数, 取30元/千克;  $H_{\text{buy}}^t$  为 $t$ 时刻向市场购氢质量, 千克.

## 4) 弃水惩罚成本

$$f_{\text{wa}, \text{aba}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{wa}, \text{aba}} (P_{\text{wa}, \text{pre}}^t C_{\text{wa}} - P_{\text{wa}}^t), \quad (22)$$

式中:  $\lambda_{\text{wa}, \text{aba}}$  为弃水惩罚成本系数, 取0.6元/千瓦;  $P_{\text{wa}, \text{pre}}^t$  为 $t$ 时刻水电单位出力系数, 为归一化值.

## 5) 弃光惩罚成本

$$f_{\text{pv}, \text{aba}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{pv}, \text{aba}} (P_{\text{pv}, \text{pre}}^t C_{\text{pv}} - P_{\text{pv}}^t), \quad (23)$$

式中:  $\lambda_{\text{pv}, \text{aba}}$  为弃光惩罚成本系数, 取0.6元/千瓦;  $P_{\text{pv}, \text{pre}}^t$  为 $t$ 时刻光伏单位出力系数, 为归一化值.

## 2.2.2 下层约束条件

## 1) 功率平衡约束

$$P_{\text{wa}}^t + P_{\text{pv}}^t + P_{\text{ele}}^t + P_{\text{es}, \text{dis}}^t + P_{\text{buy}}^t - P_{\text{el}}^t - P_{\text{pump}}^t - P_{\text{es}, \text{c}}^t - P_{\text{load}}^t = 0, \quad (24)$$

式中:  $P_{\text{load}}^t$  为基础电负荷.

## 2) 氢气平衡约束

$$\begin{cases} H_{\text{com}}^t + H_{\text{hs}, \text{dis}}^t + H_{\text{buy}}^t - H_{\text{hs}, \text{c}}^t - H_{\text{load}}^t = 0, \\ H_{\text{com}}^t = \eta_{\text{com}} H_{\text{el}}^t, \\ H_{\text{el}}^t = \frac{\eta_{\text{el}}}{L_{\text{H}_2}} P_{\text{el}}^t, \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $H_{\text{com}}^t$  为 $t$ 时刻压缩机输出氢气量, 千克;  $\eta_{\text{com}}$  为压缩机压缩效率, 取0.85;  $H_{\text{el}}^t$  为 $t$ 时刻电解槽氢气产生量, 千克;  $\eta_{\text{el}}$  为电解槽的效率, 取0.75;  $L_{\text{H}_2}$  为氢气的热值, 取120兆焦/千克, 即33.336千瓦时/千克.

## 3) 抽水蓄能电站蓄水量约束

$$Q_{\text{pump}}^t = P_{\text{pump}}^t / 0.75. \quad (26)$$

## 4) 抽水蓄能电站发电耗水量约束

$$Q_{\text{ele}}^t = 0.75 P_{\text{ele}}^t. \quad (27)$$

## 5) 水电站出力约束

$$0 \leq P_{\text{wa}}^t \leq P_{\text{wa}, \text{pre}}^t C_{\text{wa}}. \quad (28)$$

## 6) 光伏电站出力约束

$$0 \leq P_{\text{pv}}^t \leq P_{\text{pv}, \text{pre}}^t C_{\text{pv}}. \quad (29)$$

## 7) 电制氢设备出力约束

$$0 \leq P_{\text{el}}^t \leq P_{\text{el}, \text{max}}, \quad (30)$$

式中:  $P_{\text{el}, \text{max}}$  为电解槽出力上限, 千瓦.

## 8) 向电网购电约束

$$0 \leq P_{\text{buy}}^t \leq P_{\text{buy}, \text{max}}, \quad (31)$$

式中:  $P_{\text{buy}, \text{max}}$  为向电网购电最大功率, 取2 000千瓦.

## 9) 向市场购氢约束

$$0 \leq H_{\text{buy}}^t \leq H_{\text{buy}, \text{max}}, \quad (32)$$

式中:  $H_{\text{buy}, \text{max}}$  为向市场购氢最大质量, 取200千克.

