

DOI: 10. 20040/j. cnki. 1000-7709. 2023. 20221975

基于偏差考核的水电站双层优化模型

彭静萍¹, 张超¹, 刘逸萱^{2a,2b,2c}, 杨旭^{1,3}, 何星遥¹, 莫莉^{2a,2b,2c}

(1. 中国长江电力股份有限公司, 湖北 宜昌 443002; 2. 华中科技大学 a. 土木与水利工程学院;
b. 数字流域科学与技术湖北省重点实验室; c. 水利水电科学研究院, 湖北 武汉 430074;
3. 智慧长江与水电科学湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 当前正值电力市场新一轮改革, 各地为推动市场公平竞争纷纷推出偏差考核机制。面对新的市场规则, 传统以发电量最大为目标的调度模型无法适用, 水电企业在交易中需考虑市场因素, 控制电量偏差。为使水电企业免于支付偏差控制费用, 针对市场偏差控制规则进行研究, 建立了以发电量最大为目标和以电量偏差最小为目标的双层优化模型, 以三峡水电站及湖北省电力市场为例, 采用和声搜索算法进行计算分析。结果表明, 各时段偏差率均在湖北省偏差控制范围内, 水电站可免受偏差控制, 该双层优化模型具有一定可行性。

关键词: 电力市场; 偏差考核; 双层优化模型; 优化调度

中图分类号: TV736

文献标志码: A

文章编号: 1000-7709(2023)04-0102-05

1 引言

近年来, 随着新型电力市场的推行, 多种交易方式逐步完善, 市场竞争活力不断激发, 为健全建立市场机制, 解决中长期交易的电量偏差问题, 多地出台偏差考核政策以推动市场改革。偏差考核是规范市场主体交易的手段, 考核交易时段内实际与计划电量产生一定偏差的企业或用户, 有利于公平竞争^[1,2]。为减少水电企业交易损失, 需调整传统调度方式, 控制偏差, 降低收益损失。目前, 越来越多的市场主体将偏差考核纳入交易考量的范畴进行研究, 但大部分研究偏向于售电企业或风、光发电商及储能系统的偏差考核^[3,4]。对此, 本文以三峡水电站为例, 依据湖北省电力市场交易规则, 建立基于偏差考核的水电站双层优化模型, 制定水电站参与电力市场的中长期合约计划, 研究结果可为水电企业参与电力市场交易提供参考。

2 双层优化模型构建

考虑市场中偏差考核机制的约束, 建立基于

偏差考核的双层优化模型, 模型框架见图 1。由图 1 可知, 在上层模型中, 水电站依据调度规则, 结合各类运行约束条件, 制定水电站中长期出力计划, 得到各时段发电量。上层模型结果作为下层模型的交易决策依据, 考虑电力市场偏差考核规则, 以电量偏差最小为目标, 生成交易方案, 反馈到上层模型, 将上层模型最优发电方案与下层模型得到的市场电量交易方案进行对比, 由于上层模型对于水电站发电进行了最大化处理, 若交易电量超过了水电站最优发电量, 则表明需调整最优发电方案, 需重新优化上层模型结果, 代入下

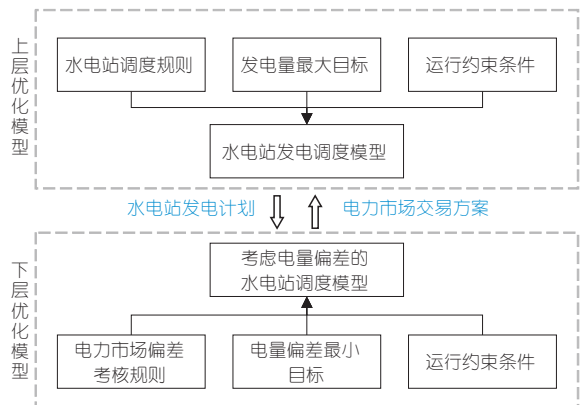


图 1 双层优化模型架构

Fig. 1 The bi-level optimizing model architecture

收稿日期: 2022-09-21, 修回日期: 2022-11-01

基金项目: 国家自然科学基金项目(51979114); 2002年高等学校博士学科点专项科研资助项目(20020183061)

作者简介: 彭静萍(1984-), 女, 硕士、高级工程师, 研究方向为水电站运行和营销, E-mail: peng_jingping@ctg.com.cn

通讯作者: 莫莉(1980-), 女, 副教授、博导, 研究方向为水电能源系统优化运行、电力市场, E-mail: moli@hust.edu.cn

层模型继续求解,往复循环,直至得到可行的最优交易方案。

2.1 上层模型

上层模型为传统的水电站发电调度模型,对水电站来年出力计划进行合理调度如下。

(1)目标函数。以发电量最大为目标,其目标形式为:

$$\max E = \max \sum_{t=1}^T KQ_t H_t \Delta t \quad (1)$$

式中, E 为水电站调度期发电总量; K 为综合出力系数; Q_t 为水电站时段 t 的发电流量; H_t 为水电站时段 t 的发电水头; Δt 为每个时段的长度; T 为调度期总时段数。

