

考虑容量市场机制的风光水储联盟混合式 抽蓄容量优化配置策略

李咸善¹, 张远航¹, 胡长宇¹, 胡家旗¹, 李欣², 李飞^{1,3}

(1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北省 宜昌市 443002;

2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省 宜昌市 443002;

3. 水资源工程与调度全国重点实验室(武汉大学), 湖北省 武汉市 430072)

Optimal Configuration Strategy of Hybrid Pumped Storage Capacity in Wind-Solar-Cascade-Energy Storage Alliance Considering Capacity Market Mechanism

LI Xianshan¹, ZHANG Yuanhang¹, HU Changyu¹, HU Jiaqi¹, LI Xin², LI Fei^{1,3}

(1. Hubei Provincial Key Laboratory of Operation and Control of Cascade Hydropower Stations (China Three Gorges University), Yichang 443002, Hubei Province, China; 2. School of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei Province, China; 3. State Key Laboratory of Water Resources Engineering and Management (Wuhan University), Wuhan 430072, Hubei Province, China)

ABSTRACT: To address the competitive disadvantage of renewable energy units in capacity markets due to their low capacity credibility, this study proposes an optimal capacity allocation method for hybrid pumped storage systems within a wind-solar-hydro-energy storage alliance. The proposed approach leverages cascade hydropower resources and their integration with pumped storage to form regulatory resources. A bi-level optimization model is developed that simultaneously considers both capacity markets and spot markets. The upper-level model optimizes the capacity allocation of hybrid pumped storage to maximize the alliance's overall benefits. The lower-level model employs a two-stage market-clearing mechanism. Stage 1 (Capacity Market): The alliance's capacity credit is determined and submitted for capacity market bidding based on production simulation. Market clearing is performed to maximize social welfare. Stage 2 (Spot Market): Typical daily scenarios are generated through clustering, and a spot market clearing model is established to minimize power procurement costs. The clearing results from both markets are fed back to the upper-level model, and the bi-level optimization iteratively determines the optimal capacity allocation for hybrid pumped storage. Case studies demonstrate that the proposed method effectively enhances the additional capacity credit of the wind-solar-hydro-energy storage alliance, facilitating the

absorption of renewable energy while boosting profitability for members of the alliance.

KEY WORDS: capacity of pumped storage; wind-solar-cascade-energy storage alliance; additional capacity credit; capacity market; spot market

摘要: 针对新能源机组容量可信度低导致的容量市场竞争劣势问题, 通过梯级水电及其混合式抽蓄形成调节电源, 提出计及容量市场和现货市场的风光水储联盟混合式抽蓄容量优化配置方法, 构建了双层优化模型。上层优化混合式抽蓄容量配置以最大化联盟效益; 下层采用两阶段市场出清, 第1阶段, 基于生产模拟计算联盟可信容量并参与容量市场竞标, 容量市场以社会福利最大化为目标出清; 第2阶段, 聚类生成典型日场景, 建立以购电成本最小化为目标的现货市场出清模型。双市场出清结果反馈给上层, 双层模型交替迭代确定最优混合式抽蓄容量。算例分析表明, 所提方法可有效提升风光水储额外可信容量, 在促进风光消纳的同时提升联盟成员的盈利能力。

关键词: 混合式抽蓄容量; 风光水储联盟; 额外可信容量; 容量市场; 现货市场

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2025.0036

0 引言

随着新能源机组大规模并网, 新能源机组边际成本优势导致现货市场价格下行, 造成传统火电收入缺口, 同时新能源自身也因电价降低及辅助服务等综合成本增加面临收益压力^[1-3]。为此, 国家发改委提出推动建立市场化的容量成本回收机制, 引导

基金项目: 国家自然科学基金项目(52107107); 水资源工程与调度全国重点实验室开放基金项目(2023SDG02)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (52107107); the Visiting Research Fund of State Key Laboratory of Water Resources Engineering and Management (2023SDG02).

经营主体合理投资,保障电力系统长期容量的充裕性^[4]。然而,新能源机组由于高投资成本和低容量可信度,在容量市场中处于竞争劣势^[5-7],影响新能源发电商投资建设意愿。由于风、光与其他调节电源联合运行可以增加额外可信容量^[8-10],梯级水电作为优质调节电源^[11-13],建设混合式抽水蓄能电站,可进一步提升水电调节能力^[14]。将风光发电和梯级水电及其混合式抽蓄联合组建风光水储联盟参与容量市场,以提高风光电站在容量市场的竞争力,提升风光发电商的投资意愿,为系统提供额外可信容量,提高系统的容量充裕性,避免其他发电资源过度投资。由于容量市场交易需要基于交付年现货市场出清结果进行结算,为此,本文致力于研究计及容量市场和现货市场运营的风光水储联盟混合式抽蓄容量优化配置方法。

目前,国内容量市场研究多集中于宏观层面,聚焦设计容量市场出清机制。文献[15]计及现货市场与容量市场的耦合性,构建考虑现货市场运行的容量竞价集中出清双层优化模型。文献[16]考虑新能源和灵活性电源成本差异问题,设计出新能源和灵活性电源分平台竞价的容量市场组织模式。文献[17]计及新能源不确定性,利用最小-最大后悔随机规划方法,建立了基于可靠性的容量市场模型。

上述研究在容量市场中均未考虑多资源组合,低估电网中新能源的容量贡献,影响发电商的新能源建设投资意愿,不利于“双碳”目标下新能源发展需求的实现。且对于发电侧资源如何参与容量市场,以及容量市场如何保障发电资源投资成本回收等问题,目前尚鲜有研究。

针对梯级储能(梯级水电及其混合式抽蓄)的研究则多集中于梯级储能助力消纳新能源的调度方法以及参与电能量市场竞争策略,并未涉及梯级储能参与容量市场及其增设混合式抽蓄的容量配置问题。文献[18]建立多泵站梯级储能短期两阶段鲁棒优化调度模型,表明梯级储能相较梯级水电提高消纳新能源能力,减少弃水量。文献[19]在“以水定电”模式下,对梯级储能长时间调度过程进行研究,结果表明梯级储能显著减少新能源弃电量。文献[20]表明梯级储能与常规梯级水电相比具有更灵活的调峰运行模式,由单一的“削峰”模式转换为“削峰-填谷”一体化模式。

综上所述,本文将风光集团和梯级水电及其混合式抽蓄联合组建风光水储联盟参与容量市场和现货市场(双市场)运营,提出考虑双市场运营的风光水储联盟的混合式抽蓄容量配置方法。本文的主

要贡献如下:

1) 提出了一种考虑容量市场机制的风光水储联盟混合式抽蓄容量配置方法,为风光新能源主动提升其可靠容量提供有效途径,提高了风光电站在容量市场的竞争力,有利于促进新能源入网消纳。

2) 风光水储联盟协同作用可以增加额外可信容量,减少了容量市场净容量需求,降低容量市场运行费用的同时可以避免过度投资。

3) 计及容量市场和现货市场的耦合性,研究了随着新能源在电力系统中容量结构占比提升,容量市场和现货市场运行变化情况。结果表明,随着新能源占比增加,容量市场出清价格上升,而现货市场出清电价降低,机组在现货市场收益的降低可以在容量市场获得补偿,从而验证了容量市场确保发电机组固定成本回收的机理。

1 风光水储联盟市场化运营策略及混合式抽蓄容量配置优化模型架构

1.1 风光水储联盟容量市场和现货市场运营策略

我国《“十四五”可再生能源发展规划》指出要推进同一流域水风光综合基地开发建设。国家能源局在《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见(征求意见稿)》中也明确指出“研究推动风光水(火)储一体化项目作为整体优化单元参与电力系统调节和市场交易”。据此,本文以梯级水电及其混合式抽蓄为调节资源,与风光集团联合组建风光水储联盟参与容量市场和现货市场,通过联盟内部风光发电和梯级水电及其混合式抽蓄的协同调度增加联盟额外可信容量,基于容量市场机制的发电资源投资价值体现和现货市场的交易结算机制,优化配置考虑联盟双市场运营的混合式抽蓄容量。

如图1所示,为风光水储联盟参与容量市场和

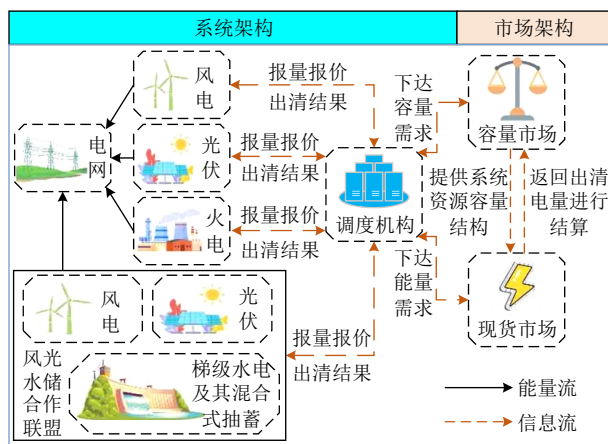


图1 风光水储联盟参与容量-现货双市场系统架构
Fig. 1 Architecture of wind-solar-cascade-storage alliance participation capacity-spot dual market system

现货市场系统架构。容量市场为远期市场引导发电资源投资,现货市场为短期市场确保电力系统安全可靠运行。容量市场出清所得的系统机组容量结构作为现货市场中电力系统运行约束条件;机组在现货市场所交付的电量作为容量市场的结算依据。风光水储联盟和其他风电、光伏和火电等多市场主体采用报量报价机制,参与双市场集中竞价,双市场依次出清。

1) 联盟的容量市场运营策略。新能源发电资源因其间歇性及随机性,导致单一新能源资源容量可信度低,在容量市场竞争力较弱。为此,采用风光水储联盟参与容量市场,通过联盟内部资源多能互补协调运行增加额外的可信容量,提高风光参与容量市场的竞争力。如此,联盟参与容量市场可获得更多收益,且能更好评估新能源为电力系统带来的容量充裕度贡献,为电力系统待建机组建设提供参考,避免系统容量过剩导致的过度投资。

2) 联盟的现货市场运营策略。风光发电单独参与现货市场时将面临偏差考核问题。为此,采用风光水储联盟参与现货市场利用梯级水电及其混合式抽蓄调节作用,减少新能源运行偏差。此外,梯级水电增设混合式抽蓄,提升水电下调能力,风光实时运行超发时,可将多余电能抽水储存,将负荷低谷所发的电能转移到负荷高峰出售,最大化联盟套利收益。

