

DOI: 10. 20040/j. cnki. 1000-7709. 2023. 20221312

考虑收益风险的水电厂优化报价策略

李华取, 周 娜, 吴滇宁, 和珮珊

(昆明电力交易中心有限责任公司, 云南 昆明 650011)

摘要: 高比例水电电力市场中, 建立合理的水电厂日前报价策略对保障水电有效参与市场具有重要意义。先考虑运行日系统出清电价的不确定性, 基于历史相似日识别采用高斯过程回归提出了日前出清电价概率预测方法。进而考虑决策者的收益偏好和风险规避心理, 以水电厂自身售电收益期望最大为目标, 构建了梯级电站日前分段容量优化报价方法。最后以实际梯级电站进行日前分段容量申报仿真分析, 验证了所提优化报价方法的可行性和有效性。

关键词: 电价预测; 水电厂; 优化报价策略; 电力市场

中图分类号: TM73 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-7709(2023)06-0216-05

1 引言

在以火电为主电力市场中水电常以价格接受者参与市场, 但在云南、四川等高比例水电区域, 水电作为市场主体需竞价上网。水电缺乏边际成本测算机制, 且存在梯级电站耦合、不同业主利益协调困难等挑战^[1-3], 因此亟需建立合理的水电日前报价策略。在水电竞价的相关研究中, 邓玉敏等^[4]针对水电参与跨省区交易报价问题, 以中长期合约物理交割作为日前市场边界, 针对水电的富裕发电能力, 通过测算边际水价值曲线, 以电量为标的进行报价, 适用于日前增量报价模型; AASGARD E K 等^[5]基于水价值建立报价模型; 伍永刚等^[6]以水电站售电收入最大为目标, 统筹各时段的用水量与报价关系, 以解析方法建立水电竞价模型, 但未考虑水电梯级关系, 并受限于固定水头, 缺乏适用性; 于旭光等^[7]基于不同场景模拟电价不确定性, 根据日前与中长期合约价差收益和风险的综合效用最大为目标, 采用优化手段建立日前报价模型, 但未考虑电价不确定性概率模型。鉴此, 本文先针对日前电价的不确定性, 采用高斯过程回归生成给定置信区间的日前电价概率区间; 对电价区间离散后以水电厂售电收益期望最大为目标, 考虑决策者收益偏好和风险规避心理建立了梯级水电站优化报价方法, 并通过实例验证了所提方法的有效性。

2 日前电价预测模型

2.1 问题描述

研究对象为集中市场模式, 日前市场采用分时段阶梯报价机制。一般情况下, 电站可实现对次日来水较准确预测, 出清电价随机性是收益不确定性的主要原因, 因此报价制定策略首先需建立日前电价预测方法。

2.2 相似日识别

在影响因素相似运行工况下日前电价具有类似变化特点, 为此基于历史数据匹配出与运行日工况相似度最高的日期作为电价预测训练集。具体方法为先对影响因素进行量化, 并标准化处理形成指标的特征矩阵^[8]。主要考虑负荷规模、天气和网络阻塞等因素, 基于历史数据与预测运行日的指标情况分别形成特征矩阵 \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 。其次计算历史数据与运行日的相似度 r , 基于 r 从大到小排序选取所需的相似日集合。相似度 r 计算方法为:

$$r = \left(1 + \frac{\sum_i \sum_j (A_{i,j} - \bar{A})(B_{i,j} - \bar{B})}{\sqrt{(\sum_i \sum_j (A_{i,j} - \bar{A})^2)(\sum_i \sum_j (B_{i,j} - \bar{B})^2)}} \right)^2 \quad (1)$$

式中, \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 分别为历史运行日和预测运行日标准化处理后的指标特征矩阵; \bar{A} 、 \bar{B} 分别为矩阵 \mathbf{A} 、

收稿日期: 2022-06-24, 修回日期: 2022-09-05

作者简介: 李华取(1996-), 男, 硕士、工程师, 研究方向为高比例水电电力市场, E-mail: lihuaqu2018@163.com

\mathbf{B} 中元素的平均值; $A_{i,j}$ 、 $B_{i,j}$ 分别为矩阵 \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 对应的第 i 行、 j 列值。

