

现货市场下流域水电竞价策略及 优化调度研究

刘玉青¹, 张仕杰¹, 石德勇²

(1.长沙理工大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410114;
2.国网湖南省电力有限公司怀化供电分公司, 湖南 怀化 410029)

摘要: 计划体制下固定价格难以激励水电参与调节, 而复杂的水力约束条件导致水电现货市场出清困难。为通过现货价格激励水电参与调节, 丰富其收益模式, 研究现货市场下流域水电的博弈竞价策略及优化调度方法。基于水力耦合关系, 将水库电站及其下游电站打捆为流域水电聚合报价单元。提出了流域水电调度模式, 构建了基于流域水电调度模式的交易决策模型、现货市场出清模型。其中, 流域水电调度模式明确了各电站与报价单元的电量、价格交互关系, 为交易决策模型提供约束条件; 交易决策模型以流域水电市场收益最大为目标优化在现货市场中申报的电量; 市场出清模型以系统购电成本最小为目标优化流域水电等电源的中标量价。采用共生多种群粒子群算法对模型进行求解, 以澧水流域为案例进行仿真, 结果表明: 相比于传统竞价策略与调度方案, 所提方法在负荷高峰时期可提高流域水电顶峰能力; 在市场申报环节可规避在市场中流标的风险, 使流域水电市场收益增加 20.14%。仿真案例验证了所提方法的有效性。

关键词: 流域水电; 现货市场; 调度模式; 收益补偿; 竞价策略

中图分类号: TM28 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqcd26441

Research on Game Bidding Strategies and Optimal Scheduling for Basin Hydropower in the Spot Market

LIU Yuqing¹, ZHANG Shijie¹, SHI Deyong²

(1. School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410114, Hunan, China; 2. State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd. Huaihua Power Supply Branch, Huaihua 410029, Hunan, China)

Abstract: Under the planned system, the fixed price makes it difficult to encourage hydropower to participate in regulation, and the complex hydraulic constraints lead to difficulties in hydropower spot market clearing. To encourage hydropower to participate in regulation through spot-price incentives and enrich its revenue model, the game bidding strategy and optimal dispatching method of river-basin hydropower in the spot market were studied. Based on the hydraulic coupling relationship, the reservoir, and downstream power stations were bundled into a river-basin hydropower aggregation quotation unit. The river-basin hydropower dispatching mode was proposed, and the trading decision-making model and the spot market clearing model based on the river-basin hydropower dispatching mode were constructed. Among them, the river-basin hydropower dispatching mode clarified the power quantity and price interaction relationships between each power station and the quotation unit, providing constraint conditions for the trading decision-making model; the trading decision-making model optimized the quantity and price declared in the spot market to maximize the revenue of the river-basin hydropower market; the market clearing model optimized the bid-winning quantity and price of power sources such as river-basin hydropower to minimize the system's power-purchase cost. Using a symbiotic multi-swarm particle swarm optimization to solve the model for the Wushui River Basin, the results show that, compared with the traditional bidding strategy and dispatching scheme, the proposed method can improve the peak-shaving ability of river-basin hydropower during the peak-load period; it can avoid the risk of being rejected in the market during the market declaration process,

基金项目: 湖南省研究生科研创新重点项目(QL20220192); 教育部产学研合作协同育人项目(202102574005)

作者简介: 刘玉青(2005—), 男, 硕士, 主要研究方向为电力市场, Email: 651870509@qq.com

increasing the revenue of the river-basin hydropower market by 20.14%. The effectiveness of the proposed method was verified by simulation cases.

Key words: basin hydropower; spot market; scheduling mode; revenue compensation; competitive bidding strategy

新型电力系统的核心特征之一在于,新能源逐渐成为系统的主力电源。受气候条件约束,新能源出力具有显著的间歇性、波动性及反调峰特性,导致风电光伏大发、顶峰保供时段下系统维持电力电量平衡的难度增加。水电作为一种清洁低碳、启动快、爬坡能力强的优质调节资源^[1-2],在此背景下显得尤为重要。

国内水电多采用计划调度模式,由电网调控中心基于来水预测与水库调节能力制定发电计划,以固定价格统一收购^[3]。巴西采用“保障容量-电量再分配”模式^[4],由调度机构核定枯水期电站的保障性发电量,按电站装机容量分析流域的总发电能力,规避个别电站由于来水不足等因素引起的缺电。然而,计划方式下的上网价格与出力调度难以激励水电响应系统调节需求。现货市场通过节点电价引导灵活资源主动参与调节,成为实现电力电量平衡的重要方式^[5],这样既能保障系统安全稳定运行,又可丰富水电的盈利模式。

现货市场通常由日前市场、日内市场和实时市场三部分组成,其中日前市场是现货市场中最为主要的交易平台。日前市场以运行日电量为交易标的物,在考虑系统安全约束的基础上根据市场主体的报价曲线进行集中竞价出清。不同于以火电为主的现货市场,水电上、下游的水力联系复杂。若忽略水电的水力约束条件,则出清结果易出现下游机组中标电量多但上游来水少或下游机组中标电量少但上游来水多的情况,导致下游机组无水可发或被迫弃水^[6]。为避免上、下游电站出力不匹配的问题,美国 PJM (Pennsylvania-Jersey-Maryland) 市场采用下游电站只报量或者量价都不申报的方式^[7]。对于水力联系紧密的流域水电,该方式难以明确界定上、下游电站的边界。同时上游电站制定报价策略时倾向于以自身利益最大为目标,通常忽略下游电站发电能力约束,由此得出的出清结果仅能实现流域局部电站的优化调度,流域水电的调节能力挖掘有限。

为实现水电资源的全局优化配置,部分学者

提出在现货市场出清模型中考虑复杂水力联系思路。文献[8]基于云南市场运行实例,将流域水电站日电量动态约束控制纳入出清模型约束条件中,建立了上、下游梯级联动控制边界,可实现上、下游电站的协同调度。进一步,文献[9]提出了度量水电与电量匹配程度的水-电耦合度指标,构建了以购电成本最小和水-电耦合度最大为目标的流域水电现货出清模型,通过迭代方法优化机组投标量价。由于现货出清要优化到机组、约束到母线,使得包含水位-库容关系曲线、机组动力曲线及各种复杂的等式、不等式约束的出清模型求解规模急剧增加。如何在满足水力约束条件的前提下,优化水电参与现货市场的交易策略,提高电站收益、促进系统电力电量平衡,是当前尚未解决的问题。