1.2 混合式抽蓄容量配置双层优化模型框架

图2为考虑容量和现货市场运营的风光水储联盟混合式抽蓄容量配置双层优化模型框架图。

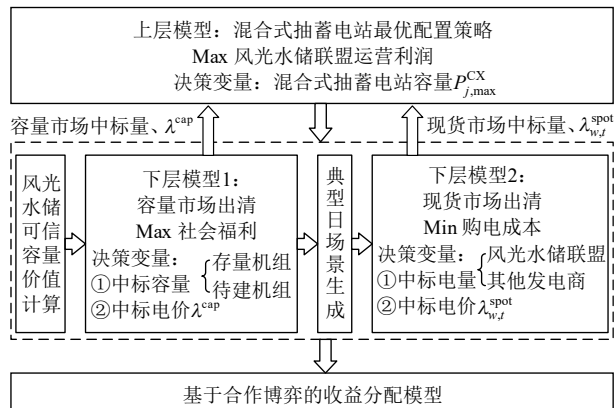


图2 混合式抽蓄容量配置双层优化模型框架

Fig. 2 Optimized dual-layer model framework of pumped storage capacity allocation

1) 上层：混合式抽蓄容量规划模型。

以考虑增设混合式抽蓄机组建设成本后的风光水储联盟运营效益最大为目标,建立混合式抽蓄容量规划模型,并将增设的混合式抽蓄机组容量传

递给下层。

2) 下层：双市场两阶段出清模型。

根据上层传递的混合式抽蓄容量,以削负荷最小建立含风光水储联盟的电力系统优化运行模型,计算联盟可信容量。第1阶段容量市场出清模型:根据联盟可信容量,向容量市场提交联盟申报容量,以最大化社会福利为目标构建容量市场出清模型;第2阶段现货市场出清模型:根据容量市场出清结果及相应历史数据,生成典型日场景,以电网购电成本最小为目标构建现货市场出清模型。容量市场和现货市场出清结果传递给上层,双层模型交替迭代直至收敛,得到风光水储联盟混合式抽蓄容量配置方案。

3) 最后,基于合作博弈论公平分配联盟成员在容量市场和现货市场的收益。

2 混合式抽蓄容量配置双层优化模型

2.1 上层混合式抽蓄容量规划模型

2.1.1 目标函数

利用现有梯级库容扩建混合式抽蓄电站,可不考虑库容成本,混合式抽蓄电站成本包括抽蓄机组投资成本、运维成本和替换成本。构建计及混合式抽蓄电站成本的风光水储联盟市场运营利润最大目标函数,如式(1)~(3)所示。

$$\max \delta = (M - C) / T_{CX} \quad (1)$$

$$M = \sum_{n_1=1}^{T_{CX}} \frac{S_{n_1}}{(1+r)^{n_1}} \quad (2)$$

$$C = \sum_{j=1}^{N_H} [\pi_p P_{j,max}^{CX} + \frac{\pi_{re} P_{j,max}^{CX}}{(1+r)^{T_{CX}}} + \sum_{n_1=1}^{T_{CX}} \frac{\pi_{OM} P_{j,max}^{CX}}{(1+r)^{n_1}}] \quad (3)$$

式中: δ 为联盟运营效益; M 为联盟收益折合成现值后的总收益; C 为混合式抽蓄电站投建成本; T_{CX} 为混合式抽蓄电站水轮机的寿命周期; S_{n_1} 为寿命周期内第 n_1 年收益值; r 为折现率; N_H 为梯级电站级数; $P_{j,max}^{CX}$ 为第 j 级水电站增设可逆式水泵水轮机的装机容量; π_p 、 π_{re} 和 π_{OM} 分别为混合式抽蓄电站水轮机每千瓦的建设单价、替换成本和运维成本。

风光水储联盟收益通过参与容量市场和现货市场交易获得,如式(4)~(6)所示。

$$S_{n_1} = R_{cap} + R_{spot} \quad (4)$$

$$R_{cap} = \begin{cases} \sum_{n=1}^{365} (\lambda^{cap} \sum_{t=1}^{24} P_{w,t} - \lambda^F (P_{cap} - \sum_{t=1}^{24} P_{w,t})), & P_{cap} > \sum_{t=1}^{24} P_{w,t} \\ \sum_{n=1}^{365} (\lambda^{cap} P_{cap}), & P_{cap} \leq \sum_{t=1}^{24} P_{w,t} \end{cases} \quad (5)$$

$$R_{\text{spot}} = \sum_{w \in W} \{365 \times \mu_w \times \sum_{t=1}^{24} (\lambda_{w,t}^{\text{spot}} P_{w,t})\} \quad (6)$$

式中： R_{cap} 为联盟容量市场收益，包括联盟日前现货市场执行容量合同收益和未完成容量合同交付电量的罚款； R_{spot} 为联盟现货市场收益； λ^{cap} 为容量市场出清价格； P_{cap} 为联盟容量市场中标容量，MW； λ^F 为联盟在第 n 天未按容量合同要求交付的单位容量违约罚金； μ_w 为日前场景 w 的概率； W 为场景集合； $\lambda_{w,t}^{\text{spot}}$ 、 $P_{w,t}$ 分别为场景 w 下 t 时段现货市场出清价格和联盟出清电量。

2.1.2 约束条件

梯级混合式抽蓄装机容量约束：

$$0 \leq P_{j,\max}^{\text{CX}} \leq P_{j,\text{limit}}^{\text{CX}} \quad (7)$$

式中： $P_{j,\text{limit}}^{\text{CX}}$ 为第 j 级增设混合式抽蓄容量上限。

2.2 风光水储联盟可信容量计算模型

2.2.1 可信容量概念

可信容量指可再生能源机组在不改变系统可靠性前提下取代常规机组容量的大小，或可以增加的等效负荷大小，即有效带载能力(effective load carrying capacity, ELCC)^[21]。本文通过计算单一新能源资源 ELCC 得到其可信容量：

$$R[G^g; L] = R[G^g + A; L + B] \quad (8)$$

式中： $R[G^g; L]$ 表示系统在机组容量 G^g 及负荷水平 L 下系统的可靠性； A 为新增新能源装机容量； B 为所增加的负荷，即 A 的可信容量。本文选取失负荷概率(loss of load probability, LOLP)用于可靠性计算，计算等可靠性下的可信容量。

2.2.2 风光水储联盟的额外可信容量

在单一新能源资源可信容量基础上，可定义风光水储联盟的可信容量为系统等可靠性前提下的联盟 ELCC。采用序贯蒙特卡洛进行采样模拟得到机组状态^[22]，可计算在机组容量 G^g 及负荷水平 L 下系统 LOLP 为 R_0 ，根据式(10)，在等可靠性 R_0 下，计算得到单一资源风、光、梯级水电装机容量分别为 A_{WP} 、 A_{PV} 、 A_{H} 时的可信容量 C_{WP} 、 C_{PV} 、 C_{H} 。在此基础上，将单一资源组建风光水储联盟，在联盟组合容量为 $(A_{\text{WP}}+A_{\text{PV}}+A_{\text{H}})$ 时的可信容量为 C_{ELCC} ，在等可靠性 R_0 下，满足式(9)所示。

$$\begin{cases} R_0 = R[G^g + A_{\text{WP}}; L + C_{\text{WP}}] \\ R_0 = R[G^g + A_{\text{PV}}; L + C_{\text{PV}}] \\ R_0 = R[G^g + A_{\text{H}}; L + C_{\text{H}}] \\ R_0 = R[G^g + A_{\text{WP}} + A_{\text{PV}} + A_{\text{H}}; L + C_{\text{ELCC}}] \end{cases} \quad (9)$$

C_{ELCC} 的计算则与联盟内部多资源的优化调度策略有关。可以预计，风光水储联盟的可信容量

C_{ELCC} ，将大于风、光、水储单一资源的可信容量之和，即 $C_{\text{ELCC}} \geq (C_{\text{WP}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{H}})$ 。一方面体现在，同一时段联盟中的风光水资源之间的互补效应，可提高系统的 ELCC；另一方面体现在，通过增设的混合式抽蓄储能的时间迁移调节作用，在风光大发时存储多余电能，转移到风光少发时段，提高系统的 ELCC。因而通过风光水储联盟能够比单一资源更有效协调利用发电资源，并获得额外的可信容量 C_{EX} ，如式(10)所示。

$$C_{\text{EX}} = C_{\text{ELCC}} - C_{\text{H}} - C_{\text{WP}} - C_{\text{PV}} \quad (10)$$

2.2.3 含风光水储联盟的电力系统优化运行模型

如式(10)所示，计算风光水储联盟额外可信容量时，需要计算风、光、梯级水电及其混合式抽蓄单一资源和风光水储联盟的可信容量 C_{WP} 、 C_{PV} 、 C_{H} 和 C_{ELCC} ，单一新能源资源可以如 2.2.2 节所述方法计算。由于梯级水电及其混合式抽蓄具有调节能力，计算风光水储联盟可信容量 C_{ELCC} 时，需要根据序贯蒙特卡洛进行采样模拟，获得常规机组和梯级水电及其混合式抽蓄机组状态，考虑含单独梯级水电及其混合式抽蓄机组和风光水储联盟时的电力系统优化运行调度，计算系统的失负荷概率。本文以削负荷，即可用机组出力不能满足负荷需求而出现的功率差额最小为目标，分别建立含单独梯级水电及其混合式抽蓄机组和风光水储联盟的电力系统优化运行模型，得到梯级水电及其混合式抽蓄机组和联盟功率时序分布，以分别计算其可信容量。以下是含风光水储联盟的电力系统优化运行调度模型，其可信容量计算流程详见 2.6 节，含单独梯级水电及其混合式抽蓄的电力系统优化运行模型方法相同，则不再赘述。

1) 削负荷最小目标函数。

$$\min f = \sum_{t=1}^T L_t^{\text{loss}} \quad (11)$$

式中： L_t^{loss} 为 t 时段削负荷； T 为调度周期。

2) 风光水储联盟运行约束条件。

系统电量平衡约束：

$$L_t - L_t^{\text{loss}} = \sum_{i=1}^{N_F} P_{i,t}^F + P_t^{\text{WP}} + P_t^{\text{PV}} + \sum_{j=1}^{N_H} (P_{j,t}^H + P_{j,t}^G - P_{j,t}^P) \quad (12)$$

式中： N_F 为火电机组台数； $P_{i,t}^F$ 为火电机组 i 在 t 时段出力； $P_{j,t}^H$ 为第 j 级水电站 t 时段的出力； $P_{j,t}^G$ 、 $P_{j,t}^P$ 分别为第 j 级混合式抽蓄泵站在 t 时段的发电功率和抽水功率，且 $P_{j,t}^G P_{j,t}^P = 0$ ； P_t^{WP} 、 P_t^{PV} 分别为联