2.3 基于 GPR 日前电价概率预测

高斯过程回归(GPR)可给出指定置信水平下的概率区间,较只给出确定值的预测更符合客观实际,其原理^[8,9]为对输入变量 x 到目标值 y 的映射关系,当考虑目标值含有噪声时有:

$$y = f(x) + \epsilon \quad (2)$$

式中, $f(x)$ 为高斯过程; ϵ 为高斯噪声,以 0 为均值、 δ^2 为方差。

基于 n 组样本训练集 $(x_i, y_i), i=1, 2, \dots, n$, 其观测值集合 $\mathbf{Y} = (y_1, y_2, \dots, y_n)^T$ 服从分布:

$$\mathbf{Y} \sim N(0, \mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n) \quad (3)$$

式中, \mathbf{K} 为核矩阵,其元素 $k_{ij} = k(x_i, x_j)$ 是训练集 \mathbf{X} 中各元素的协方差大小; \mathbf{I}_n 为阶数为 n 的单位矩阵。

当假设历史观测值 \mathbf{Y} 和预测值 y^* 服从联合正态分布, \mathbf{Y} 与预测值 y^* 构成分布:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y} \\ y^* \end{bmatrix} \sim N \left[0, \begin{pmatrix} \mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n & \mathbf{K}_* \\ \mathbf{K}_* & \mathbf{K}_{**} \end{pmatrix} \right] \quad (4)$$

式中, \mathbf{K}_* 为预测点与样本训练点的协方差矩阵; \mathbf{K}_{**} 为预测点 x^* 自身的协方差。

其中,核函数采用平方指数协方差函数,定义为:

$$k(x_i, x_j) = \sigma_f^2 \exp \left[-\frac{(x_i - x_j)^2}{2l^2} \right] + \sigma_n^2 \quad (5)$$

式中, σ_f^2 为信号方差; l 为超参数水平因子; σ_n^2 为高斯白噪声方差,即构成超参数集 $\theta = \{\delta_f^2, l, \delta_n^2\}$, 根据最大似然性原理,构造对数似然函数为:

$$L(\theta) = \log(p(\mathbf{Y} | \mathbf{X}, \theta)) = - \left[\frac{1}{2} \mathbf{Y}^T (\mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n)^{-1} \mathbf{Y} + \frac{1}{2} \log |\mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n| + \frac{n}{2} \log 2\pi \right] \quad (6)$$

式(6)对 θ 求导即可确定超参数的值。根据高斯条件分布,可得预测值 y^* 的分布为:

$$p(y^* | \mathbf{X}, \mathbf{Y}, x^*) \sim N(\mu(x^*), \text{Var}(x^*)) \quad (7)$$

$$\mu(x^*) = \mathbf{K}_*^T (\mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n)^{-1} \mathbf{Y} \quad (8)$$

$$\text{Var}(x^*) = \mathbf{K}_{**} + \delta_n^2 + \mathbf{K}_*^T (\mathbf{K} + \delta_n^2 \mathbf{I}_n)^{-1} \mathbf{K}_* \quad (9)$$

式中, $\mu(x^*)$ 、 $\text{Var}(x^*)$ 分别为预测点 x^* 对应的预测均值和方差。

基于式(8)、(9),可得在置信水平 α 下预测值的概率区间为:

$$[L_{1-\alpha}(x^*), U_{1-\alpha}(x^*)] = [\mu(x^*) - z_{(1-\alpha)/2} \sqrt{\text{Var}(x^*)}, \mu(x^*) + z_{(1-\alpha)/2} \sqrt{\text{Var}(x^*)}] \quad (10)$$

式中, $L_{1-\alpha}(x^*)$ 、 $U_{1-\alpha}(x^*)$ 分别为置信区间为 α 时输入样本 x^* 对应预测值的下限和上限;