流域水电聚合可将若干个电站的水力约束通过聚合单元内部优化进行规模缩减,降低现货出清模型求解难度。文献[10]提出梯级水电的聚合节点报价机制,将同一并网节点下的水电机组整合为单一报价主体。该方式可在一定程度上简化梯级水电的水力约束,但对于流经面积较广的广域流域,相邻水电站可能位于不同节点,聚合节点报价机制将无法简化不同节点下电站的水电约束。

为推进水电参与现货市场竞价,提高水电交易能力,文献[11]考虑流域水电上、下游区域所属的利益联盟,构建了以上、下游区域各自利益最大化为目标的博弈优化调度模型;文献[12]分析了水电市场的博弈演化路径,提出了水电现货市场定价方法;文献[13]考虑了流域水电各投资主体的信息交互与利益博弈,提出了基于区块链技术的流域水电市场交易模式。

上述研究表明,计划方式下流域水电的调度模式对其灵活调节能力考虑不足。若以单一电站形式参与现货交易,易导致上、下游电站出力不匹配问题,或仅能实现流域电站局部优化。目前水电聚合方式仅适用于单一并网节点下的流域电站,其优化调度过程集中在集群优化方面,较少考虑集群内电站个体的竞价偏好。因此,文

章提出了一种现货市场下流域水电博弈竞价策略及优化调度方法。首先,基于流域水力耦合关系,构建跨并网节点的流域水电聚合报价单元,并设计其参与现货市场交易模式;其次,构建基于流域水电调度模式的竞价策略优化模型,提出流域水电调度模式、竞价策略、收益分配模式;最后采用仿真案例对文章所提方法进行验证。通过博弈方法刻画流域水电聚合体内部各电站的竞争关系,研究各电站竞价偏好对聚合体交易决策、电站自身调度及收益分配的影响,对于填补相关研究不足具有重要意义。

1 流域水电参与的现货市场交易框架

1.1 流域水电聚合报价单元

流域水电聚合报价单元(简称报价单元)的构建依赖于水电上、下游之间的径流调蓄关系。

大型水库电站的蓄水能力通常足以适应上游各种径流场景,即无论上游来水量如何,大型水库电站均有足够库容蓄水。此时,以大型水库电站为边界的上、下两段流域的径流关系被切断,下游电站的径流仅受该大型水库电站控制。因此将具有较强蓄水调节能力的水电站(简称水库电站)与其下游弱调节电站、径流式电站打捆为报价单元,以独立市场主体的身份参与现货竞价与电力调度。报价单元通过内部优化调度制定统一投标策略,实现流域水电上、下游电站之间水力高度耦合,同时降低电网调度与出清求解难度。

现货市场中,报价单元面临自然来水、电力负荷及出清价格的不确定性,叠加对手信息不透明性,存在中标量过多或过少的风险。为此,要求报价单元内水库电站应至少具备周调节能力,以应对弃水或无水可发的困境。报价单元结构如图1所示。

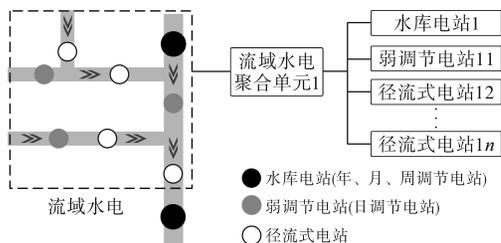


图1 流域水电聚合报价单元结构

Fig.1 Structure of basin-scale hydropower aggregated bidding unit

1.2 现货市场交易模式

在参与现货交易时,报价单元与其他市场主

体进行无差别的市场投标与调度运行管理,电网对该单元进行交易结算与直接调度管理。报价单元内部各成员之间的竞价方案、发电行为与收益结算均由报价单元内部自行处理。报价单元参与现货市场竞价的流程包含4个核心环节:竞价准备、交易申报、市场出清及内部量价管理。

1)竞价准备:报价单元内各电站需共享库容、入库径流、蓄水量、区间入流量及并网节点数据等内部信息,保留私有商业信息(如运营成本、报价策略及历史出清数据),以备单元解散后独立竞争。外部信息由电站共同搜集并共享,包括电力需求、节点电价预测及竞争对手出清数据。

2)交易申报:由于下游电站受上游径流影响,各电站按上游至下游顺序提交交易策略,以确保下游电站可基于上游出力数据优化自身决策。报价单元统一优化决策或通过节点聚合、加权平均定价方式形成统一量价曲线。

3)市场出清:市场运营机构(电力交易中心、调控中心)采用全电量集中优化出清方式,考虑电力平衡与机组爬坡等约束,以现货购电成本最小化为目标生成报价单元的中标功率以及节点电价。

4)内部量价管理:报价单元按中标量价结果制定各电站调度计划,根据节点电价与调度功率分配收益。

2 流域水电竞价及调度模型

在现货市场中,流域水电优先申报量价曲线,市场运营机构根据水电及其他主体报价进行优化出清,二者形成主从博弈关系。据此构建双层博弈模型:上层为流域水电交易决策模型,下层为市场出清模型,通过迭代优化实现全局最优解逼近。

2.1 基于流域水电调度模式的交易决策模型

流域水电调度模式为报价单元的交易申报提供边界条件,是报价单元制定交易策略的基础,同时也为报价单元的市场收益分配提供依据。文章围绕报价单元的量价曲线形成方式、中标电量分解方式、收益分配方式等角度,在传统调度模式的基础上提出流域水电的竞价博弈调度模式。

2.1.1 基于容量裕度调度模式的交易决策模型

在传统调度模式即容量裕度调度模式下,各水电站向报价单元申报可用容量裕度,委托报价

单元代理参与市场交易。报价单元以流域水电市场收益最大为目标决策申报的量价曲线。市场出清后,报价单元根据市场申报时决策的各电站出力计划按比例将中标电量分解,向各水电站下达调度指令。由于报价单元与各电站的决策目标并非保持一致,中标电量与市场收益分配需要考虑各电站的贡献价值。基于容量裕度调度模式的交易决策模型博弈关系如图2所示。