盟内风电和光伏在 t 时段的出力; L_t 为 t 时段负荷需求。

失负荷约束:

$$0 \leq L_t^{\text{loss}} \leq L_t \quad (13)$$

火电机组约束:

$$\begin{cases} P_{i,\min}^F \leq P_{i,t}^F \leq P_{i,\max}^F \\ -r_i^{\text{down}} \leq P_{i,t}^F - P_{i,t-1}^F \leq r_i^{\text{up}} \\ \sum_{b=t-T_{\text{on}}}^{t-1} \alpha_{i,t} - (\alpha_{i,t-1} - \alpha_{i,t})T_{\text{on}} \geq 0 \\ \sum_{b=t-T_{\text{off}}}^{t-1} (1 - \alpha_{i,t}) - (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1})T_{\text{off}} \geq 0 \end{cases} \quad (14)$$

式中: $P_{i,\max}^F$ 、 $P_{i,\min}^F$ 分别为火电机组 i 最大、最小出力; r_i^{up} 、 r_i^{down} 分别为火电机组 i 向上、向下最大爬坡速率; $\alpha_{i,t}$ 为机组 i 在时段 t 的启停状态, 开机时为 1, 停机时为 0; T_{on} 和 T_{off} 为机组的最小连续开、停机时间。

3) 梯级水电及其混合式抽蓄机组约束。

①梯级水电及混合式抽蓄电站出力约束。

$$\begin{cases} P_{j,\min}^H \leq P_{j,t}^H \leq P_{j,\max}^H \\ P_{j,\min}^G \leq P_{j,t}^G \leq P_{j,\max}^{\text{CX}} \\ P_{j,\min}^P \leq P_{j,t}^P \leq P_{j,\max}^{\text{CX}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{j,\min}^H$ 和 $P_{j,\max}^H$ 分别为第 j 级水电站最小和最大出力; $P_{j,\min}^G$ 、 $P_{j,\min}^P$ 分别为第 j 级混合式抽蓄泵站最小发电功率和最小抽水功率。

②电能转换关系约束。

$$\begin{cases} P_{j,t}^H = D\gamma_j^H Q_{j,t}^H H_j \\ P_{j,t}^G = D\gamma_j^G Q_{j,t}^G H_j \\ P_{j,t}^P = D\gamma_j^P Q_{j,t}^P H_j \end{cases} \quad (16)$$

式中: D 为重力加速度; γ_j^H 、 $Q_{j,t}^H$ 和 H_j 分别为第 j 级水电站综合出力系数、发电流量和水头; γ_j^G 、 γ_j^P 分别为第 j 级混合式抽蓄机组发电和抽水出力系数; $Q_{j,t}^G$ 、 $Q_{j,t}^P$ 分别为第 j 级混合式抽蓄机组发电流量和抽水流量。

③水量平衡及流量约束。

$$\begin{cases} V_{j,t+1} = V_{j,t} + (Q_{j,t}^{\text{in}} + Q_{j,t}^{\text{out}} - Q_{j,t}^{\text{out}} + Q_{j,t}^P) \cdot \Delta t \\ Q_{j,t}^{\text{out}} = Q_{j,t}^H + Q_{j,t}^G + Q_{j,t}^S \\ Q_{j,\min} \leq Q_{j,t}^{\text{out}} \leq Q_{j,\max} \\ Q_{j,\min}^H \leq Q_{j,t}^H \leq Q_{j,\max}^H \\ Q_{j,\min}^G \leq Q_{j,t}^G \leq Q_{j,\max}^G \\ Q_{j,\min}^P \leq Q_{j,t}^P \leq Q_{j,\max}^P \end{cases} \quad (17)$$

式中: $V_{j,t}$ 、 $V_{j,t+1}$ 为水电站 j 在 t 和 $t+1$ 时段的库容; $Q_{j,t}^{\text{in}}$ 为水电站 j 在 t 时段的天然来水量; $Q_{j-1,t}^{\text{out}}$ 、 $Q_{j,t}^{\text{out}}$ 为第 $j-1$ 级和第 j 级梯级电站出库流量; $Q_{j,t}^S$ 为水电站 j 在 t 时段的弃水流量; $Q_{j,\max}$ 、 $Q_{j,\min}$ 为水电站 j 的最大和最小出库流量限制; $Q_{j,\max}^H$ 、 $Q_{j,\min}^H$ 为水电站 j 的最大和最小发电流量限制; $Q_{j,\max}^G$ 、 $Q_{j,\min}^G$ 为第 j 级泵站的最大和最小发电流量; $Q_{j,\max}^P$ 、 $Q_{j,\min}^P$ 为第 j 级泵站的最大和最小抽水流量。

④库容约束。

$$V_{j,\min} < V_{j,t} < V_{j,\max} \quad (18)$$

式中: $V_{j,\min}$ 、 $V_{j,\max}$ 为第 j 级水电站最小最大库容, 本文设置最大、最小库容分别为各水电站正常蓄水位和死水位所对应的库容。

⑤始末库容相等约束。

$$V_{j,0} = V_{j,T} \quad (19)$$

式中: $V_{j,0}$ 、 $V_{j,T}$ 分别为第 j 级水电站调度周期开始和结束时的库容, 本文调度周期初始库容设置为各水电站防洪限制水位所对应的库容。

2.3 容量市场出清模型

2.3.1 目标函数

本文以向用户提供容量收入与机组提供容量成本的差值最大, 即社会福利最大化为目标建立容量市场竞价出清模型, 如式(20)所示。

$$\max[\sum_{d=1}^{N_d} \hat{\lambda}_d^U D_d^U - (\sum_h \hat{\lambda}_h^F P_h^F + \sum_k \hat{\lambda}_k^{\text{WP}} P_k^{\text{WP}} + \sum_l \hat{\lambda}_l^{\text{PV}} P_l^{\text{PV}} + \hat{\lambda}_{\text{cap}} P_{\text{cap}})] \quad (20)$$

式中: $\hat{\lambda}_d^U$ 、 D_d^U 为容量需求曲线第 d 段报价和中标容量; N_d 为容量需求报价段数; $\hat{\lambda}_h^F$ 、 P_h^F 为火电机组 h 在容量市场的报价和出清量; $\hat{\lambda}_k^{\text{WP}}$ 、 P_k^{WP} 为联盟外部风电场 k 在容量市场的报价和出清量; $\hat{\lambda}_l^{\text{PV}}$ 、 P_l^{PV} 为联盟外部光伏电站 l 在容量市场的报价和出清量; $\hat{\lambda}_{\text{cap}}$ 为风光水储联盟在容量市场的报价。

2.3.2 约束条件

1) 容量平衡约束。

$$\sum_h P_h^F + \sum_k P_k^{\text{WP}} + \sum_l P_l^{\text{PV}} + P_{\text{cap}} = \sum_{d=1}^{N_d} D_d^U \quad (21)$$

式(21)表示所有参与容量市场的发电机组中标容量之和应与用户总容量需求相等。

2) 容量出清约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_h^F \leq \hat{P}_h^F \\ 0 \leq P_k^{WP} \leq \hat{P}_k^{WP} \\ 0 \leq P_l^{PV} \leq \hat{P}_l^{PV} \\ 0 \leq P_{cap} \leq \hat{P}_{cap} \end{cases} \quad (22)$$

式中： $\hat{P}_h^F$ 、 $\hat{P}_k^{WP}$ 和 $\hat{P}_l^{PV}$ 为火电机组 h 、联盟外风电场 k 和光伏电站 l 在容量市场的申报容量； $\hat{P}_{cap}$ 为风光水储联盟申报容量。

2.4 现货市场出清模型

2.4.1 目标函数

容量市场作为现货市场的重要补充，与现货市场具备耦合性，容量市场出清结果对应的机组装机容量需要满足标的年电力系统运行约束，因而将容量市场出清结果作为现货市场边界参数。本文在现货市场以购电成本最小为优化目标：

$$\min \sum_{t=1}^{24} \sum_{f=1}^{N_f} \hat{\lambda}_{f,t} P_{f,t} \quad (23)$$

式中： N_f 为发电商总数量，其中在容量市场中标的发电商均默认参加现货市场； $\hat{\lambda}_{f,t}$ 和 $P_{f,t}$ 分别为发电商 f 在 t 时段的报价和中标电量。

2.4.2 约束条件

现货市场出清约束条件包括供需平衡约束、发电商申报出力约束、潮流约束等，如式(24)所示。

$$\begin{cases} L_t = \sum_{f=1}^{N_f} P_{f,t}, t \in [1, 24] \\ 0 \leq P_{f,t} \leq \hat{P}_{f,t} \\ \hat{P}_{f,\min} \leq \hat{P}_{f,t} \leq \hat{P}_{f,\max} \\ P_{ab,t} = \frac{\theta_{a,t} - \theta_{b,t}}{x_{ab}} \\ -P_{ab}^{\max} \leq P_{ab,t} \leq P_{ab}^{\max} \end{cases} \quad (24)$$

式中： $\hat{P}_{f,t}$ 、 $\hat{P}_{f,\max}$ 、 $\hat{P}_{f,\min}$ 为发电商 f 的申报电量、最小和最大出力； $P_{ab,t}$ 、 $P_{ab}^{\max}$ 和 x_{ab} 分别为节点 a 与节点 b 之间的线路潮流、潮流传输极限和电抗； $\theta_{a,t}$ 、 $\theta_{b,t}$ 则为节点 a 与节点 b 在时段 t 的相角。

此外，常规火电机组出清电量需要满足运行约束，如式(14)所示。

2.5 联盟出清电量分解

联盟获得现货市场出清电量后，联盟效益最大化应当使联盟整体成本最小，本文以联盟弃风弃光成本、梯级水电及其混合式抽蓄运行成本之和最小为优化目标，其中梯级水电及其混合式抽蓄运行成本主要为机组的启停成本和用水成本。

1) 联盟总成本最小。

$$\min \sum_{t=1}^T \{ \alpha (P_t^{AWP} + P_t^{APV}) + c_{on} n_t^{on} + c_{off} n_t^{off} + \vartheta \cdot \sum_{j=1}^{N_H} Q_{j,t}^{out} \} \quad (25)$$

式中： α 为弃风弃光成本系数，本文取0.3元/(kW·h)； P_t^{AWP} 、 P_t^{APV} 分别为 t 时段联盟内部风电场和光伏电站弃电量； c_{on} 、 c_{off} 分别为梯级水电及其混合式抽蓄机组的启/停成本； n_t^{on} 、 n_t^{off} 分别为 t 时段梯级水电及其混合式抽蓄启/停机组数量； ϑ 为单位水资源成本，本文取0.02元/m³。