$z_{(1-\alpha)/2}$ 为置信区间为 α 时的概率分位点。

3 优化报价模型构建

由于存在强时空水电耦合关系,下游电站日发电量主要由上游电站决定,报价信息不对称可能导致竞标和发电量失衡,交易结果难以执行或出现弃水等。为此,在市场力可控前提下,将上下游电站联合出清,上游电站根据来水预测进行申报,下游电站以价格接受者生成相匹配的报价信息^[7]。

3.1 上游水电站优化报价模型

(1)优化目标。电站阶梯报价见图 1,在确定申报容量 P_3 时,系统边际出清电价为 λ ,则申报中标电量为 P_3 ,若系统边际出清电价大于 λ ,则申报量 P_3 能保证获得出清,反之未中标。可看出当申报电价高时,申报量过高能获得更高收益,但也面临更大未中标风险,申报电价低时,较大申报容量能保证获得出清但也可能失去部分售电收益。

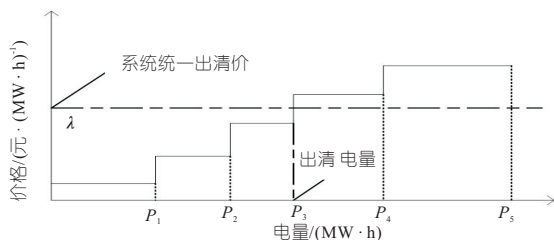


图 1 水电站申报曲线示意图

Fig. 1 Schematic diagram of the hydropower station declaration curve

据此基于前景理论的思路,根据不同决策者的心理因素,设置风险偏好因子 β 和风险规避因子 η ,以期望中标收益最大为目标,采用优化方法确定各时段的分段申报容量。考虑水电发电成本基本可忽略,以全天售电收益期望最大为目标 J ,可表示为:

$$J = \max \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^H \{ P_{L,t} \lambda_{L,t} + \beta \rho_{1,t,h} (P_{t,h} - P_{L,t}) \lambda_{t,h} + \eta \rho_{2,t,h} (P_{t,h} - P_{L,t}) \lambda_{t,h} \} \quad (11)$$

式中, T 为全天时段总数; H 为分段申报总数; $P_{L,t}$ 、 $\lambda_{L,t}$ 分别为中长期合约分解到时段 t 对应电量、电价; $P_{t,h}$ 为时段 t 第 h 段申报量; $\lambda_{t,h}$ 为对应申报价; $\rho_{1,t,h}$ 、 $\rho_{2,t,h}$ 分别为申报电量中标和未中标的概率,计算方法为:

$$\begin{cases} \rho_{1,t,h} = 1 - \int_0^{\lambda_{t,h}} F(\lambda_t) d\lambda_t \\ \rho_{2,t,h} = \int_0^{\lambda_{t,h}} F(\lambda_t) d\lambda_t \end{cases} \quad (12)$$

式中, $F(\lambda_t)$ 为时段 t 的电价累积概率分布函数。

为增加求解速度,式(12)积分运算可简化采用梯形法为:

$$\begin{cases} \int_0^{\lambda_{t,h}} F(\lambda_t) d\lambda_t \approx \alpha_1 (F(\lambda_{t,h}) + F(0)) + \\ \alpha_2 \sum_{k=1}^{M-1} F(\lambda_{t,k}) \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \alpha_1 = (\lambda_{t,h} - 0) / 2 \\ \alpha_2 = (\lambda_{t,h} - 0) / M \end{cases}$$

式中, M 为积分区间的划分数。

(2)约束条件。水电站约束有水量平衡约束,蓄水量、出力、水库水位上下限约束,发电函数等,具体为:

$$\begin{cases} V_{t+1} = V_t + (I_t - Q_t + \sum_{n \in N} C_t) \Delta t \\ V_{\min} \leq V_t \leq V_{\max} \\ Q_{\min} \leq Q_t \leq Q_{\max} \\ P_{\min} \leq P_t \leq P_{\max} \\ Z_{\min} \leq Z_t \leq Z_{\max} \\ P_t = f(Q_t) \end{cases} \quad (14)$$