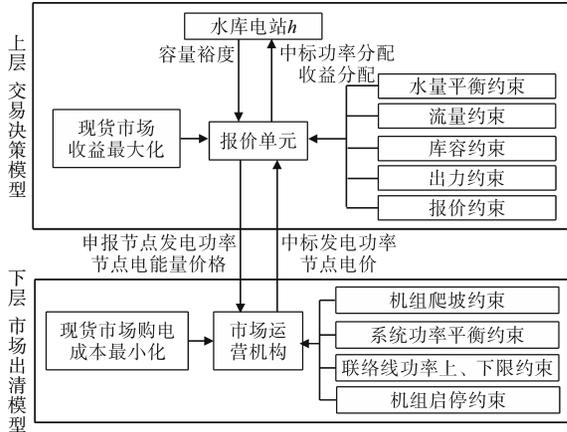


图2 基于容量裕度调度模式的交易决策模型博弈关系

Fig.2 Transaction decision modeling game relationships based on capacity margin scheduling patterns

1)交易决策目标函数。报价单元交易决策的目标函数如下式所示:

$$\max F_{clu}(P_{n,t}^{str}, \pi_{n,t}^{str}) = \sum_t \sum_n P_{n,t}^{smc} \pi_{n,t}^{mc} \quad (1)$$

其中

$$P_{n,t}^{str} = \sum_h P_{n,h,t}^{tr} \quad (2)$$

式中: $F_{clu}(\cdot)$ 为流域水电的单日现货市场收益函数; $P_{n,t}^{str}, \pi_{n,t}^{str}$ 分别为 t 时段报价单元申报的节点 n 的发电功率、电能量价格; $P_{n,t}^{smc}, \pi_{n,t}^{mc}$ 分别为报价单元的中标功率、节点电价; $P_{n,h,t}^{tr}$ 为交易申报时报价单元决策的水电站 h 的发电功率; H_n 为节点 n 下的水电站集合。

2)约束条件如下:

①流域水电的水量平衡约束如下式所示:

$$V_{h,t+1} = V_{h,t} + (I_{h,t}^{in} - I_{h,t}^{po} - I_{h,t}^{dw} + \sum_k I_{k,t-\tau_{k,h}}^{in}) \Delta t \quad (3)$$

式中: $V_{h,t}$ 为水电站 h 在 t 时段的库容; $I_{h,t}^{in}, I_{h,t}^{po}, I_{h,t}^{dw}$ 分别为水电站的区间自然来水流量、发电流量、弃水流量; $I_{k,t-\tau_{k,h}}^{in}$ 为水电站 h 的第 k 个上游电站在 $t-\tau_{k,h}$ 时段的出库流量; K_h 为水电站 h 的上游电站的集合; Δt 为水电站收到调度指令的时间间隔; $\tau_{k,h}$ 为水流时滞,表示水电站 h 第 k 个上游电站放水后

水流入水电站 h 所需要的时间。

②流域水电的流量约束如下式所示:

$$\begin{cases} I_{min,h,t}^{po} \leq I_{h,t}^{po} \leq I_{max,h,t}^{po} \\ I_{min,t}^{out} \leq I_{h,t}^{po} + I_{h,t}^{dw} \leq I_{max,t}^{out} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $I_{min,h,t}^{po}, I_{max,h,t}^{po}$ 分别为水电站的最小发电流量与最大发电流量; $I_{min,t}^{out}, I_{max,t}^{out}$ 分别为水电站的最小出库流量与最大出库流量。

③流域水电的库容约束如下式所示:

$$V_{min,h} \leq V_{h,t} \leq V_{max,h} \quad (5)$$

式中: $V_{min,h}, V_{max,h}$ 分别为水电站 h 的死水库容与总库容。

④流域水电的电站出力约束如下式所示:

$$\begin{cases} P_{n,h,t}^{tr} = \eta_h I_{h,t}^{po} \\ P_{min,n,h,t}^{tr} \leq P_{n,h,t}^{tr} \leq P_{max,n,h,t}^{tr} \end{cases} \quad (6)$$

式中: η_h 为发电功率系数,表示单位发电流量对应的发电功率; $P_{min,n,h,t}^{tr}, P_{max,n,h,t}^{tr}$ 分别为水电站的最小与最大发电功率。

⑤流域水电的报价约束如下式所示:

$$\pi_{min} \leq \pi_{n,t}^{str} \leq \pi_{max} \quad (7)$$

式中: π_{min}, π_{max} 为现货市场报价约束下限和上限。

3)基于容量裕度的水电调度模型。设 H 为单元内水电站的集合,报价单元向水电站 h 分配的发电功率 $P_{n,h,t}^{mc}$ 如下式所示:

$$P_{n,h,t}^{mc} = P_{n,h,t}^{tr} P_{n,t}^{smc} / \sum_h P_{n,h,t}^{tr} \quad (8)$$

考虑部分时段下,为实现流域水电市场收益最大,水库电站、弱调节电站可能要牺牲自身利益,放水供下游电站发电。根据“谁受益,谁支出”的原则,设置收益补偿系数 ε ,客观量化上、下游贡献,避免单元内部电站争议影响水电聚合效益。下游电站因上游放水牺牲而获益,收益补偿机制体现了收益分配的公平性。通过补偿机制激励上游电站放水,实现全流域效益最优。当 ε 为0时,单元内各电站的收益按各自中标功率与所在节点的节点电价计算。水电站 h 获得的市场收益 $F_{n,h}$ 如下式所示:

$$F_{n,h} = \sum_t (1 - \varepsilon) P_{n,h,t}^{mc} \pi_{n,t}^{mc} + \lambda_{n,h} \varepsilon F_{clu} R_{n,h} / \sum_h R_{n,h} \quad (9)$$