10) 抽水蓄能约束

$$\begin{cases} Q_{\text{pump}}^t \geq 0, \\ Q_{\text{ele}}^t \geq 0. \end{cases} \quad (33)$$

11) 抽水蓄能电站抽水约束

$$0 \leq P_{\text{pump}}^t \leq P_{\text{phs,max}}. \quad (34)$$

12) 抽水蓄能电站发电约束

$$0 \leq P_{\text{ele}}^t \leq P_{\text{phs,max}}. \quad (35)$$

13) 储氢约束

$$0 \leq H_{\text{hs,c}}^t \leq H_{\text{hs,max}}. \quad (36)$$

14) 放氢约束

$$0 \leq H_{\text{hs,dis}}^t \leq H_{\text{hs,max}}. \quad (37)$$

15) 电储能充电约束

$$0 \leq P_{\text{es,c}}^t \leq P_{\text{es,max}}. \quad (38)$$

16) 电储能放电约束

$$0 \leq P_{\text{es,dis}}^t \leq P_{\text{es,max}}. \quad (39)$$

### 3 模型求解

首先,构建下层模型的拉格朗日函数,将目标函数、等式约束和不等式约束联系起来;然后,根据下层模型的KKT互补松弛条件,把下层模型转换为上层模型的约束条件,相关说明见附录(请前往官网<https://publish.cnki.net/xjdz>“下载中心”自行查阅);接着通过Big-M法将转化后的单层非线性模型中的非线性项线性化(Big-M法详见文献[20]);最后,采用MATLAB中的CPLEX求解器对单层混合整数线性规划问题进行求解.求解流程如图2所示.



图2 模型求解流程

### 4 算例分析

本文针对光伏的不确定性特点,采用水光互补余电制氢的灵活优化调度模型,为有效对比方案的合理性,设置两种场景:场景1,光伏发电制氢供电模式,主要通过调整电解水制氢满足功率平衡;场景2,水光互补余电制氢模式,主要通过调节抽水蓄能电站、电解水制氢及储氢、储能设备灵活调度.

由于光伏电站易受天气影响,存在波动性、随机性,通过不确定性分析有利于保证电力系统稳定性.本文光伏出力数据和电氢负荷需求取自新疆尼勒克县某工业园区2022年每小时源荷记录,水电出力数据由新疆某水电开发公司提供.基于拉丁超立方和K-means聚类实现场景生成和削减得到电氢负荷不确定性需求,用于双层优化模型容量配置和优化调度.典型场景生成步骤:1)确定拉丁超立方生成维度和样本数量;2)使用拉丁超立方进行场景生成;3)确定聚类数目 $k$ ;4)利用K-means聚类算法将大量电氢数据缩减为6个典型场景;5)典型场景出力与其概率进行加权求和得到电氢不确定性出力.电氢不确定性需求如图3所示,场景1、场景2电氢平衡图分别如图4、图5所示.