式中, I_t 为时段 t 电站区间入库流量; V_t 为时段 t 电站蓄水量; Q_t 为时段 t 电站出库流量; C_t 为时段 t 上游电站到达该水库流量; N 为上游电站数; V_{\max} 、 V_{\min} 分别为水库蓄水量上下限; Q_{\max} 、 Q_{\min} 分别为电站出库流量上下限; P_{\max} 、 P_{\min} 分别为水电站出力上下限; Z_{\min} 、 Z_{\max} 分别为水库水位下限和上限; $f(Q_t)$ 为电站的发电函数,其出力与发电流量 Q_t 相关,可拟合成二次函数。

此外,为避免同一时段各申报量之差过小干扰市场稳定,设置分段容量间最小差额约束,加之考虑不同时段电价相同时竞价出力一致,保证报价曲线唯一建立约束:

$$\begin{cases} P_{t,j} - P_{t,i} \geq \Delta P_{\min} & i < j; i, j = 1, 2, \dots, H \\ P_{t,k} = P_{s,g} & k, g = 1, 2, \dots, H \\ & t, s = 1, 2, \dots, T; \lambda_{t,k} = \lambda_{s,g} \end{cases} \quad (15)$$

式中, ΔP_{\min} 为时段 t 不同分段申报容量最小差额; $P_{t,j}$ 、 $P_{t,i}$ 、 $P_{t,k}$ 分别为时段 t 的第 j 、 i 、 k 段申报量; $P_{s,g}$ 为时段 s 的第 g 段申报量。

(3)求解方法。采用自适应粒子群算法进行模型求解,该算法能实时调整惯性权重,增强全局搜索能力和收敛性,具体为:

$$\omega = \begin{cases} \omega_{\min} - (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \left(1 + \frac{f - f_{\text{avg}}}{f_{\text{avg}} - f_{\min}} \right) & f \leq f_{\text{avg}} \\ \omega_{\max} & f > f_{\text{avg}} \end{cases} \quad (16)$$

式中, f 为优化中粒子的适应度; ω_{\max} 、 ω_{\min} 分别为惯性权重最大、最小值; f_{\min} 、 f_{avg} 分别为优化中当前所有粒子中适应度的最小值、平均值。

3.2 下游水电站报价曲线构建

对上下游梯级电站 i 、 j 考虑水流滞时 τ_j , 时段 t 电站 i 与 j 之间的电力耦合联系公式^[10]为:

$$P_{j,t} = \gamma_{1,t} P_{i,t-\tau_j} + \gamma_{2,t} \quad (17)$$

式中, $P_{j,t}$ 为电站 j 在时段 t 出力; $P_{i,t-\tau_j}$ 为电站 i 在 $t-\tau_j$ 时段的出力; $\gamma_{1,t}$ 、 $\gamma_{2,t}$ 均为出力耦合因子,其计算方法为:

$$\begin{cases} \gamma_{1,t} = a_t \chi / c_t \\ \gamma_{2,t} = (I_{j,t} + \chi b_t - d_t) / (2c_t) \end{cases} \quad (18)$$

式中, a_t 、 b_t 、 c_t 、 d_t 分别为时段 t 上下游电站的发电流量特性分段参数,若考虑上游水库库容较大,忽略日前水位变化,则 a_t 、 b_t 可视为常数; χ 为电站间的河道坦化系数; $I_{j,t}$ 为电站 j 的区间天然汇流。

由此,基于式(17)即可得出下游电站报价曲线。

3.3 报价曲线生成策略

得出预测电价分布后,采用“ $\mu \pm n\sigma$ ”原则确定置信区间和区间离散电价点,每个时段都有 m ($m=2n+1$) 个分段电价点,进而采用所建优化模型确定各时段对应的申报量。具体流程见图 2。