式中: $\lambda_{n,h}$ 为筛选因子,值为0表示电站为径流式电站,值为1表示电站具有调节能力; $R_{n,h}$ 为水电站 h 的装机容量。

2.1.2 基于博弈竞价调度模式的交易决策模型

容量裕度调度模式未充分考虑电站竞价偏

好,本文所提收益补偿机制虽然能提升报价单元整体效益,提高收益分配公平性,但扭曲了单元内部利益博弈关系,上、下游电站可能通过市场力影响补偿系数,导致不公平。为此提出博弈竞价调度模式,考虑了各电站的决策偏好,还原博弈关系。各电站以各自收益最大为目标申报量价曲线,报价单元按出力总和修正出力、加权平均价修正报价后统一申报。市场出清后按申报出力比例分配中标电量。该模式下报价单元仅承担策略整合职能,电站通过博弈竞争确定收益分配,博弈关系如图3所示。

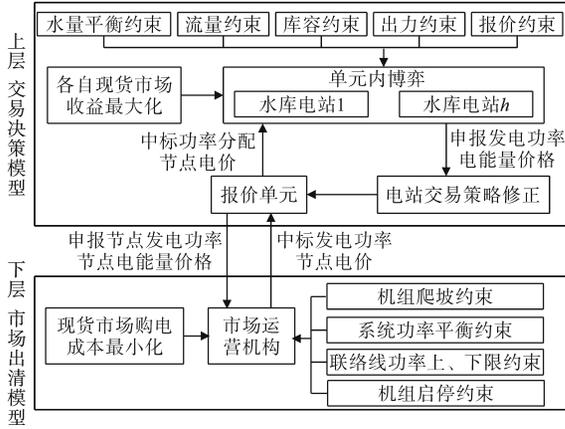


图3 基于博弈竞价调度模式的交易决策模型博弈关系

Fig.3 Game relations for transaction decision modeling game based on game bidding scheduling model

1)交易决策目标函数。各水电站交易策略的目标函数如下式所示:

$$\max F_{n,h}(P_{n,h,t}^{id}, \pi_{n,h,t}^{id}) = P_{n,h,t}^{mc} \pi_{n,t}^{mc} \quad \forall h \in H \quad (10)$$

式中: $P_{n,h,t}^{id}$, $\pi_{n,h,t}^{id}$ 分别为水电站 h 申报的发电功率、电能量价格。

报价单元按节点申报的发电功率 $P_{n,t}^{str}$ 、电能量价格 $\pi_{n,t}^{id}$ 如下式所示:

$$P_{n,t}^{str} = \sum_n P_{n,h,t}^{id} \quad (11)$$

$$\pi_{n,t}^{id} = \sum_h (P_{n,h,t}^{id} \pi_{n,h,t}^{id}) / \sum_h P_{n,h,t}^{id} \quad (12)$$

2)约束条件。在基于博弈竞价调度模式的交易决策模型中,交易申报时各水电站的量价曲线由电站自身决策。因此报价单元交易申报需要满足的水电站出力约束由式(6)变为

$$\begin{cases} P_{n,h,t}^{id} = \eta_h I_{h,t}^{po} \\ P_{\min,n,h} \leq P_{n,h,t}^{id} \leq P_{\max,n,h} \end{cases} \quad (13)$$

报价约束由式(7)变为

$$\pi_{\min} \leq \pi_{n,h,t}^{id} \leq \pi_{\max} \quad (14)$$

其他约束条件与2.1.1节所述相同。

3)基于博弈竞价的水电调度模型。水电站分配的发电功率 $P_{n,h,t}^{mc}$ 如下式所示:

$$P_{n,h,t}^{mc} = P_{n,h,t}^{id} P_{n,t}^{smc} / \sum_h P_{n,h,t}^{id} \quad (15)$$

考虑各电站均以自身收益最大目标制定交易策略,不存在上游电站牺牲自身利益放水,供下游电站发电的情况,因此,水电站 h 获得的市场收益计算公式如 ε 为0时的式(9)所示。

2.2 现货市场出清模型

2.2.1 目标函数

考虑2.1节所述两种交易决策模型的差异性主要体现在报价单元内部,不影响报价单元在市场出清中约束条件的形式。因此,报价单元采用不同交易策略时,出清模型可保持不变。现阶段国内现货市场仍以单边模式为主,即发电侧报量报价,用户侧报量不报价。市场运营机构以现货市场购电成本 C_{sp} 最小为目标。目标函数如下式所示:

$$\min C_{sp}(P_{n,t}^{smc}, P_{n,x,t}^{sco}, \pi_{n,t}^{mc}) = \sum_t \sum_n P_{n,t}^{str} \pi_{n,t}^{str} + \sum_t \sum_s a_{s,t} C_{ud,s,t} + \sum_t \sum_n \sum_x P_{n,x,t}^{ot} \pi_{n,x,t}^{ot} \quad (16)$$

式中: X 为除报价单元以外的其他电源主体的集合, $X = \{th,wi,py\}$,分别表示火电、风电、光伏; S 为电源主体集合,包括报价单元与其他电源主体, $S = H \cup X$; $P_{n,x,t}^{sco}$ 为其他电源主体的中标发电功率; $P_{n,x,t}^{ot}$, $\pi_{n,x,t}^{ot}$ 分别为其他电源主体 x 申报的出力与电能量价格; $C_{ud,s,t}$ 为电源主体 s 的启停成本; $a_{s,t}$ 为电源主体由关停状态转变为开机状态,取值为1表示状态转变,反之取值为0。

2.2.2 约束条件

1)机组爬坡约束:任意相邻时段下,电源主体的功率变化幅值应在额定范围内,如下式所示:

$$|P_{n,s,t+1}^{mc} - P_{n,s,t}^{mc}| \leq \Delta t P_{\max,s}^{up} \quad s \in S \quad (17)$$

式中: $P_{\max,s}^{up}$ 为电源主体的最大爬坡速率。

2)系统功率平衡约束:任意时段下,系统中所有电源主体的发电功率应等于各节点的负荷之和,如下式所示:

$$\sum_n P_{n,t}^{smc} + \sum_n \sum_x P_{n,x,t}^{sco} = \sum_n P_{n,t}^{sur} \quad (18)$$