2) 电量平衡约束。

$$P_t = \sum_{j=1}^{N_H} (P_{j,t}^H + P_{j,t}^G - P_{j,t}^P) + P_t^{WP} - P_t^{AWP} + P_t^{PV} - P_t^{APV} \quad (26)$$

式中： P_t 为 t 时段联盟现货市场出清电量。

此外，梯级水电及其混合式抽蓄运行约束同式(15)–(19)。

2.6 模型求解

由于下层模型嵌套在上层模型中，在上层利用粒子群算法求解，下层双市场出清模型则采用Gurobi求解器求解。求解流程如附录A图A1所示，具体步骤如下：

1) 设置混合式抽蓄电站投资约束，双市场出清约束，以联盟效益最大为目标规划混合式抽蓄电站容量。

2) 根据混合式抽蓄机组容量规划，初始化数据信息输入，包括常规火电机组和联盟内部风、光、梯级水电和混合式抽蓄机组的可靠性参数，以及对应的风速、光照和水电站来水量数据；根据序贯蒙特卡洛法以及相应机组的可靠性参数，抽取机组的状态持续时间，计算风光水储联盟并网前系统失负荷概率 R_0 。

3) 对机组状态以24h为周期进行分段，根据风速、光照数据以及风电机组和光伏面板状态，得到风电和光伏出力；基于梯级水电及其混合式抽蓄来水量和机组状态，以风光水储联盟运行策略，计算风光水储联盟并网后失负荷概率 R_1 。

4) 计算系统失负荷概率 R_1 是否收敛至原指标 R_0 ，其中 ε 为允许偏差。若未收敛，增加系统负荷值，不断重复步骤2)–4)，直至收敛，获得风光水储联盟可信容量 C_{ELCC} 。

5) 输入风光水储联盟可信容量，并输入容量市场出清所需参数，包括容量需求曲线、发电商申报容量和价格等，最后进行容量市场出清，得到风

光水储联盟中标容量和价格。

6) 通过容量市场出清结果及历史新能源和负荷数据,生成典型日场景,针对每一个典型日场景输入现货市场出清所需参数,如发电商报价报量等,进行现货市场出清,得到风光水储联盟中标电量和价格。

7) 结合现货市场中标电量,计算容量市场执行合同收益以及未执行合同交付的罚金,将容量市场和现货市场收益之和与混合式抽蓄投资成本之差作为适应度值,获取个体最优适应度值和位置。

8) 判断是否达到最终迭代终止条件,若达到,则输出混合式抽蓄最优容量配置,否则更新每个粒子的速度和位置,返回步骤2)。

3 基于合作博弈论的收益分配模型

本文的收益分配问题是指风光水储联盟整体参与容量市场和现货市场所得收益在联盟内风电、光伏和梯级水电及其混合式抽蓄机组之间的分配。其中,收益分配采用基于 Shapley 值的分配方法,Shapley 值法^[23-24]是在合作博弈获取联盟最大利益后按照各成员对联盟的边际贡献率进行利益分配的策略,基于 Shapley 值的收益分如下:

$$\begin{cases} W_S = \frac{(|S|-1)!(|N|-|S|)!}{|N|!} \\ \varphi_s(V) = \sum_{S \subseteq N, s \in S} W_S [V(S) - V(S \setminus \{s\})] \end{cases} \quad (27)$$

式中: W_S 为联盟某成员加入联盟 S 应分到的边际增益占比; $|S|$ 表示联盟 S 中成员数量个数; $|N|$ 表示大联盟中成员总数量; $\varphi_s(V)$ 为成员 s 的收益分配方案; $V(S)$ 为联盟 S 的收益; $V(S) - V(S \setminus \{s\})$ 为成员 s 参与联盟 S 时所创造的贡献值。

4 算例分析

4.1 算例参数

为验证本文所提模型有效性,算例使用改进的 IEEE-39 节点系统进行算例分析,设定容量供给商除了风光水储联盟,还包含联盟外部风电、光伏和传统燃煤三大类型机组,如附录 A 图 A2 所示,机组运行参数见附录 B 表 B1。图中:除风光水储联盟外,共有 9 台火电机组、6 座风电场和 5 座光伏电站,其中风光水储联盟中风电、光伏装机容量分别为 800 和 600MW,梯级水电上下级电站装机容量则分别为 1200 和 800MW。设置容量需求曲线如附录 A 图 A3 所示,各发电资源容量市场报价参考文献[3,25]在附录 B 表 B1 给出;在现货市场中,火电机组基于其边际发电成本采用五段式阶梯报价,

发电成本采用二次函数形式;新能源机组发电成本基本为 0,但考虑其辅助服务等综合成本,固定报价为 150 元/(MW·h);风光水储联盟同样采用固定报价,为 180 元/(MW·h)。选择某地区负荷、联盟内部风电场以及光伏电站历史出力数据如附录 A 图 A4 所示,采样间隔为 1h,梯级水电上下级水电站参数参考文献[26],见附录 A 表 A1,增设可逆式水泵水轮机机组参数如附录 A 表 A2 所示。

4.2 结果分析

受限于梯级水电最大出库流量限制,本文设定增设抽蓄容量上限为 600MW,在上层采用粒子群优化求解时,设置粒子数量为 50,初始化粒子在 0~600 之间均匀分布,迭代次数为 100,得到收敛曲线如附录图 A5 所示。采用本文双层优化配置模型,求解得到梯级水电增设可逆式水泵水轮机机组最优装机容量为 429.94MW,日均成本为 26.14 万元,将不同场景收益按照相应场景概率进行加权,得到一天的收益期望值,梯级水电及其混合式抽蓄容量市场日均收益为 164.94 万元,现货市场收益日均为 1070.52 万元,相较未增设混合式抽蓄日均总收益增加 71.10 万元,投资回报率达到了 272.00%,预计约 5 年即可收回成本。此外,风光水储联盟增设混合式抽蓄后,可信容量提升 27.83%,相较成员单独参与市场减少弃风弃光量达 91.67%,水电日平均发电量增加 2637.59MW·h,日发电量提升 9.83%。表明梯级水电通过本文方法配置混合式抽蓄后,能充分挖掘水电调节能力,调节能力显著增加,减少了弃风弃光电量,提高了水能利用率,显著提升梯级水电及其混合式抽蓄发电量,有效促进混合式抽蓄成本回收。

为展示本文提出的以梯级水电增设混合式抽蓄为调节电源,与风光集团联合组建风光水储联盟的市场化运营效果,需验证风光水储联盟是否可以增加额外可信容量和联盟成员的利润,为此,本文设计各联盟成员从独立运营,到逐步联盟运营,最后到增设混合式抽蓄后的联盟运营 5 个典型方案进行对比分析:

方案 1,联盟成员风电、光伏和梯级水电分别参与容量市场和现货市场。

方案 2,联盟成员风电和光伏联盟参与容量市场和现货市场,梯级水电则单独参与两市场。

方案 3,联盟成员风电、光伏和梯级水电联盟参与容量和现货市场。

方案 4,联盟成员风电、光伏和梯级水电及其混合式抽蓄分别参与容量市场和现货市场。

方案 5(本文方法), 风光水储联盟参与容量市场和现货市场。

4.2.1 容量市场出清结果比较分析

1) 多能联盟对可信容量的影响分析。

图 3 展示了 5 种方案下的可信容量计算结果, 可见成员间联盟程度不断提升, 联盟成员总可信容量依次增加, 说明多能互补及水电增设混合式抽蓄调节可有效提升联盟的可信容量, 且第 5 种方案(本文方法)具有显著优势。

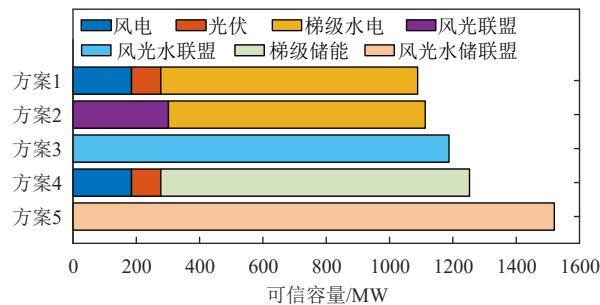


图 3 不同方案下可信容量
Fig. 3 Capacity credit under different schemes

其中, 方案 1 下风电单独接入系统时可信容量相较光伏更高, 其可信度达到 23.11%, 而光伏仅为 15.42%, 是因为光伏在晚上出力为零, 在晚上出现用电高峰时, 光伏的容量贡献为零, 导致 LOLP 增高。方案 2 风光联盟带来的额外可信容量为 24.04MW, 这是因为风光出力存在互补性。方案 4 相较方案 1, 梯级水电增设混合式抽蓄后的可信容量相较增加了 163.84MW, 说明增设混合式抽蓄可提升水电的调节能力, 进而提升其可信容量。方案 3 风光水联盟带来的额外可信容量为 104.85MW, 可信容量提升 9.63%, 方案 5 对比方案 3 可知, 风光水储联盟相较风光水联盟增加的可信容量更是达到 346.82MW, 可信容量提升 27.83%, 表明梯级水电具有良好的调节能力, 通过发电资源之间的协同作用可以带来额外的容量值, 梯级水电增设抽蓄更是大幅度提升水电调节能力, 梯级水电通过本文方法配置混合式抽蓄后, 风光与其结盟时极大提高了额外可信容量, 提升联盟的可信容量贡献。

2) 多能联盟对容量市场效应的影响分析。

图 4 为 5 种方案下容量市场各机组中标容量。图 4 中: G1 表示联盟内风光水(储)成员总中标容量; 其他机组编号如附录 B 的表 B1 所示。由于联盟内风光水(储)成员均为存量机组(G1), 在容量市场中申报价格较低, 故其申报容量均能中标。如表 1 所示, 为 5 种方案下的容量市场出清价格、市场运行总费用及中标机组总装机容量。

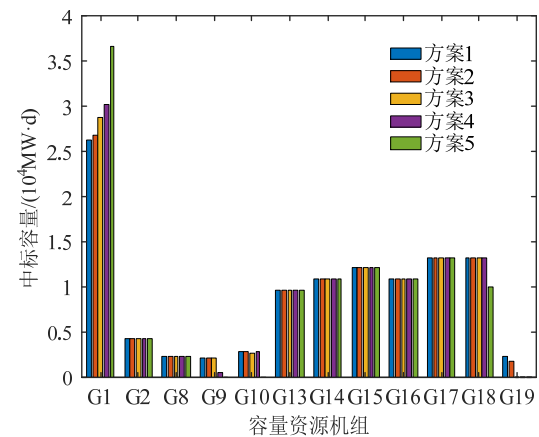


图 4 不同方案下各机组中标容量
Fig. 4 Winning capacity of each unit under different schemes

表 1 不同方案容量市场出清情况对比			
Table 1	Comparison of capacity market clearing situation of different schemes		
方案	出清价格/元	市场总费用/亿元	总装机容量/MW
方案 1	100	39.86	9045.09
方案 2	100	39.86	9021.05
方案 3	95	37.87	8886.67
方案 4	95	37.87	8504.12
方案 5	90	35.87	7513.88