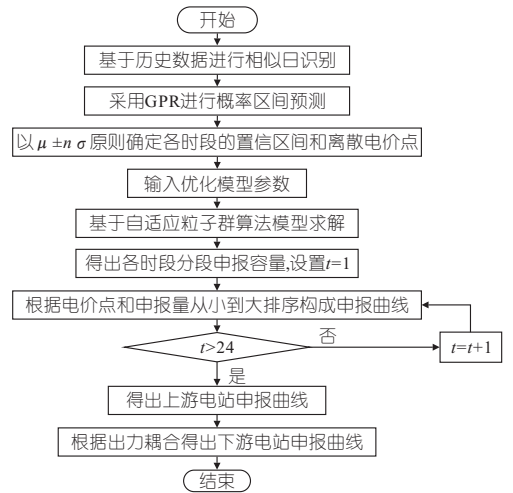


图 2 优化报价流程

Fig. 2 Optimized quotation process

4 仿真分析

以某流域梯级电站进行仿真分析,系统包含电站 A、B,上游电站 A 运行日预测用水量约为 $5\ 100 \times 10^4 \text{ m}^3$,进行量价曲线申报,下游电站 B 为价格接受者,测算各时段实时的流量特性参数,河道坦化系数 χ 为 1,电站 A 发电特性参数 a_t 、 b_t 分别为 0.000 19、0.92,电站 A、B 主要相关参

数见表 1。假设日前市场采用小时报价,另外出清模型中以收购成本最小为目标,基于 Matlab 环境下的 Cplex 求解器,SCED、SCUC 模型分别用线性规划和混合整数线性规划法求解。

表 1 水电站主要参数

Tab. 1 Main parameters of hydropower station

水电站	死水 位/m	正常高 水位/m	最大出库流量 ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)	最大蓄水 量/ 10^4m^3	调节 性能	额定容 量/MW
A	612	620	14 365	70 000	日	1 200
B	485	490	10 326	30 000	日	500

4.1 日前电价预测

以某电力现货试点历史数据为依据,相似日集合选取 5 d 共 120 个电价样本,相似日电价见图 3。根据 GPR 对申报日的日前电价进行预测,不失一般性,选用“ $\mu \pm 2\sigma$ ”原则,即以 $\alpha = 95\%$ 置信区间确定电价概率区间,见图 4。

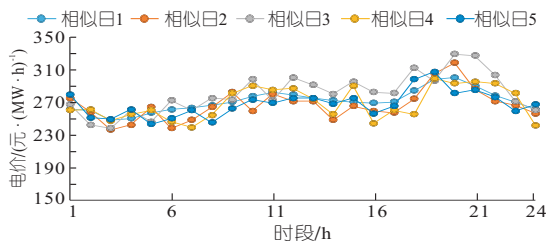


图 3 相似日全天电价分布

Fig. 3 Distribution of electricity prices throughout the day on similar days

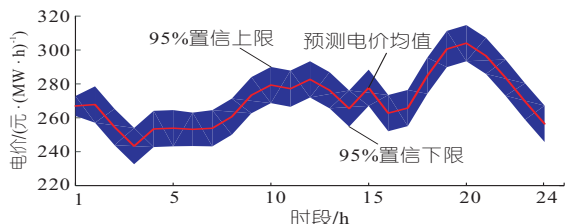


图 4 $\alpha = 95\%$ 置信区间下全天电价分布

Fig. 4 Distribution of electricity prices throughout the day under $\alpha = 95\%$ confidence interval

4.2 优化报价分析

优化模型中 β, η 分别为 1、0.4, 设定 ΔP_{\min} 为 80 MW, 积分计算区间分段数 M 为 5 000, 算法惯性权重 $\omega_{\max}, \omega_{\min}$ 分别为 2、0.8, 种群数 100, 迭代次数 50。当报价曲线为 5 段时, 以上游电站 A 为例, 优化得到最大收益期望值为 153.46 万元, 全天各时段的申报量价见图 5。另外, 基于出力耦合关系生成下游报价曲线, 部分时段的上、下游电站申报曲线见图 6。

由图 5、6 可看出, 各时段在申报电价较低时, 申报分段容量较大, 在申报电价较高时, 分段容量较小, 因为综合考虑电站的中标和未中标收益, 结合式(11)可知电价高时若申报量大意味着更高的