式中: $P_{n,t}^{sur}$ 为系统总负荷。

3)联络线功率上、下限约束:任意时段下,联络线的输送功率应不大于该线路的功率传输上限,且不小于该线路的功率传输下限,如下式

所示:

$$P_l^{\min} \leq P_{l,t} \leq P_l^{\max} \quad l \in L \quad (19)$$

式中: P_l^{\max} , P_l^{\min} 分别为线路 l 可传输的功率上、下限; $P_{l,t}$ 为 t 时段线路 l 传输的功率。

4) 机组启停状态约束: 任意时段下, 电源主体不能同时处于开机与关停状态, 如下式所示:

$$u_{s,t} - u_{s,t-1} = a_{s,t} - b_{s,t} \quad (20)$$

$$a_{s,t} + b_{s,t} \leq 1 \quad (21)$$

式中: $u_{s,t}$ 为电源主体的运行状态, 取值为 1 表示开机, 值为 0 表示关停; $b_{s,t}$ 为电源主体由开机状态转变为关停状态, 取值为 1 表示状态转变, 反之取值为 0。

3 求解算法

所提模型为多变量、多时段水电耦合的非线性模型, 传统线性方法难以求解。采用共生多种群粒子群算法 (symbiosis multi-population particle swarm optimization, SMPSO) 进行优化, 如图 4 所示。相比于标准粒子群算法 (particle swarm optimization, PSO), SMPSO 通过改进动态调节因子增强全局搜索能力^[14], 可有效避免局部最优。该算法兼具 PSO 的快速收敛特性^[15], 适用于市场出清、梯级水电调度^[16]等优化场景。求解步骤如下:

- 1) 初始外层次 SMPSO 种群大小和最大迭代次数, 随机生成流域各电站申报的发电功率、电能量价格, 按式(11)、式(12)计算报价单元申报的发电功率与电能量价格;
- 2) 进入内层 SMPSO, 初始化内层种群大小和最大迭代次数, 随机生成其他电源主体的中标发电功率、报价单元的中标发电功率、节点电价;
- 3) 计算现货市场购电成本, 并更新最优解;
- 4) 利用调节因子更新内层粒子;
- 5) 重复步骤 3)~步骤 4), 直至达到内层最大迭代次数或相邻两轮循环中内层最优解差值小于 0.01;
- 6) 输出报价单元中标的发电功率、节点电价, 按式(15)计算各电站分配的发电功率;
- 7) 计算各电站的市场收益, 并更新最优解;
- 8) 利用调节因子更新外层粒子;
- 9) 重复步骤 2)~步骤 8), 直至达到外层最大迭代次数或相邻两轮循环中外层最优解差值小于 0.01;
- 10) 输出电站发电功率、节点价格、市场收益。

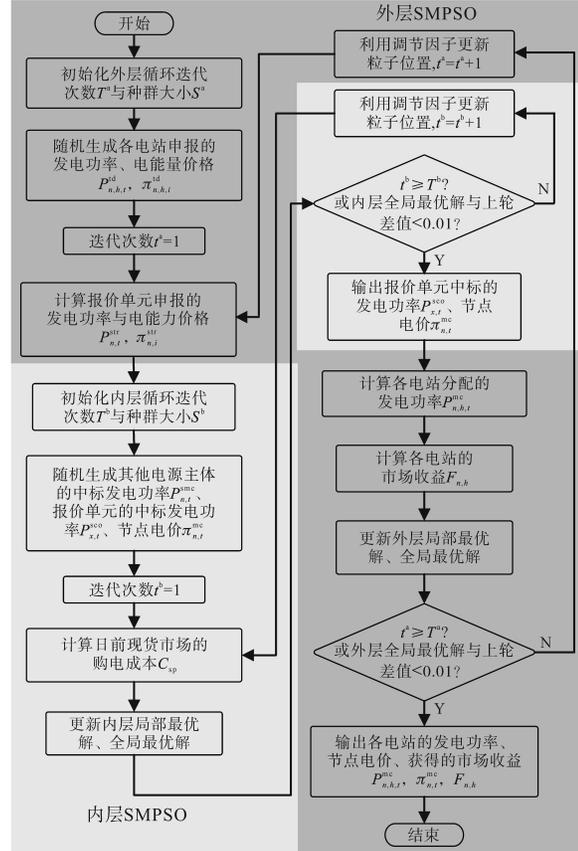


图4 模型求解流程

Fig.4 Model solving process

4 仿真案例

4.1 参数设置

采用基于 IEEE-39 节点系统的算例分析现货市场下流域水电优化调度及博弈竞价策略的实用性及有效性^[17]。系统总装机容量为 7 367 MW, 其中火电、风电、光伏装机容量分别为 4 898 MW, 1 905 MW, 564 MW, 机组启动成本根据不同的机组类型为 56 000~616 000 元不等。全系统负荷峰值为 5 942 MW。风电光伏的日前预测出力及负荷曲线如图 5 所示, 其他电源主体累计报价曲线如图 6 所示。

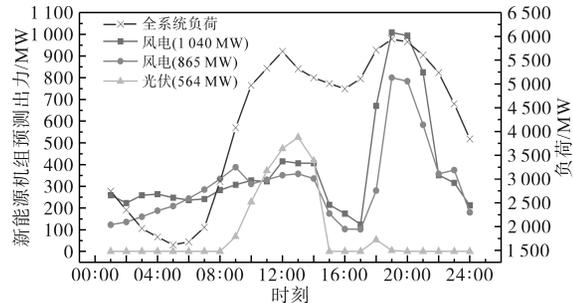


图5 新能源出力及负荷预测曲线图

Fig.5 New energy output and load forecast curves

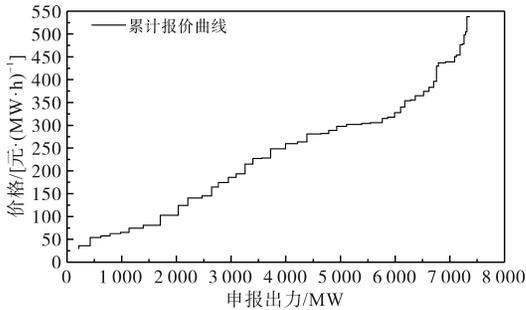


图6 其他电源主体累计报价曲线

Fig.6 Cumulative quotation curve for other power mains

以湖南沅水一级支流的溇水流域为案例,水电站空间分布如图7所示,水库电站1与10将电站1~9分割为相对独立的一段流域。将该电站1~9打捆为一个报价单元,各水电站的基本参数如表1所示。节点2及节点30的电价预测曲线如图8所示^[18]。