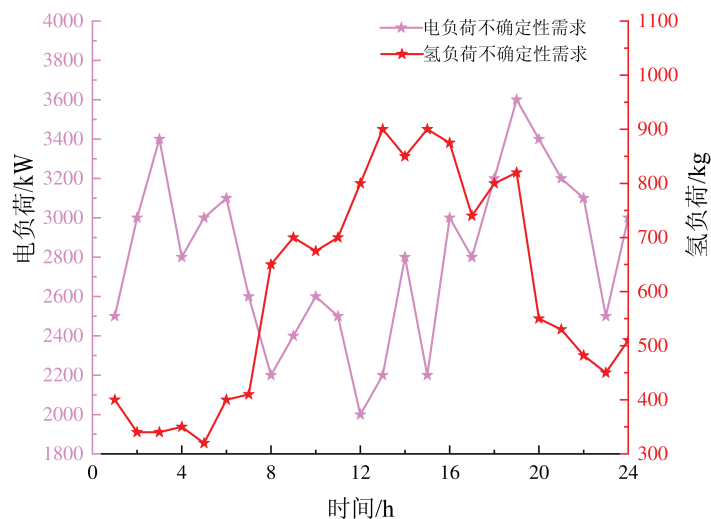
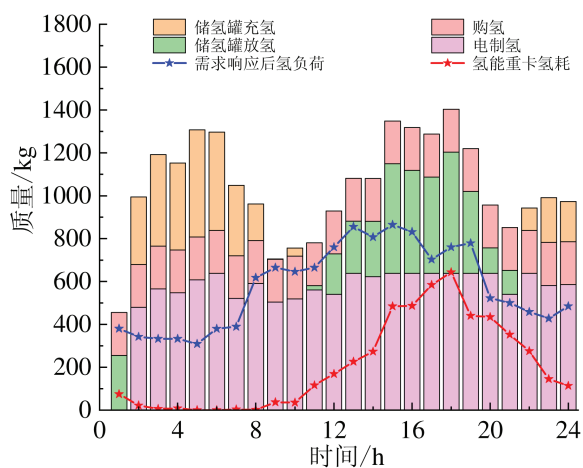
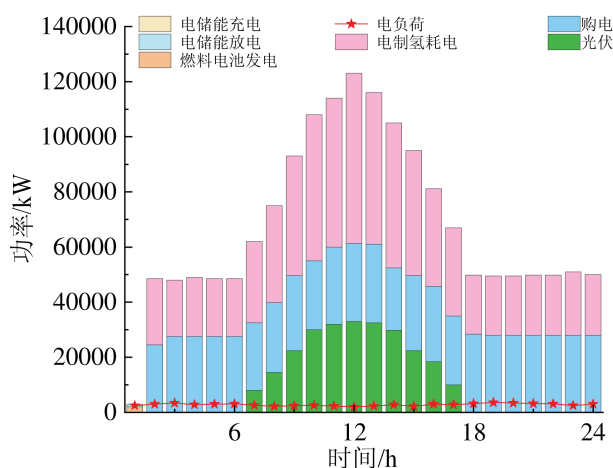