综合比较图 4 和表 1 结果, 相较方案 1 和方案 2, 方案 3 风光水联盟明显提高总可信容量, 使得容量市场出清价格降低, 市场运行总费用由 39.86 亿元降至 37.87 亿元, 即市场总费用降低了 1.99 亿元; 方案 5 风光水储联盟时相较方案 3 总可信容量具有显著提升, 使容量市场出清价格进一步降低, 此时市场总费用降低了 2 亿元, 由 37.87 亿元降至 35.87 亿元。此外, 随着联盟内风光水(储)成员总中标容量上升, 市场净容量需求减少, 使得中标机组总装机容量随之减少。

综上所述, 成员间联盟程度不断提升, 联盟成员总可信容量依次增加, 在容量市场的总投标量及总中标量依次增大, 降低了容量市场的出清价格, 从而降低容量市场的运行费用, 市场净容量需求减少, 从而有利于降低系统的总装机容量, 减少额外投资, 提高社会福利。

4.2.2 多种联盟下现货市场成本效益分析

通过 5 种方案的现货市场出清结果分析, 展现风光水储联盟参与现货市场, 可有效降低现货市场的运行成本。

1) 多场景基础数据。

考虑不同季节负荷、新能源出力和径流量的波动性及模型复杂度, 根据我国某地区全年负荷、新能源出力和上下级水电站径流量情况, 利用 k-means 聚类生成 5 个典型日场景, 各典型场景以

及相应出现概率分别如附录 A 图 A6 和表 A3 所示。

2) 5 种方案下的联盟中标电量及梯级水电(含混合式抽蓄)发电量分析。

不同方案下各场景现货市场出清电价和出清电量分别如附录图 B2—B3 所示。表 2 给出了不同

方案的各场景上、下游梯级水电站日发电总量、风光水(储)日发电总量和联盟弃风弃光,表 3 则给出了不同方案下各场景现货市场运行费用。为便于分析,以场景 4 为例,不同方案风光水(储)发电量及出清电价分别如附录图 B1 和图 5 所示。

表 2 不同方案各场景风光水(储)发电量情况

Table 2 Power generation of wind, solar, cascade (energy storage) in different scenarios under different schemes

场景编号	风光水(储)日发电总量/(MW·h)					联盟内成员日弃风弃光电量/(MW·h)				
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5
场景 1	22587.10	22688.25	23167.32	22988.27	24015.35	706.21	605.06	125.99	688.25	0
场景 2	29113.41	29490.54	30620.57	29403.17	31443.94	1583.59	1206.46	76.43	1504.86	0
场景 3	16458.57	16682.63	16996.32	16699.45	17863.82	737.05	512.99	199.3	715.36	136.52
场景 4	52126.76	52352.90	52490.97	52315.33	52977.82	489.95	263.81	125.74	445.33	100.35
场景 5	53708.11	53866.66	54088.65	62377.10	62852.77	505.36	346.81	124.82	507.15	98.36

场景编号	上游水电站日发电总量/(MW·h)					下游水电站日发电总量/(MW·h)				
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5
场景 1	8626.53	8626.53	8626.53	9110.41	9643.97	9102.53	9102.53	9102.53	9101.86	9101.84
场景 2	7698.31	7698.31	7698.31	8010.03	8795.35	8136.11	8136.11	8136.11	8135.42	8136.68
场景 3	4213.18	4213.18	4213.18	5512.66	5971.86	4179.15	4179.15	4179.15	4178.86	4178.92
场景 4	24971.59	24971.59	24971.59	25315.54	25515.97	19200	19200	19200	19200	19200
场景 5	28800	28800	28800	37570.78	37570.78	19200	19200	19200	19200	19200

表 3 不同方案各场景现货市场运行情况

Table 3 Operation of spot market in different scenarios under different schemes

场景编号	现货市场总运行费用/万元				
	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5
场景 1	3749.34	3749.34	3699.48	3699.48	3699.48
场景 2	3801.50	3801.50	3751.39	3801.50	3751.39
场景 3	3202.89	3202.89	3202.89	3202.89	3202.89
场景 4	3646.53	3646.53	3638.78	3646.53	3605.79
场景 5	3622.13	3622.13	3613.90	3594.56	3594.56

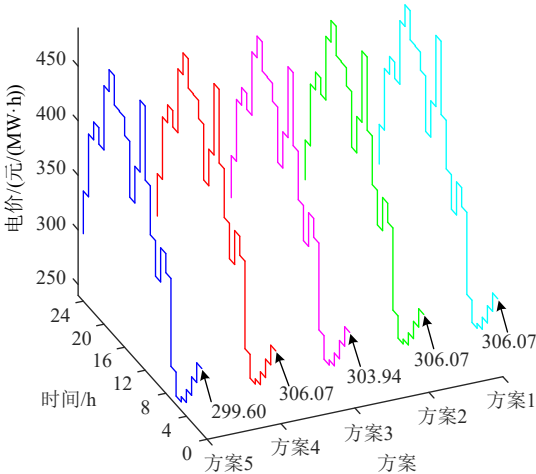


图 5 不同方案下场景 4 现货市场出清电价

Fig. 5 Spot market clearing price under different schemes in scene 4

从方案 1 到方案 5 的顺序,成员间联盟程度不断提升,联盟日发电总量依次增加,联盟内弃风弃光电量依次减少,说明多能互补及水电调节可有效提升联盟在现货市场的竞争力。结合表 2 可知,方案 2 和方案 3 相较于方案 1,风光水日发电总量提

升,联盟内弃风弃光电量减少,风光中标总量提升,这是由于风电和光伏单独竞标时会考虑事后不平衡结算影响,为规避风险,申报电量趋于保守;而风光联盟申报时,由于风光出力有一定程度的互补,因而申报电量相对较高。同样,风光水联盟时,由于梯级水电良好的调节能力,风光水申报总量进一步提高,弃风弃光电量平均分别减少 673.98MW·h,减少弃风弃光量 83.78%。方案 4 相较方案 1,风光水储日发电总量提升,主要是由于梯级水电增设混合式抽蓄后在来水量较多时,利用混合式抽蓄发电提高发电量,减少弃水,从而使得水电总发电量提升。分析上下游水电站日发电总量可知,各方案下的下游水电站日发电总量基本保持不变,方案 4 中上游水电站日发电总量相较方案 1 则有明显增长。方案 5 相较方案 4,风光水储联盟不但可以减少弃水,还可以在风光大发时,减少弃风弃光,利用抽水蓄能消纳多余的风光,将下游水资源抽调至上级水电站,从而提高水能利用率,使得上游水电站发电量相较方案 4 进一步提升,相较方案 3,弃风弃光电量进一步平均减少 63.41MW,相较成员单独参与市场减少弃风弃光量达 91.67%,水电日平均发电量增加 2637.59 MW·h,日发电量提升 9.83%。表明梯级水电通过本文方法配置混合式抽蓄后,调节能力显著增加,减少了弃风弃光电量,提高了水能利用率,显著提升梯级水电及其混合式抽蓄发电量。其中,在场景 5 中,方案 4 和方案 5 上游水电站日发电总量相同是由于此时电站处

于满发状态。结合附录 A 图 A6 和附录 B 图 B3 可知，由于在场景 5 下来水量较多，梯级水电处于满发状态，而方案 4 和方案 5 因新增发电机组，可以更好利用多余的水资源，显著提高了水电发电量。

3) 5 种方案下现货市场运行成本分析。

由图 5 和附录 B 图 B2 可知，各方案下出清电价趋势虽然相近，但结合表 2 和表 3 可知，从方案 1 到方案 5，风光水(储)日发电总量提升，导致市场出清边际机组改变，电价呈现总体下降趋势，现货市场总运行费用也随之降低。而在场景 3 下，虽然随着方案改进风光水(储)日发电总量提升，但由于场景 3 下来水量较少，水电要满足最小出力约束，调节能力较差，总发电量虽然略微提升，但难以影响市场出清边际机组，使得出清电价并未发生改变。而方案 3 和方案 5 在场景 1、场景 2 和场景 3 下出清电价相同，是由于风光水(储)日发电总量的提升并未进一步影响到市场出清边际机组。

综上所述，梯级水电增设混合式抽蓄可以减少

弃水，提高水资源利用率，提高水电发电量，且主要是上游水电站发电量增加，下游水电站发电量几乎无变化，风光水储联盟可以减少弃风弃光，在风光大发时利用抽蓄消纳多余的风光，降低风电和光伏事后不平衡结算风险，提高风光水储申报总量，从而可能降低市场出清电价，使现货市场总运行费用降低，提高社会福利。

4.2.3 5 种方案下联盟各成员收益对比

容量市场中标容量需在现货市场进行交付，本文设置未按照容量市场合同要求交付而支付的单位违约罚金为容量市场出清价格的 50%^[1]，计算各成员在容量市场所获最终收益。表 4 为 5 种方案下联盟各成员的日均收益。表 4 中：WP 表示风电；PV 表示光伏电站；CH 表示梯级水电站；CHS 表示梯级水电站及其混合式抽蓄。从方案 1 到方案 5 的顺序，成员间联盟程度不断提升，日均总收益依次增加，说明风电、光伏和梯级水电及其抽蓄电站联合参与市场可以达到联盟成员多方共赢。

表 4 不同方案各成员日均收益情况															
Table 4 Average daily income of each member of different schemes															
	容量市场日均收益/万元					现货市场日均收益/万元					日均总收益/万元				
方案	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5
WP	35.29	37.67	42.62	33.52	43.95	220.95	225.18	228.88	220.73	232.38	256.24	262.85	271.50	254.25	276.33
PV	20.86	23.24	27.15	19.82	25.40	83.19	87.41	85.38	82.96	87.48	104.05	110.65	112.53	102.78	112.88
CH	150.44	150.44	158.43	—	—	998.76	1006.96	1005.94	—	—	1149.20	1157.40	1164.36	—	—
CHS	—	—	—	148.32	164.94	—	—	—	1061.45	1070.52	—	—	—	1209.77	1235.46
增设混合式抽蓄日均成本/万元											26.14				

方案 2 相较于方案 1，在风光联盟参与双市场后，风光发电在两市场的日均收益都有所增长，其日均总收益相比于风、光单独参与两市场分别提升了 2.58%和 6.34%。梯级水电由于其在容量市场交付的电量并未发生改变，故容量市场收益没有变化，而其在现货市场收益的改变，是由于风光联盟后中标电量增加也导致梯级水电在现货市场各时段出清电量发生变化。