表1 水电站基本参数表

Tab.1 Table of basic parameters of hydroelectric power stations

电站编号	装机容量/MW	所在节点	库容/(10 ⁶ m ³)		出库流量/(m ³ ·s ⁻¹)		综合出力系数
			最小库容	最大库容	最小值	最大值	
1	60	2	546	1 530	1 400	9 903	8.09
2	7	2	68	92.8	537	1 850	7.53
3	6	2	19	172	188	1 537	7.91
4	20	2	124.1	999.9	476	9 903	8.66
5	13.5	30	74.2	479.5	327	9 903	8.31
6	4	2	—	—	160	1 636	7.85
7	3.6	30	—	—	160	1 336	7.69
8	4	30	—	—	160	1 263	7.53
9	2.5	30	—	—	80	982	7.63

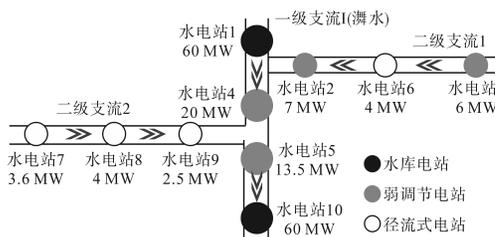


图7 水电站空间分布图

Fig.7 Spatial distribution map of hydroelectric power stations

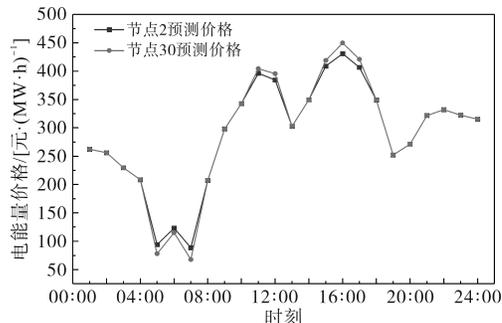


图8 日前预测电价曲线图

Fig.8 Day-ahead forecast electricity price curves

选取两种交易决策模式,进行对比分析,两种模式互为对照。考虑到径流式水电站无自主调节能力,在竞价策略优化过程中,不申报量价曲线。

模式1:基于容量裕度的交易决策模式。

模式2:基于博弈竞价的交易决策模式。

4.2 量价申报结果分析

两种模式下报价单元的量价申报结果如图9所示。00:00—08:00,报价单元申报的发电功率与节点电价较低;10:00—12:00与15:00—17:00,报价单元申报的发电功率与节点电价较高。

模式1申报的日总发电量为2 024.1 MW·h,模式2为2 049.6 MW·h,较模式1增长1.26%。模式1的发电功率在55.8~114.1 MW之间,在电价高峰期集中发电,体现了流域一体化调度优势。模式2的发电功率在70.9~111.9 MW之间,发电高峰期滞后电价高峰期,但全天功率分布更均衡。在单元内各电站博弈过程中,上游电站更具优势,期望在电价高峰期集中放水,经过一定时滞后流至下游,导致下游电站在非电价峰期高负载发电。以节点2的报价为例,相较于模式2,模式1的价格波动幅度更大。

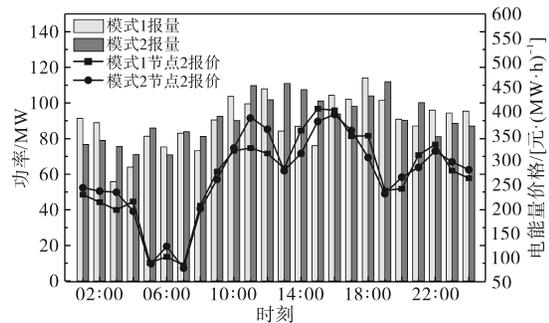


图9 量价申报图

Fig.9 Quantity-price declaration diagram

4.3 市场出清结果分析

报价单元的量价出清结果如图10、图11所示。由于报价单元的规模远小于全体电源主体发电规模,难以改变出清电价,两种模式下,出清的节点电价完全相同。当节点发电功率大于负荷需求,且剩余发电无法全部送至其他节点时,节点电价偏低,例如11:00,15:00—17:00节点2电价略低于节点30。反之,节点电价偏高,例如节点2的出清价格在03:00—07:00略高于节点30。

模式1报价单元日总中标电量为1 613.4 MW·h,中标率79.71%。由报价单元统一优化决策,可快

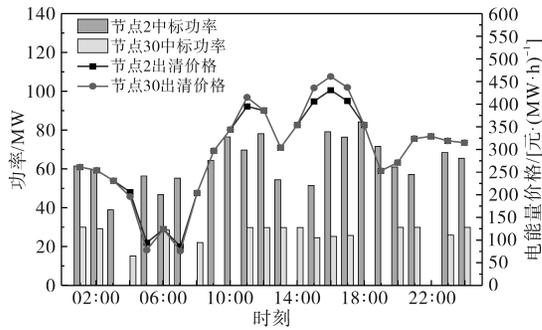


图10 容量裕度模式下的出清结果

Fig.10 Clearing results under capacity-margin mode

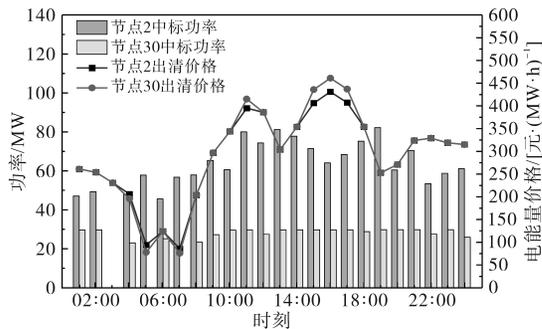


图11 博弈竞价模式下的出清结果

Fig.11 Clearing results under game-bidding mode

速响应市场价格信号,但流标风险高。模式2日总中标电量为1927.3 MW·h,中标率94.03%。报价单元将各电站的报价策略纳入决策中,有效减少了决策失误,规避了流标风险。上游电站期望在电价高峰期实现满功率放水发电,下游电站受上游电站来水影响,在非电价高峰期来水量到达高峰,导致滞后电价高峰时段迎来最高出力水平。流域各电站出力叠加后,对外显现的调节能力较弱,整体反映为对节点电价响应的滞后性。