图 3 电氢不确定性需求

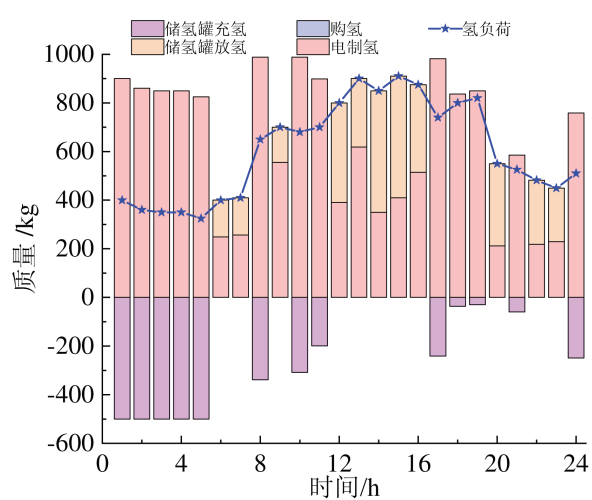


(a) 氢平衡

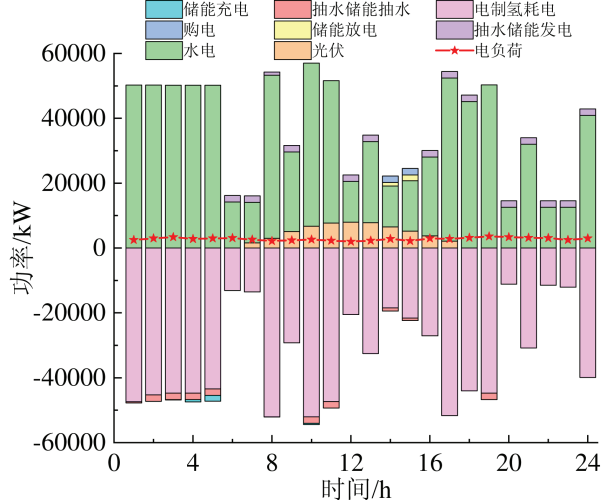


(b) 电平衡

图 4 场景1电氢平衡图



(a) 氢平衡



(b) 电平衡

图 5 场景2电氢平衡图

由图4(a)可知,白天光伏资源较多,氢气供应充足,多余的氢气存储于储氢罐中.为降低成本,夜间储氢罐释氢来供应氢负荷.为进一步优化储氢罐的容量,进行额外购氢来补充氢负荷需求.由图4(b)可知,光伏发电制氢系统,通过光伏、上级电网购电满足电功率平衡,白天光伏出力时,电解水制氢消纳多余光伏,氢气用于供应氢负荷,但会出现电能供应不足的情况,需要向上级电网购电,多余的氢气存储于储氢罐.由图5(a)可知,通过水电和光伏互补,水电光伏多时,进行电解槽制氢,由于水电光伏互补系统余电多,氢负荷主要由电解槽制氢承担,多余氢气由储氢罐储存,减少购氢.由图5(b)可知,该场景主要通过水电站进行发电.日间,由于光伏存在,水电站出力降低,同时抽水蓄能电站抽水进行储能;夜间,由于光伏不再出力,电负荷主要通过水电站供应,不足部分通过抽水蓄能电站发电供应.储能能够补偿缺额功率,也可以对剩余电力进行平抑.本文采用混合储能,包括抽水蓄能电站、氢储能和电储能,通过改变储能运行状态实现电氢平衡,场景1、场景2储能运行状态如图6、图7所示.