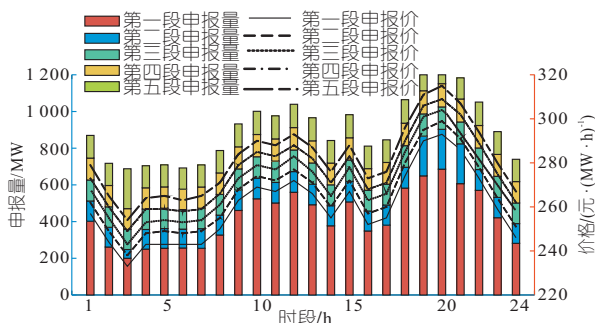


图 5 电站 A 全天申报量价情况

Fig. 5 The declared volume and price of power station A throughout the day

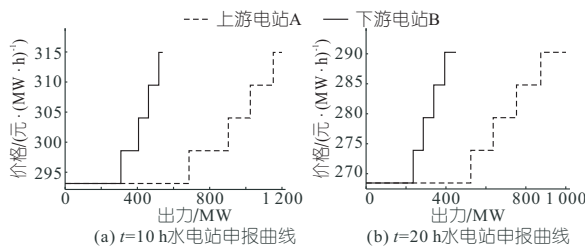


图 6 部分时段上下游电站报价曲线

Fig. 6 Quotation curve of upstream and downstream power stations in some time periods

未中标风险, 所以要使期望收益最大, 可选择在较低电价时申报较大容量。因为水电厂的运行边际成本很低, 可在较低的价格申报适当的容量保证获得出清, 防止出现弃水, 仿真结果与水电厂的运行特性相吻合。

4.3 报价曲线有效性分析

(1) 不同风险因子。为考虑不同决策者偏好, 设置优化报价方案: ①方案 1。 $\beta = 1, \eta = 0.4$; ②方案 2。 $\beta = 0.9, \eta = 0.5$ 。为避免对比分析中智能优化算法求解结果不唯一的影响, 以方案 1 所得各时段最大申报量作为方案 2 求解的等式约束, 保证两种方案最大申报容量相等。基于所建方法得出各时段申报量情况(图 7), 可看出适当减小收益偏好因子和增加风险规避因子, 起始申报量相应有所减小, 高电价点对应的申报量相对增大, 所得结果与定性分析结论一致。

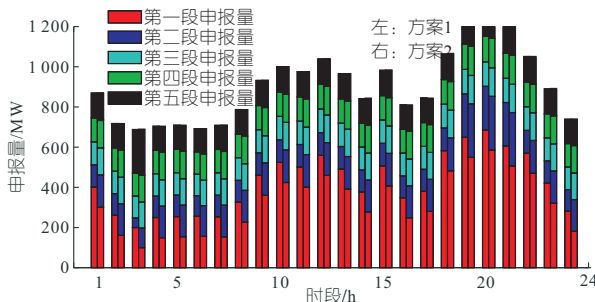


图 7 不同方案下各段申报情况

Fig. 7 Declaration of each paragraph under different schemes

另外,若不考虑优化报价策略,基于预测电价点根据电站出力范围采用均等容量报价方案进行对比分析,考虑全天各时刻系统负荷需求都为 1 500 MW,进行市场出清,根据电站中标电量可得到不同风险因子报价方案下全天电站总收益对比,见表 2。由表 2 可看出,所提方法相较于无策略的均等容量报价均具有较好的优势。

表 2 水电站全天售电收益对比

Tab. 2 Comparison of all-day electricity sales revenue of hydropower stations

风险因子	报价方案	售电收益/万元		
		电站 A	电站 B	梯级电站合计
$\beta=1$	均等容量方案	395.64	160.23	555.87
$\eta=0.4$	优化报价方案	434.36	173.74	608.10
$\beta=0.9$	均等容量方案	352.64	137.52	490.16
$\eta=0.5$	优化报价方案	414.87	161.79	576.67

(2)考虑水流时滞和天然汇流。在报价方案 1 所得结果基础上,若考虑上下游电站存在时滞为 1 h、区间有天然流量汇入为 350 m³/s 时,下游电站在全天各时段的申报容量大小情况见图 8。