方案 3 与方案 1 对比，风光水联盟参与两市场后，风电、光伏和梯级水电在容量市场和现货市场收益均有所增长，在容量市场日均收益分别增加了 7.33 万、6.29 万和 7.99 万元，提升分别达到了 20.77%、30.15%和 5.31%，这是由于梯级水电的良好调节能力，风光水联盟后其可信容量增加，使其容量市场总中标容量提升，虽然风光水总中标容量提升导致容量市场出清价格有所下降，但由于中标容量的提升和其交付的电量增加，使得违约成本也相应下降，最终容量市场整体收益增加。而风电、光伏和梯级水电在现货市场收益日均收

益分别增加了 7.93 万、2.19 万和 7.18 万元，这也是依赖于梯级水电的良好调节能力，减少了风电、光伏新能源的弃电量的同时，能更好根据电价趋势调节联盟出力获得更高的收益。方案 3 相较方案 2，风、光、水在现货市场的日均收益整体下降，是因为风光水联盟后在现货市场中中标电量明显增加，导致市场出清电价降低，使其最终在现货市场收益有所降低。但由于风、光、水在容量市场收益增加，导致其日均总收益还是分别增加了 8.65 万、1.88 万和 6.96 万元。

方案 4 相较方案 1，梯级水电增加混合式抽蓄后，可信容量增加，中标容量相应增加导致容量市场出清价格降低，导致风电光伏的容量市场收益也随之降低。同样，结合 5.2.2 节现货市场出清结果，场景 1 下梯级水电及其混合式抽蓄中标电量增加导致现货市场出清电价略微降低，使得风电和光伏的现货市场收益也降低，但由于梯级水电及其混合式抽蓄的现货市场总体发电量显著增加，其日均总收益相较梯级水电增加了 60.57 万元，完

全覆盖了梯级水电增设混合式抽蓄的日均成本 26.14 万元。

方案 5 与方案 3 对比可知,由于梯级水电增设混合式抽蓄后调节能力增强,风光水储联盟可信容量相较风光水联盟具有明显提升,使得在容量市场价格降低的情况下,风光水储联盟在容量市场的总收益相较风光水联盟增加了 6.09 万元,梯级水电增设混合式抽蓄,在容量市场更是增加了 6.51 万元。在现货市场方面,联盟各成员日均收益分别增加了 3.50 万、2.10 万和 64.58 万元,这也表明梯级水电按照本文方法增设混合式抽蓄后调节能力增强,使得风光水储联盟总发电量明显增加,即使在现货市场电价降低的情况下联盟成员日均收益仍然增加。同样地,梯级水电增设混合式抽蓄后日均总收益相较原梯级水电增加了 71.10 万元,完全覆盖了增设混合式抽蓄的日均成本 26.14 万元,投资回报率达到 272.00%,预计约 5 年即可收回成本,表明梯级水电按照本文方法配置混合式抽蓄,能充分挖掘水电调节能力,提升水电盈利能力,有效促进混合式抽蓄回收。方案 5 相较方案 4,风光水储联盟后在容量市场和现货市场日均收益均显著增加,日均总收益分别提升 8.68%、9.83%和 2.12%。

综上所述,梯级水电增设混合式抽蓄可以增加其可信容量以及发电量,从而增加其在容量市场和现货市场的净收益,且风光水储联盟后联盟各成员在容量市场和现货市场收益均显著增加,表明成员联盟联合参与市场可以达到多方共赢。

4.2.4 方案 5 下不同能源发展约束下的双市场运营结果分析

“双碳”目标使新能源成为未来主要电源,且为了验证容量市场确保发电机组固定成本回收的机理,本节设置风、光不同容量结构作为容量市场出清边界条件^[15]进行仿真模拟,研究不同容量结构占比下容量市场和现货市场运行情况,容量结构约束如表 5。不同容量结构约束下的容量市场出清结果以及容量市场和现货市场运行费用分别如图 6 和图 7 所示。

由于风光水储联盟可信容量不变,且其属于存量机组,在容量市场报价较低,故其申报容量均能

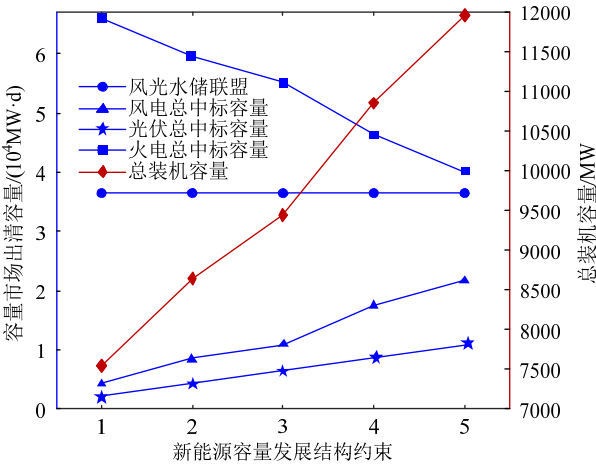


图 6 不同容量结构下容量市场出清结果
Fig. 6 Capacity market clearing results under different capacity structures

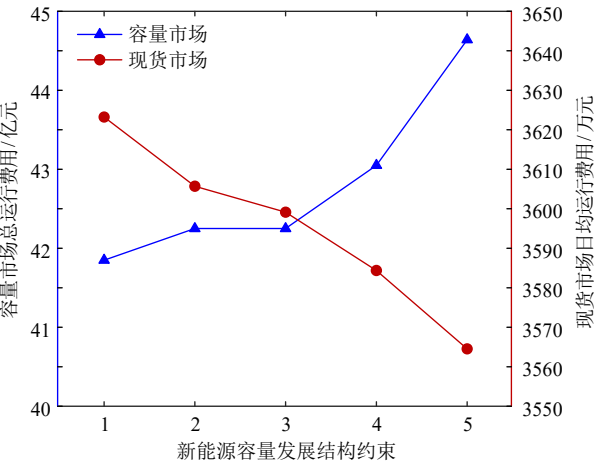


图 7 不同容量结构下容量市场和现货市场运行费用
Fig. 7 Operating costs of capacity market and spot market under different capacity structures

中标,中标容量并未随风电、光伏容量结构占比提升发生改变。而随着风电、光伏容量结构占比要求提升,联盟外部风电、光伏总中标容量均有所上升,相应的,火电机组总中标容量则呈现下降趋势。同时,由于风电、光伏容量可信度相对较低,随着风电、光伏总中标容量提升总装机容量也呈现出明显上升趋势,容量结构 5 相较结构 1 增加装机容量足有 4410.38MW。此外,由于部分待建风电、光伏机组不具备价格竞争优势,风电、光伏容量结构占比要求提升后,其成为容量市场出清边际机组,使得出清价格提升,市场总运行费用随之增加。而在现货市场中,随着新能源结构占比提高,因新能源机组边际成本基本为零,使得现货市场出清电价降低,现货市场运行费用也随着降低。相应的,机组在现货市场的收益也随之降低,但由于容量市场出清价格增加,此时,参与容量市场的发电资源,可以在容量市场增加其收益,弥补其在现货市场难以回收的成本差额,保障其投资成本的回收。

表 5 新能源发展容量结构约束					
Table 5 New energy development capacity structure constraints					
机组类型	容量 结构 1/%	容量 结构 2/%	容量 结构 3/%	容量 结构 4/%	容量 结构 5/%
风电	≥4	≥8	≥12	≥16	≥20
光伏	≥2	≥4	≥6	≥8	10

综上所述,随着新能源结构占比在电力系统中提升,新能源容量可信度低使系统总装机容量增加,容量市场总运行费用增加,现货市场总运行费用降低。机组在现货市场收益的降低可以通过容量市场收益的增加进行补偿,从而容量市场保障了发电资源投资成本的回收,实现引导发电资源投资的价值体现。

5 结论

本文考虑风光水储联盟协同作用带来额外可信容量,以及容量市场引导发电资源投资的价值体现,提出一种计及容量市场和现货市场的风光水储联盟混合式抽蓄容量配置方法。通过仿真分析,得出结论如下:

1) 风光水储联盟协同作用增加了额外可信容量,联盟增设混合式抽蓄可信容量提升了 27.83%,可提升联盟内风光在容量市场的竞争力,减少容量市场净容量需求,降低容量市场出清价格,从而使容量市场运行费用降低,减少系统容量额外投资,提高社会福利。

2) 梯级水电增设混合式抽蓄可以循环利用水资源,减少弃水量,提升水电日发电量 9.83%;风光水储联盟运行则减少弃风弃光,产生显著的发电增量效益,降低现货市场出清电价,提高社会福利。

3) 梯级水电增设混合式抽蓄可以增加其在容量市场和现货市场的净收益,投资回报率达 272.00%,可有效促进混合式抽蓄成本回收;风光水储联盟联合参与市场运营时各主体效益相较未合作均有大幅度提高,实现了联盟成员多方共赢。

4) 随着新能源在系统中容量结构占比提升,容量市场总运行费用增加,现货市场总运行费用下降。机组在现货市场收益的降低可以通过在容量市场增加的收益进行补偿,从而保障机组投资成本回收,实现容量市场引导发电资源投资的价值体现。

本文考虑风电、光伏和梯级水电均为存量机组的风光水储联盟混合式抽蓄配置方法,后续将进一步研究考虑容量市场引导下的待建风光水储等多能源系统容量配置问题。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

[1] 高志远,张晶,庄卫金,等.关于新型电力系统部分特点的思考[J].电力自动化设备,2023,43(6):137-143,151.
GAO Zhiyuan, ZHANG Jing, ZHUANG Weijin, et al. Thoughts on some characteristics of new style power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 137-143, 151(in Chinese).

[2] 余洋,陈东阳,吴玉威,等.风电波动平抑下考虑 SOC 均衡及收益的电池储能功率分配策略[J].高电压技术,2023,49(4):1714-1723.
YU Yang, CHEN Dongyang, WU Yuwei, et al. Power allocation strategy considering SOC balance and income for battery energy storage in smoothing wind power fluctuations[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1714-1723(in Chinese).

[3] 倪晋兵,张云飞,施浩波,等.基于时序生产模拟的抽水蓄能促进新能源消纳作用量化研究[J].电网技术,2023,47(7):2799-2809.
NI Jinbing, ZHANG Yunfei, SHI Haobo, et al. Pumped storage quantification in promoting new energy consumption based on time series production simulation[J]. Power System Technology, 2023, 47(7): 2799-2809(in Chinese).