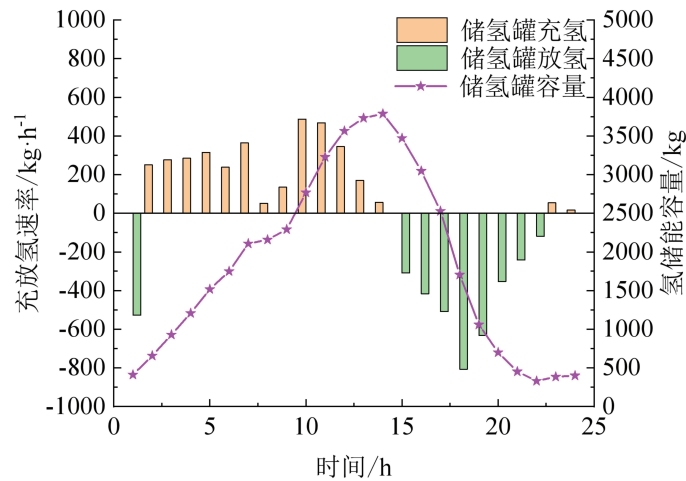


图6 场景1储能运行状态

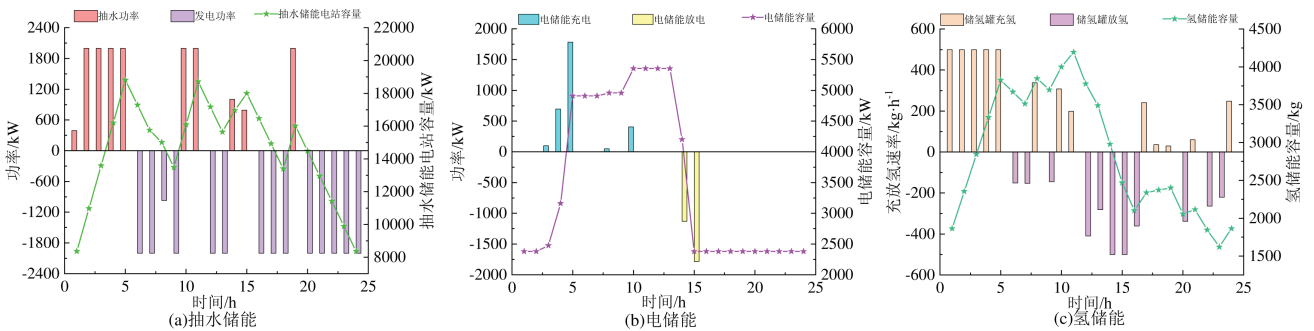


图7 场景2储能运行状态

由图6可知,在2:00至14:00时间段,储氢设备进行储氢,其余时间段主要是储氢设备释放氢气.通过设置储氢罐,可以充分利用低价时段的电能,氢储能实现能量时移的过程中也侧面反映了氢能需求的变化情况.由图7(a)可知,抽水蓄能电站充分发挥响应能力,电能充足时,进行抽水储能;电能不足时,进行发电,充分发挥其灵活调度的作用;由图7(b)可知,电储能设备在3:00至5:00、8:00、10:00等时间段,将多余的电能进行存储;在14:00至15:00时间段释放电能,说明电储能设备灵活发挥调度的作用,充分保障电力系统的稳定性;由图7(c)可知,氢储能设备在1:00至5:00、24:00等时间段进行储氢,证明夜间电负荷较低时,水电站将多余的电能通过电解水制氢进行消纳,有效提高新能源的利用率.对各设备进行合理的容量配置更加符合经济性需求,详见表1.

表1 各设备容量配置

设备	水电	光伏	电制氢	抽水蓄能	水轮机	氢储能	电储能
容量配置	50 349千瓦	7 990千瓦	52 014千瓦	20 907千瓦	5 714千瓦	4 661千克	5 950千瓦

## 5 结论

本文通过对水光互补制氢电力系统的研究,从水电站对水资源的利用和光伏不确定性角度出发,建立水光互补制氢模型,通过仿真分析,验证水光互补制氢利用水电站、储氢设备和储能设备的灵活性,能有效消纳新能源并提高能源的利用率,所得结论如下:

- 1) 水电具有灵活的调节能力,对于光伏出力的不确定性能够进行及时调节补偿,实现水光互补发电,满足电负荷和电制氢需求。
- 2) 建立的双层规划模型能合理进行容量配置,同时优化各设备出力,达到经济性要求的同时实现低碳性。
- 3) 混合储能能够对电氢负荷进行适当补偿和有效存储,实现能量时移。

## 参考文献:

- [1] 李杨,吴峰,包逸凡,等.考虑外送输电容量限制的梯级水光互补日前鲁棒调峰调度方法[J].电力自动化设备,2024,44(3):120-126.  
LI Y, WU F, BAO Y F, et al. Day-ahead robust peak-shaving dispatching method for cascaded hydro-photovoltaic complementation considering transmission capacity constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(3): 120-126. (in Chinese)
- [2] 陈梦萍,任建兴,李芳芹.风光互补与电解水制氢系统负荷的协调稳定运行[J].太阳能学报,2023,44(3):344-350.  
CHEN M P, REN J X, LI F Q. Coordinated and stable operation of wind solar complementarity and load of electrolytic water hydrogen production system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(3): 344-350. (in Chinese)
- [3] 王红霞,徐婉怡,张早校.可再生能源电解制绿色氢能的发展现状与建议[J].化工进展,2022,41(S1):118-131.  
WANG H X, XU W Y, ZHANG Z X. Development status and suggestions of green hydrogen energy produced by water electrolysis from renewable energy[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(S1): 118-131. (in Chinese)
- [4] 黄显峰,周引航,张启凡,等.基于云模型的水光互补清洁能源基地容量配置方案优选[J].水利水电科技进展,2024,44(1):44-51.  
HUANG X F, ZHOU Y H, ZHANG Q F, et al. Capacity allocation scheme optimization based on cloud model for a hydro-photovoltaic complementary clean energy base[J]. Advances in Science and Technology of Water Resources, 2024, 44(1): 44-51. (in Chinese)
- [5] 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+62.  
WEN X, QIN J S, TAN Q F, 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+62. (in Chinese)
- [6] 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+1308.  
MING B, GUO X R, CHENG L, 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+1308. (in Chinese)
- [7] 罗彬,陈永灿,刘昭伟,等.梯级水光互补系统最大化可消纳电量期望短期优化调度模型[J].电力系统自动化,2023,47(10):66-75.  
LUO B, CHEN Y C, LIU Z W, et al. Short-term optimal dispatch model for maximizing expectation of accommodation power of cascade hydro-photovoltaic complementary system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 66-75. (in Chinese)
- [8] 王新奇.不同运行模式下的水光互补系统短期优化调度研究[D].郑州:郑州大学,2021.  
WANG X Q. Study on short-term optimal scheduling of photovoltaic power and hydropower plants hybrid system under different operation modes[D]. Zhengzhou: Zhengzhou University, 2021. (in Chinese)
- [9] 贾一飞,林梦然,董增川.龙羊峡水电站水光互补优化调度研究[J].水电能源科学,2020,38(10):207-210+106.  
JIA Y F, LIN M R, DONG Z C. Research on optimal operation of hydro photovoltaic complementarity in Longyangxia hydropower station[J]. Water Resources and Power, 2020, 38(10): 207-210+106. (in Chinese)
- [10] 朱燕梅,陈仕军,马光文,等.计及发电量和出力波动的水光互补短期调度[J].电工技术学报,2020,35(13):2769-2779.  
ZHU Y M, CHEN S J, MA G W, et al. Short-term complementary operation of hydro-photovoltaic integrated system considering power generation and output fluctuation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2769-2779. (in Chinese)
- [11] 安源,方伟,黄强,等.水-光互补协调运行的理论与方法初探[J].太阳能学报,2016,37(8):1985-1992.  
AN Y, FANG W, HUANG Q, et al. Preliminary research of theory and method of hydro/solar complementary operation[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2016, 37(8): 1985-1992. (in Chinese)