(2)约束条件。包含水量平衡约束、库容约束、水位约束、发电流量约束、时段出力约束、初末水位控制约束、非负约束。其中水量平衡约束为:

$$V_{t+1} = V_t + (I_t - Q_t - S_t) \Delta t \quad (2)$$

式中, V_{t+1} 、 V_t 分别为水电站时段 t 的初、末库容; I_t 为水电站时段 t 入库流量; S_t 为水电站时段 t 弃水流量。

库容约束为:

$$V_t^{\min} \leq V_t \leq V_t^{\max} \quad (3)$$

式中, V_t^{\min} 、 V_t^{\max} 分别为水电站在时段 t 允许的库容最小、最大值。

水位约束为:

$$Z_t^{\min} \leq Z_t \leq Z_t^{\max} \quad (4)$$

式中, Z_t^{\min} 、 Z_t^{\max} 分别为水电站在 t 时段允许的水位下、上限。

发电流量约束为:

$$Q_t^{\min} \leq Q_t \leq Q_t^{\max} \quad (5)$$

式中, Q_t^{\min} 、 Q_t^{\max} 分别为水电站在 t 时段允许的发电流量最小、最大值。

时段出力约束为:

$$N_t^{\min} \leq N_t \leq N_t^{\max} \quad (6)$$

式中, N_t^{\min} 、 N_t^{\max} 分别为水电站在 t 时段允许的出力下、上限。

初、末水位控制约束为:

$$Z_0 = Z^{\text{start}} \quad (7)$$

$$Z_T = Z^{\text{end}} \quad (8)$$

式中, Z^{start} 、 Z^{end} 分别为水电站调度期的始、末水位。

非负约束即式(1)~(8)中的变量均为非负。

2.2 下层模型

下层模型以发电偏差 ΔE 最小为目标,市场要求为约束条件,以上层模型得到的优化结果为输入,为水电站参与中长期市场进行决策,目标函数与约束条件如下。

(1)目标函数为:

$$\min \Delta E^2 = \min \sum_{t=1}^T (KQ_t H_t \Delta t - E_{c,t})^2 \quad (9)$$

$$\Delta E_t = KQ_t H_t \Delta t - E_{c,t} \quad (10)$$

$$\alpha_t = \Delta E_t / E_{c,t} \quad (11)$$

式中, $E_{c,t}$ 为水电站签订的 t 时段合约电量; ΔE_t 为水电站 t 时段偏差电量; α_t 为 t 时段偏差率。

(2)约束条件为:

$$\alpha_c^{\text{up}} \leq \alpha_t \leq \alpha_c^{\text{down}} \quad (12)$$

式中, α_c^{up} 、 α_c^{down} 分别为各省区电力市场制定的偏差率上、下限。

3 模型求解

选用智能优化算法求解双层模型。

3.1 和声搜索算法概述

和声搜索算法(Harmony Search Algorithm)是一种启发式智能算法,根据音乐演奏与优化问题寻优过程的相似性,通过模拟音乐演奏的原理与算法相结合,找到优化问题的最优解。在优化问题中,各变量相当于乐器,而变量的取值范围也可以视为乐器的音调范围,通过调整各变量值,寻求优化问题的最优解。

3.2 和声搜索算法步骤

和声搜索算法的计算步骤如下。

步骤 1 根据实际优化问题确定算法各项基本参数如下:①乐器(变量)个数 N ;②各乐器的音调变化(取值)范围;③和声记忆库大小 H_{HMS} ,即数据库(种群)大小;④和声记忆库取值概率 H_{HMCR} 。从记忆库中随机取出一个和声变量的概率,即从数据资料库中提取出一个数据的概率;⑤音调微调概率 $P(\text{PAR})$ 及微调带宽 F_{FW} 。微调提取出的和声的概率与幅度;⑥最大创作次数 T_{max} ,即迭代次数的最大值,若迭代次数小于 T_{max} ,则继续流程;否则结束流程。

步骤 2 初始化和声记忆库。从优化问题决策变量的解集中随机生成 H_{HMS} 个和声,构成初始记忆库为:

$$\begin{bmatrix} x_1^1 & x_2^1 & \cdots & x_N^1 & | & f(X^1) \\ x_1^2 & x_2^2 & \cdots & x_N^2 & | & f(X^2) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & | & \vdots \\ x_1^{H_{\text{HMS}}} & x_2^{H_{\text{HMS}}} & \cdots & x_N^{H_{\text{HMS}}} & | & f(X^{H_{\text{HMS}}}) \end{bmatrix} \quad (13)$$