[4] 中华人民共和国中央人民政府.电力市场运行基本规则[EB/OL].[2024-04-25].https://www.gov.cn/zhengce/202405/content_6951254.htm.

[5] 陈政,尚楠,张翔.兼容多目标调控需要的新型容量市场机制设计[J].电网技术,2021,45(1):198-207.
CHEN Zheng, SHANG Nan, ZHANG Xiang. Design of capacity market mechanism with multi-objective regulation[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 198-207(in Chinese).

[6] BYERS C, BOTTERUD A. Additional capacity value from synergy of variable renewable energy and energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(2): 1106-1109.

[7] KARIER T, FAZIO J. How hydropower enhances the capacity value of renewables and energy efficiency[J]. The Electricity Journal, 2017, 30(5): 1-5.

[8] 何俊,邓长虹,徐秋实,等.风光储联合发电系统的可信容量及互补效益评估[J].电网技术,2013,37(11):3030-3036.
HE Jun, DENG Changhong, XU Qiushi, et al. Assessment on capacity credit and complementary benefit of power generation system integrated with wind farm, energy storage system and photovoltaic system[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 3030-3036(in Chinese).

[9] 张宁,康重庆,肖晋宇,等.风电容量可信度研究综述与展望[J].中国电机工程学报,2015,35(1):82-94.
ZHANG Ning, KANG Chongqing, XIAO Jinyu, et al. Review and prospect of wind power capacity credit[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(1): 82-94(in Chinese).

[10] MADAENI S H, SIOSHANSI R, DENHOLM P. Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: a case study of the southwestern United States[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1205-1215.

[11] 李咸善,杨宇翔.基于双向电价补偿的含氢储能风电和梯级水电联合优化调度[J].电网技术,2020,44(9):3297-3305.
LI Xianshan, YANG Yuxiang. Optimization dispatching for joint operation of hydrogen storage-wind power and cascade hydropower station based on bidirectional electricity price compensation[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3297-3305(in Chinese).

[12] 李咸善,杨拯,李飞,等.基于梯级水电调节的风光水联盟与区域电网联合运行优化调度策略[J].中国电机工程学报,2023,43(6):2234-2247.
LI Xianshan, YANG Zheng, LI Fei, et al. Optimization scheduling strategy for joint operation of wind-solar-water power alliance and regional power grid based on cascade hydropower regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2234-2247(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 Wennan, HUANG Xianfeng, XIANYU Hucheng, 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] 中华人民共和国国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)[R]. 北京: 中华人民共和国国家能源局, 2021.
- [15] 尚楠, 张翔, 宋艺航, 等. 适应清洁能源发展和现货市场运行的容量市场机制设计[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 174-182. SHANG Nan, ZHANG Xiang, SONG Yihang, et al. Design of capacity market mechanism adapting to clean energy development and spot market operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 174-182(in Chinese).
- [16] 李琪瑞, 杨知方, 李文沅. 面向差异化电源成本结构的容量市场机制设计[J]. 电工技术学报, 2024, 39(23): 7498-7511. LI Qirui, YANG Zhifang, LI Wenyuan. Capacity market mechanism design for power sources with differentiated cost structures[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(23): 7498-7511(in Chinese).
- [17] LU Runzhao, DING Tao, QIN Boyu, et al. Reliability based min-max regret stochastic optimization model for capacity market with renewable energy and practice in China[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4): 2065-2074.
- [18] JU Chang, DING Tao, JIA Wenhao, et al. Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations[J]. Applied Energy, 2023, 334: 120675.
- [19] 明波, 成楸语, 黄强, 等. 梯级互补储能对新能源的长期消纳作用分析[J]. 水利学报, 2022, 53(11): 1280-1290. MING Bo, CHENG Qiuyu, HUANG Qiang, et al. Analysis of long-term consumption effects of cascade complementary energy storage on new energies[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2022, 53(11): 1280-1290(in Chinese).
- [20] 刘欣雨, 罗彬, 陈永灿, 等. 融合改造的梯级混合式抽蓄短期调峰优化模型[J]. 电网技术, 2025, 49(3): 1217-1226. LIU Xinyu, LOU Bin, CHEN Yongcan, et al. Short-term peak shaving model of cascade hybrid pumped storage retrofitted from conventional hydropower[J]. Power System Technology, 2025, 49(3): 1217-1226 (in Chinese).
- [21] LIU Guanchi, VRAKOPOULOU M, MANCARELLA P. Assessment of the capacity credit of renewables and storage in multi-area power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2334-2344.
- [22] 刘有为, 陈小波, 吴凯. 基于蒙特卡洛法的电化学储能电站可靠性分析[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3299-3306. LIU Youwei, CHEN Xiaobo, WU Kai. Reliability analysis of electrochemical energy storage power station based on Monte Carlo method[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3299-3306(in Chinese).
- [23] 段佳南, 谢俊, 冯丽娜, 等. 基于合作博弈论的风-光-水-氢多主体能源系统增益分配策略[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1703-1711. DUAN Jianan, XIE Jun, FENG Lina, et al. Synergistic gains allocation for multi-stakeholder wind-solar-hydro-hydrogen energy system based on cooperative game theory[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1703-1711(in Chinese).
- [24] 田欣, 陈来军, 李笑竹, 等. 基于主从博弈和改进 Shapley 值的分布式光伏社区共享储能优化运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2252-2261. TIAN Xin, CHEN Laijun, LI Xiaozhu, et al. Optimal scheduling for energy storage sharing among communities with photovoltaic resource based on Stackelberg game and improved Shapley value[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2252-2261(in Chinese).
- [25] 瞿颖, 肖云鹏, 张臣, 等. 考虑灵活调节需求的容量市场出清模型与定价方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(11): 64-76. QU Ying, XIAO Yunpeng, ZHANG Chen, et al. Clearing model and pricing method for capacity market considering flexible regulation requirement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(11): 64-76(in Chinese).
- [26] 李冶. 含梯级水电的风火水电力系统可靠性区间评估及其扩展规划[D]. 重庆: 重庆大学, 2019.



李咸善

在线出版日期: 2025-07-28.

收稿日期: 2025-01-10.

作者简介:

李咸善(1964), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事新能源与梯级水电站联合运行优化调度、水电站仿真与控制等方面的研究工作, E-mail: lixianshan@ctgu.edu.cn;

张远航(1994), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为新能源与梯级水电站联合运行优化调度, E-mail: 1016513170@qq.com.

(责任编辑 王金芝)