- [12] 马伟, 王玮, 吴学智, 等. 平抑光伏并网功率波动的混合储能系统优化调度策略[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 58-66.  
MA W, WANG W, WU X Z, et al. Optimal dispatching strategy of hybrid energy storage system for smoothing power fluctuation caused by grid-connected photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 58-66. (in Chinese)
- [13] 袁文楠, 黄显峰, 鲜于虎成, 等. 基于客观权重赋权-优劣解距离法的水光互补能源基地补偿效益分摊[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 2003-2011.  
YUAN W N, HUANG X F, XIANYU H C, et al. Compensation benefit sharing of hydro-photovoltaic complementary energy based on CRITIC-TOPSIS method[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 2003-2011. (in Chinese)
- [14] 韩柳, 庄博, 吴耀武, 等. 风光水火联合运行电网的电源出力特性及相关性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(19): 91-98.  
HAN L, ZHUANG B, WU Y W, et al. Power source's output characteristics and relevance in wind-solar-hydro-thermal power system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(19): 91-98. (in Chinese)
- [15] 谭晶, 何川, 陈保瑞, 等. 考虑水光蓄互补和直流外送的电力系统分布鲁棒优化调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5947-5959.  
TAN J, HE C, CHEN B R, et al. Distributionally robust optimal scheduling method of power system considering hydropower-photovoltaic-pumped storage complementarity and DC transmission[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5947-5959. (in Chinese)
- [16] 左逢源, 张玉琼, 赵强, 等. 计及源荷不确定性的综合能源生产单元运行调度与容量配置两阶段随机优化[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(22): 8205-8214.  
ZUO F Y, ZHANG Y Q, ZHAO Q, et al. Two-stage stochastic optimization for operation scheduling and capacity allocation of integrated energy production unit considering supply and demand uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(22): 8205-8214. (in Chinese)
- [17] 宋晓芳, 周海强, 薛峰, 等. 计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 212-220.  
SONG X F, ZHOU H Q, XUE F, et al. Interval optimal dispatching method of power system considering source-load uncertainty and frequency security[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 212-220. (in Chinese)
- [18] 国家能源局. 水电工程分标概算编制规定: NB/T 35106—2017[S]. 北京: 中国电力出版社, 2017.  
National Energy Administration of the People's Republic of China. Preparation regulation for sub-bidding budgetary estimate of hydropower projects: NB/T 35106—2017[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2017. (in Chinese)
- [19] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 光伏电站运行规程: GB/T 38335—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.  
State Administration for Market Regulation of the People's Republic of China, National Standardization Administration of the People's Republic of China. Code of operation for photovoltaic power station: GB/T 38335—2019[S]. Beijing: Standards Press of China, 2019. (in Chinese)
- [20] 刘一欣, 郭力, 王成山. 微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4013-4022.  
LIU Y X, GUO L, WANG C S. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022. (in Chinese)

责任编辑: 张自强