4.4 流域水电调度结果分析

水电站的调度结果如图12、图13及表2所示。模式1中水电站1~5作为调节流域水电功率的“自变量”,是流域水电发电负载的主要承担者,日发电量占流域总量的64.83%。水电站1~5发电功率的变化趋势体现出对现货价格波动的超前预测,即位于上游、具有调节能力的电站,在电价峰前达到最大出力,谷前降至最低。受高流

标率影响,各电站中标电量较少,负荷高峰时段顶峰能力不足,下游电站由于未中标而无法发电,容易导致弃水。

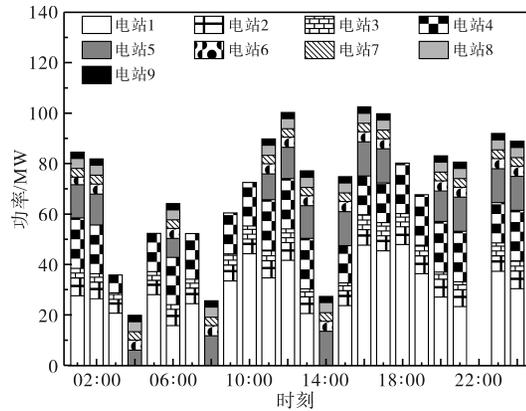


图12 容量裕度模式下的流域水电调度结果

Fig.12 Scheduling results of basin-scale hydropower under capacity-margin mode

模式2中水电站1~5的日发电量占流域总量的75.17%,各电站通过博弈竞价方式竞争发电空间,动态响应现货电价波动,实现峰时高发、低时低发的灵活调节。具有调节能力的5个电站均能影响整体报价策略,可有效降低交易决策失误,使各电站的中标电量整体多于模式1,负荷高峰时期流域水电顶峰能力强。同时,流域各电站发电稳定性提高,下游电站因未中标而无法发电导致的弃水风险较低。

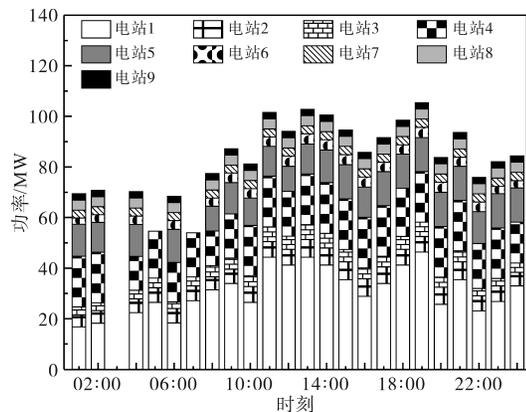


图13 博弈竞价模式下的流域水电调度结果

Fig.13 Scheduling results of basin-scale hydropower under game-bidding mode

表2 流域水电中标电量对比表

Tab.2 Comparison table of winning electricity quantity of basin-scale hydropower

电站编号		1	2	3	4	5	6	7	8	9
模式1	各电站电量/(MW·h)	636.6	128.6	80.4	353.6	193.0	63.0	54.1	64.0	40.0
	占总量比例/%	39.46	7.97	4.98	21.92	11.96	3.90	3.35	3.97	2.48
模式2	各电站电量/(MW·h)	721.5	139.6	98.1	426.7	262.3	75.0	67.6	84.0	52.5
	占总量比例/%	37.44	7.24	5.09	22.14	13.61	3.89	3.51	4.36	2.72
较模式1增长比例/%		13.33	8.51	21.97	20.66	35.94	19.08	24.89	31.25	31.25

4.5 水电站收益分析

流域水电收益分配如图14所示。补偿系数 ε 为0时,模式1日总收益52.61万元,模式2达63.20万元,较前者提升20.14%。其根本原因在于模式2提升了电能量中标率。随着 ε 由0逐渐增加至0.3,模式1中电站1~5的收益递增,电站6~9的收益递减,且变化幅度与装机容量正相关。 ε 每增加0.1,电站1收益递增1.03万元、1.03万元、0.31万元,而电站8收益递减0.20万元、0.20万元、0.06万元,体现对大容量机组出力损失的补偿效应。仿真结果表明, ε 取值为0.2时补偿效果较优,此时既能充分激励大容量机组,又避免过度挤压小容量机组收益。 $\varepsilon > 0.2$ 时,大机组激励边际效益衰减; $\varepsilon < 0.2$ 时补偿不足,难以有效调动大容量机组。

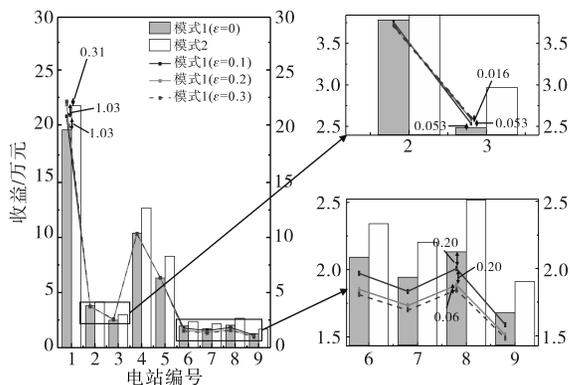


图14 流域水电收益分配结果

Fig.14 Results of basin-scale hydropower revenue distribution

5 结论

文章针对流域水电参与现货市场的交易策略与调度优化问题,提出了创新性解决方案,并在灞水流域开展实证分析,形成以下结论:

1)在传统水电调度模式中引入了收益补偿系数,构建了基于容量裕度调度模式的交易决策模型,该模型可有效补偿大容量电站出力损失,同时不对小容量电站收益产生较大影响。仿真分析表明补偿系数取0.2时效果较优。采用所提模型论证不同场景下的收益补偿系数,量化补偿系数与机组容量的非线性关系,可为国内容量市场定价提供理论依据。

2)基于市场主体有限理性,考虑水电流量、库容及系统功率平衡等约束,构建了“博弈竞价调度—交易决策—市场出清”三级优化模型,可优化决策流域水电申报的量价曲线,形成电站调度计划与收益分配方案。相较传统调度模式,所