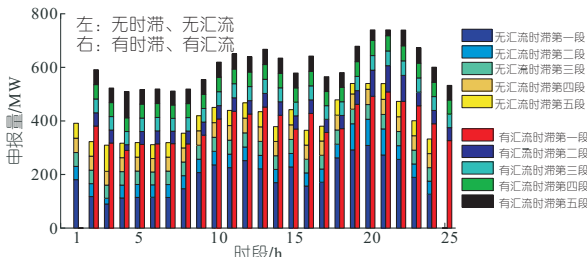


图 8 下游电站各时段申报容量情况

Fig. 8 Declared capacity of downstream power stations in different periods

由图 8 可看出,各时段申报容量大小变化关系滞后无时滞结果 1 h,另外因存在区间流量汇入,下游电站 B 发电流量增大,相较于无区间天然流量汇入,全天各时段的决策申报容量均更大。

5 结论

基于前景理论思路在优化目标中引入收益偏

好和风险规避因子,以水电站售电收益期望最大为目标建立梯级水电站优化报价方法,通过仿真分析得出考虑日前出清电价的不确定性构建申报容量策略,可有效保证水电站获得中标容量和收益;构建下游电站报价曲线时,可充分考虑梯级耦合关系、水流时滞、区间天然流量汇入等影响因素,有效协调梯级上下游水电进行日前量价申报。

参考文献:

- [1] 赖春羊,马光文,朱燕梅,等.流域水电现货市场报价单元组建决策模型[J].水电能源科学,2021,39(9):201-204.
- [2] 刘玢岑,刘继春,彭钰祥.不同资本主体梯级水电参与日前市场的出清方法[J].水电能源科学,2021,39(1):187-191.
- [3] 彭文,刘继春,吴治国,等.基于信息间隙决策理论的梯级水电-光伏日前市场联合竞争策略[J].水电能源科学,2022,40(8):212-216.
- [4] 邓玉敏,石峰,夏清,等.跨省区水电参与现货市场的机制和交易策略[J].电网技术,2021,45(8):3190-3202.
- [5] AASGÅRD E K, NAVERSEN C Ø, FODSTAD M, et al. Optimizing day-ahead bid curves in hydropower production[J]. Energy systems, 2018, 9(2): 257-275.
- [6] 伍永刚,高英.一种基于预测电价的水电站报价方法研究[J].电工技术学报,2004(9):90-94,89.
- [7] 于旭光,李刚,李亚鹏,等.计及电价风险和差价合同的梯级水电站日前市场竞价模型[J].电力系统自动化,2022,46(5):62-72.
- [8] 杨颖,杨少华,张燕,等.基于相似日的短期电价区间预测[J].智慧电力,2018,46(12):23-29.
- [9] 刘升伟,王星华,鲁迪,等.基于改进高斯过程回归的短期负荷概率区间预测方法[J].电力系统保护与控制,2020,48(1):18-25.
- [10] 张粒子,刘方,许通,等.多运营主体梯级水电站参与的日前市场出清模型[J].电力系统自动化,2018,42(16):104-110.

Optimal Bidding Strategy for Hydropower Plants Considering Revenue Risk

LI Hua-qu, ZHOU Na, WU Dian-ning, HE Pei-shan

(Kunming Power Exchange Center Co., Ltd., Kunming 650011, China)

Abstract: In the high proportion hydropower market, it is of great practical significance to establish a reasonable day-ahead quotation strategy for hydropower plants to ensure the effective participation of hydropower in the market. Firstly, the uncertainty of the clearing price of the system on the operation day was considering. Based on the identification of historical similar days, Gaussian process regression was used to establish the probability prediction method of the day-ahead clearing price. Furthermore, considering the revenue preference and risk aversion psychology of decision makers, and taking the maximum expectation of the hydropower plant's own power sales revenue as the goal, the day-ahead piecewise capacity optimization bidding method for cascade hydropower stations was constructed. Finally, the feasibility and effectiveness of the proposed method were verified by the simulation analysis of the day-ahead piewise capacity declaration of the actual cascade hydropower stations.

Key words: electricity price forecast; hydropower plant; optimization quotation strategy; electricity market