附录 A

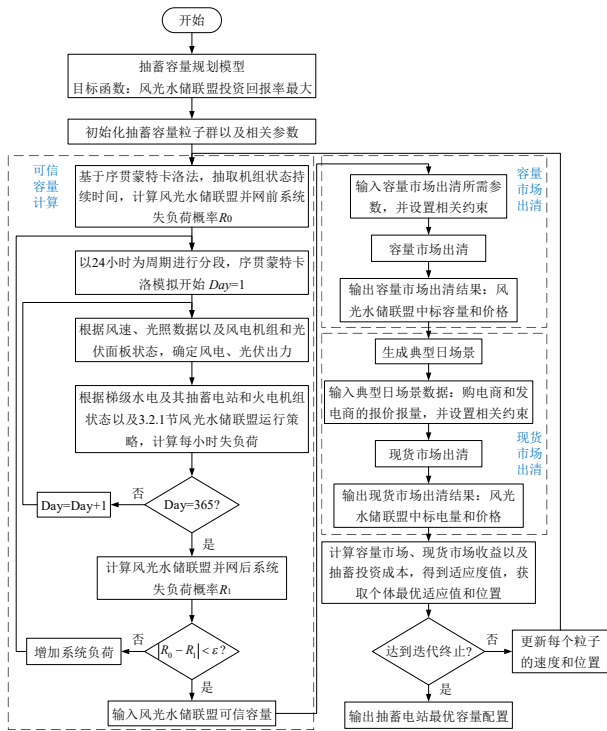


图 A1 模型求解流程图

Fig. A1 Flowchart of model solving

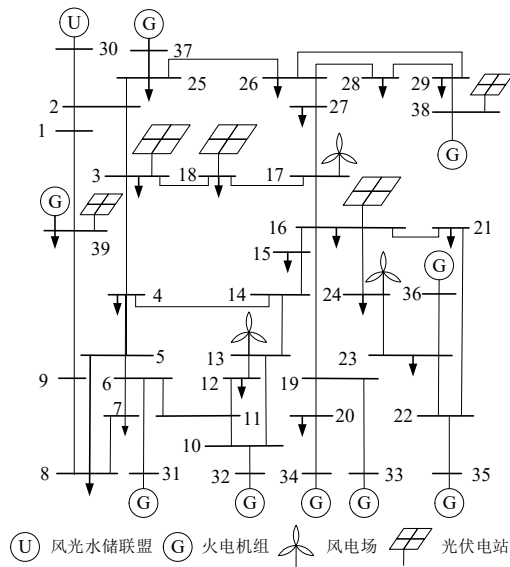


图 A2 改进 IEEE39 节点

Fig. A2 Improved IEEE39 node system

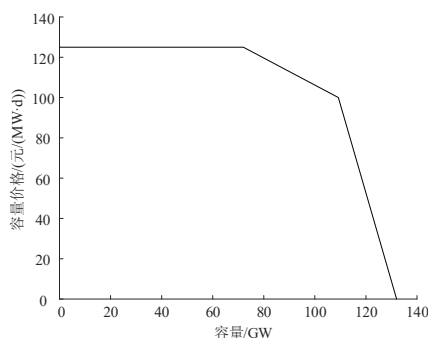


图 A3 容量需求曲线

Fig. A3 Capacity Demand Curve

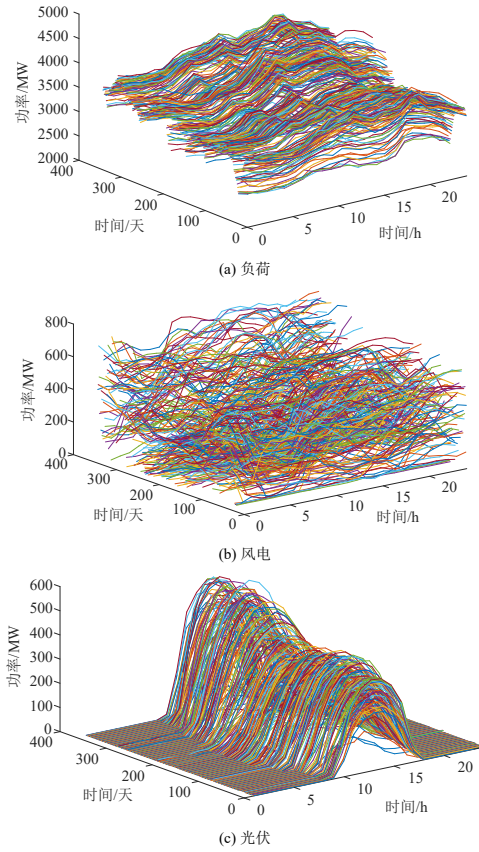


图 A4 风光荷一年数据

Fig. A4 1-year data of wind farm, photovoltaic power station and loads

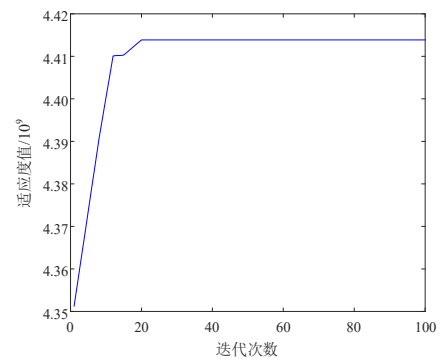


图 A5 运营利润最大优化迭代过程

Fig. A5 Operational profit maximization optimization iterative process

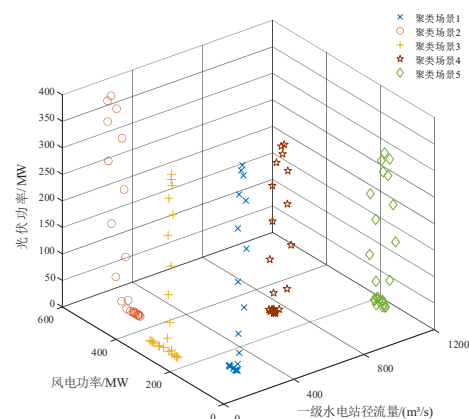


图 A6 聚类典型场景

Fig. A6 Clustering typical scenes

表 A1 梯级水电上下级水电站参数

Table A1 Parameters of upper and lower cascade hydropower stations

参数	调节性能	装机容量/ MW	正常 蓄水位/m	防洪限制 水位/m	死水位/m	设计水头/m	平均无故障 工作时间/h	平均修复 时间/h	出力系数
上级水电站	不完全年调节	1200	400	395.2	345	170	1150	100	8.5
下级水电站	日调节	800	200	192.2	180	101.6	950	50	8.5

表 A2 可逆式水泵水轮机机组投资建设成本系数

Table A2 Investment and construction cost coefficients for reversible pump-turbine units

可逆式水泵水轮机 投资成本/(元/kW)	可逆式水泵水轮机运行 维护成本/[元/(kW·年)]	可逆式水泵水轮机 替换成本/(元/kW)	水轮机全寿命 周期/年	折现率/%	混合式抽蓄 抽水效率/%	混合式抽蓄 发电效率/%
2100	21	2100	15	5	90	80

表 A3 各典型场景出现概率

Table A3 Probability of each typical scene

场景编号	概率/%
1	23.64
2	23.10
3	15.34
4	20.93
5	16.99

附录 B

表 B1 机组运行参数

Table B1 Operation parameters of units

机组编号	类型	接入节点编号	容量市场报价/(元/(MW·d))	爬坡系数/(%/h)	可用容量系数/%	装机容量/MW
G1	风光水储联盟	30	40	—	—	—
G2	存量风电场	13	35	—	23.11	750
G3	待建风电场	17	105	—	23.11	600
G4	待建风电场	24	106	—	23.11	850
G5	待建风电场	13	108	—	23.11	500
G6	待建风电场	17	108	—	23.11	600
G7	待建风电场	24	112	—	23.11	700
G8	存量光伏电站	3	35	—	15.42	600
G9	待建光伏电站	38	95	—	15.42	550
G10	待建光伏电站	39	95	—	15.42	750
G11	待建光伏电站	3	106	—	15.42	600
G12	待建光伏电站	16	107	—	15.42	650
G13	存量火电机组	31	50	35	—	400
G14	存量火电机组	32	50	25	—	450
G15	存量火电机组	33	65	30	—	500
G16	存量火电机组	34	70	35	—	450
G17	存量火电机组	35	75	25	—	550
G18	待建火电机组	36	90	25	—	550
G19	待建火电机组	37	100	30	—	400
G20	待建火电机组	38	100	25	—	550
G21	待建火电机组	39	112	30	—	450

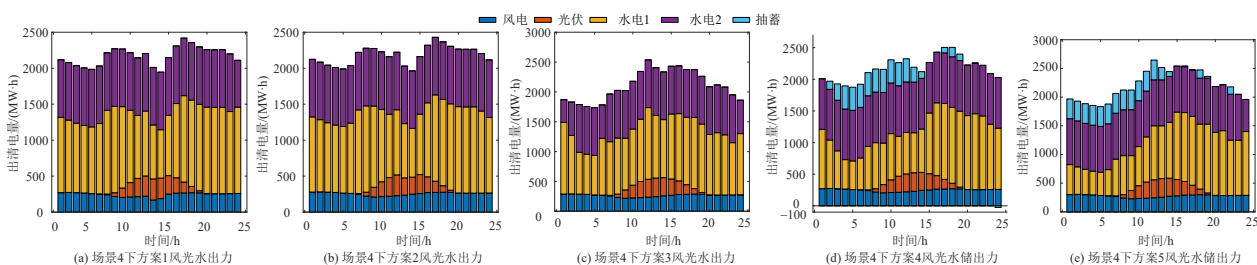


图 B1 不同方案下场景 4 风光水(储)发电量

Fig. B1 Wind, solar, cascade (energy storage) power generation under different schemes in scene 4

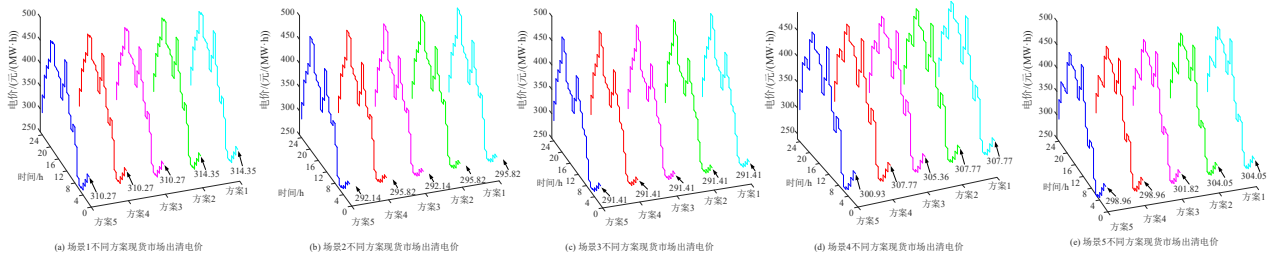


图 B2 不同方案下各场景现货市场出清电价

Fig. B2 Spot market clearing price of each scenario under different schemes

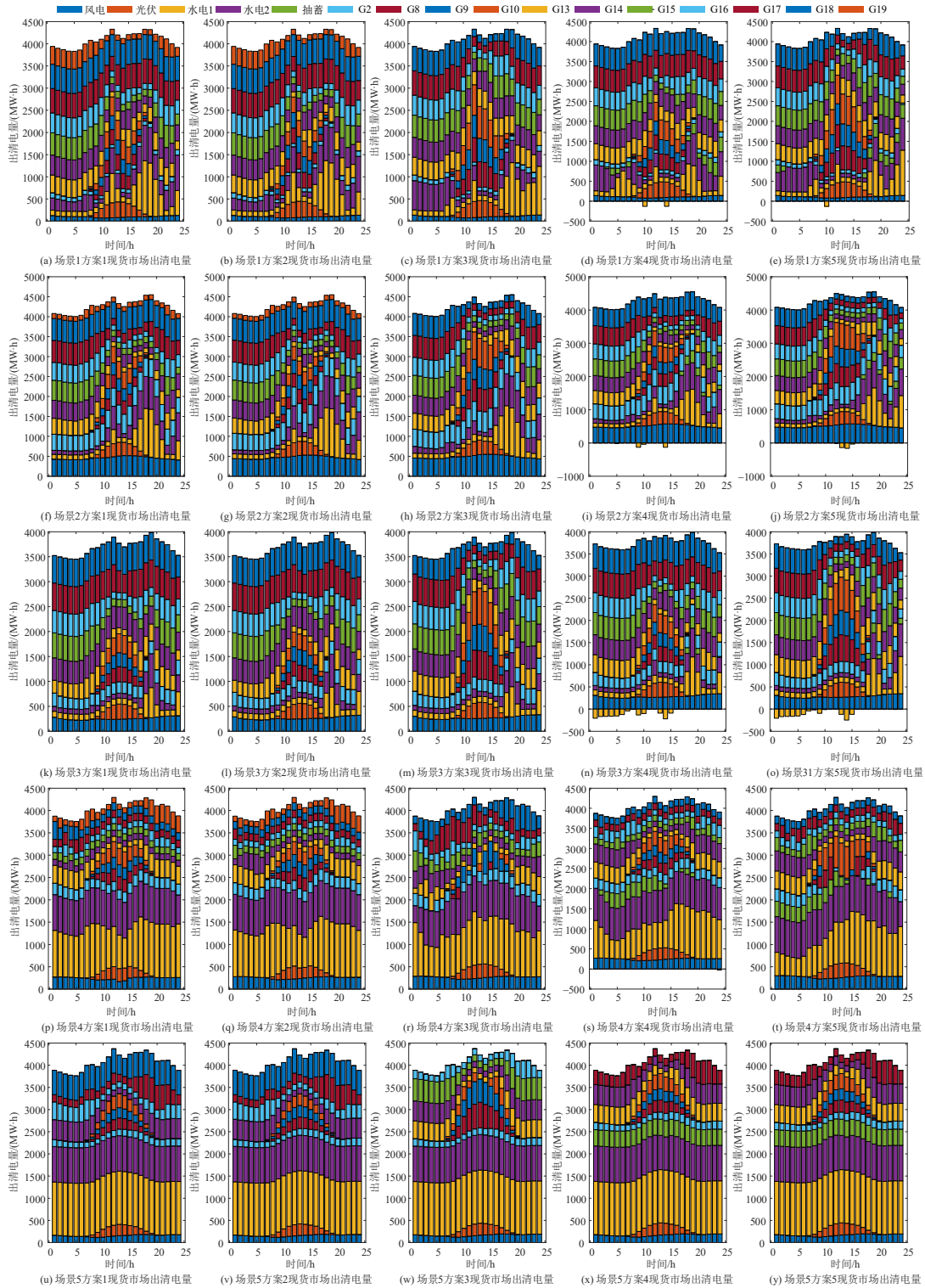


图 B3 不同方案下各场景现货市场出清电量

Fig. B3 Spot market clearing power of each scenario under different scheme