提模型可提高流域水电中标率,进而增加市场收益20.14%。在激励流域水电灵活响应现货价格信号参与系统调节的同时,保障流域水电获得可观的市场收益。

3)所提基于博弈竞价调度模型的交易决策模型整体优于基于容量裕度调度模式的交易决策模型,前者决策变量多、交易决策过程复杂、实现难度较大、调峰能力弱,但现货价格信号响应效果好、市场收益多;后者应用简单、调峰能力强,但市场流标风险大。建议在短期采用容量裕度调度方式,随着市场交易经验的积累与调度技术的提升,逐渐采用博弈竞价调度方式。

参考文献

- [1] 程春田,武新宇,申建建,等. 亿千瓦级时代中国水电调度问题及其进展[J]. 水利学报,2019,50(1):112-123.
CHENG Chuntian, WU Xinyu, SHEN Jianjian, et al. A state-of-the-art review of China's hydropower operations and the recent advances in the era of gigawatts[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2019, 50(1): 112-123.
- [2] 唐成鹏,张粒子,刘方,等. 基于多智能体强化学习的电力现货市场定价机制研究(一):不同定价机制下发电商报价双层优化模型[J]. 中国电机工程学报,2021,41(2):536-553.
TANG Chengpeng, ZHANG Lizi, LIU Fang, et al. Research on pricing mechanism of electricity spot market based on multi-agent reinforcement learning(part I): bi-level optimization model for generators under different pricing mechanisms[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 536-553.
- [3] 钟文星. 湖南水电资源开发对区域经济发展的影响研究[D]. 长沙:湖南大学,2021.
ZHONG Wenxing. The influence of exploitation about hydropower resources effect regional economy in Hunan Province[D]. Changsha: Hunan University, 2021.
- [4] MORENO R, BARROSO L A, RUDNICK H, et al. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: lessons from the Brazilian and Chilean experiences[J]. Energy Policy, 2010, 38(10): 5758-5769.
- [5] 赵书强,宋金历,王傲儿,等. 考虑高比例新能源消纳和火电机组调峰补偿的电力现货市场交易机制设计[J]. 太阳能学报,2024,45(8):164-173.
ZHAO Shuqiang, SONG Jinli, WANG Aoer, et al. Design of electricity spot market trading mechanism considering high proportion of new energy consumption and peak load adjustment compensation of thermal power units[J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(8): 164-173.
- [6] 程春田,李亚鹏,李刚,等. 高比例水电电力市场关键问题及其进展[J]. 水利学报,2024,55(10):1163-1173,1186.
CHENG Chuntian, LI Yapeng, LI Gang, et al. Key issues and

- progress in electricity markets with high proportion of hydropower[J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 2024, 55 (10): 1163-1173, 1186.
- [7] PJM. PJM manual 11:energy & ancillary services market operations[EB/OL]. (2017-06-15) [2025-02-03]. <http://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>.
- [8] 贾泽斌,申建建,程春田,等.基于梯级电量联动控制的高比例水电电力市场日前现货出清方法[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(23):8033-8046.
- JIA Zebin, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. Day-ahead clearing method for high proportion hydropower electricity market based on cascade energy linkage control[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(23):8033-8046.
- [9] 朱燕梅,毛玉鑫,陈仕军,等.水电主导现货市场优化出清研究[J]. *工程科学与技术*, 2024, 56(3):52-60.
- ZHU Yanmei, MAO Yuxin, CHEN Shijun, et al. Optimal clearing method of hydropower-dominated spot market[J]. *Advanced Engineering Sciences*, 2024, 56(3):52-60.
- [10] 张乔榆,陆展辉,荆朝霞,等.基于聚合节点的级联水电机组报价机制及策略研究[J]. *电网与清洁能源*, 2021, 37(3):131-137.
- ZHANG Qiaoyu, LU Zhanhui, JING Zhaoxia, et al. Research on the bidding mechanism and strategy of cascaded hydroelectric units based on aggregation nodes[J]. *Power System and Clean Energy*, 2021, 37(3):131-137.
- [11] 白云洁,谢开贵,邵常政,等.基于补偿合约的梯级水电上下游区域风光水火联盟博弈优化调度[J/OL]. *上海交通大学学报*: (2024-06-25) [2025-02-03]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.049>.
- BAI Yunjie, XIE Kaigui, SHAO Changzheng, et al. Cooperative game optimization dispatch for cascade hydropower regions with wind-PV-thermal power based on compensation contracts [J/OL]. *Journal of Shanghai Jiao Tong University*: (2024-06-25) [2025-02-03]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2024.049>.
- [12] LIN Liling, HUANG Chaorong, ZHAO Linfeng. Long-term hydropower pricing in the spot market with evolutionary game theory[J]. *Journal of Coastal Research*, 2020, 103 (SI): 117-119.
- [13] 葛晓琳,薛钰,侯昊宇.基于区块链的多主体梯级水电市场交易模型[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(8):73-81.
- GE Xiaolin, XUE Yu, HOU Haoyu. A multi-agent market transaction model of cascade hydropower based on block chain[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(8):73-81.
- [14] TRUONG T T, LEE J, NGUYEN-THOI T. Multi-objective optimization of multi-directional functionally graded beams using an effective deep feedforward neural network-smpso algorithm [J]. *Struct Multidiscip Optim*, 2021, 63:2889-2918.
- [15] HAN Honggui, WU Shujun. Design of population size for multi-objective particle swarm optimization algorithm based on the convergence speed and diversity[J]. *Tien Tzu Hsueh Pao/Acta Electronica Sinica*, 2018, 46(9):2263-2269.
- [16] HAMMID A T, SULAIMAN M H B. Series division method based on PSO and FA to optimize long-term hydro generation scheduling[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2018, 29:106-118.
- [17] ATHAY T, PODMORE R, VIRMANI S. A practical method for the direct analysis of transient stability[J]. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1979, 98(2):573-584.
- [18] KARABIBER O A, XYDIS G. Electricity price forecasting in the Danish day-ahead market using the TBATS, ANN and ARIMA methods[J]. *Energies*, 2019, 12(5):928.

收稿日期:2025-02-03

修改稿日期:2025-03-18