步骤 3 产生新和声。从 $[0, 1]$ 区间生成随机数 r_1 ,若 $r_1 < H_{\text{HMCR}}$,则从记忆库中随机提取出新的和声;否则在决策变量解空间中随机生成。

若新的和声来自记忆库,则需调整,在 $[0,1]$ 区间内生成新的随机数 r_2 ,若 $r_2 < P(\text{PAR})$,则根据微调带宽 F_{FW} 进行微调。

步骤 4 更新记忆库。评估新变量,若其评估价值优于最差和声,则替换,否则,保持原和声记忆库的内容。

步骤 5 检查是否达到终止条件,若迭代次数小于 T_{max} ,则重复步骤 3、4,直至达到 T_{max} 。

4 实例研究

以三峡水电站参与湖北省电力市场交易为例,计算调度期为一年,按旬划分为 36 个时段,调度期初、末水位均设定为 174 m,以不同典型年入库径流为模型输入,结合考虑电量偏差的水电站双层优化模型,为水电站交易方案制定决策。对于三峡水电站参与跨省区交易影响,由于各省区电力市场规则不尽相同,跨省区交易涉及到多方面市场因素,难以处理,故不予考虑。

4.1 三峡水电站概况

三峡水电站位于湖北省宜昌市,属于长江流域的大型水电工程,是我国“西电东送”等重要输电工程的重要枢纽,年设计发电量为 $882 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。三峡水电站每年将电力送往湖南、江西和重庆等多个省市,根据国家下达的送电比例要求,三峡水电站每年留鄂电量约为年发电量的 17%。三峡水电站主要特征参数见表 1。

表 1 三峡水电站主要特征参数

Tab. 1 Main characteristic parameters of Three Gorges Hydropower Station					
水电站	调节性能	装机容量/MW	保证出力/MW	正常蓄水位/m	死水位/m
三峡	不完全年调节	22 500	4 900	175	145

在电力市场中,发电侧由于电力系统调节、机组运行等原因,电量偏差无法避免,《湖北省 2021 年电力市场中长期规则》^[5] 规定,湖北省电力中长期交易电量允许偏差范围为 $-3\% \sim +5\%$,当偏差电量超过规定比例,对偏差范围以外的电量按月考核,进行价差补偿。

4.2 计算结果及分析

水电站不同典型年逐旬发电量及各旬末水位结果见表 2、图 2。根据上层优化模型得到的发电量结果,参照往年三峡水电站留鄂电量的比例,对各典型年参与湖北省电力市场中长期交易签订的合约电量进行偏差范围限制,以此为约束条件,引入下层优化模型进行交易方案决策,各典型年

表 2 三峡水电站各典型年逐旬发电情况

Tab. 2 Generation process for each decade for Three Gorges Hydropower Station of different typical years $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$

时间/旬	特枯水年发电量	枯水年发电量	平水年发电量	丰水年发电量	特丰水年发电量
1	19.89	14.12	18.49	15.75	19.63
2	15.43	17.91	23.68	17.47	16.81
3	14.79	19.28	25.58	21.61	17.12
4	13.80	14.18	18.36	16.62	15.87
5	14.75	13.70	16.21	15.53	14.83
6	12.75	10.45	12.58	11.21	13.93
7	13.01	14.75	14.77	14.38	16.40
8	14.76	13.08	13.65	13.55	14.46
9	16.32	13.50	18.67	18.71	24.57
10	15.19	13.26	18.21	19.50	17.56
11	13.77	14.37	21.16	21.92	16.39
12	13.57	13.07	20.40	20.73	21.55
13	12.19	13.49	20.73	24.64	17.65
14	14.24	18.40	24.78	21.55	16.16
15	31.06	23.04	20.48	38.24	19.45
16	18.30	20.77	18.88	25.51	28.01
17	21.86	27.07	22.68	26.55	37.15
18	26.38	27.43	26.56	41.37	51.92
19	26.87	46.02	39.92	54.00	54.00
20	42.83	52.17	50.12	54.00	53.83
21	39.94	59.40	50.85	59.13	59.40
22	31.29	54.00	30.47	54.00	54.00
23	22.68	54.00	34.46	54.00	54.00
24	17.19	45.80	55.49	53.42	59.09
25	18.36	33.68	54.00	39.27	48.19
26	25.71	41.95	53.93	41.93	51.48
27	23.98	35.68	52.36	50.31	53.53
28	23.66	20.62	48.76	51.22	54.00
29	26.99	21.50	43.18	40.68	50.47
30	29.06	24.37	40.97	37.24	44.13
31	26.25	17.05	24.57	26.24	30.47
32	11.76	19.47	23.75	24.27	24.03
33	11.76	14.17	25.91	18.23	16.88
34	11.76	11.76	16.66	14.26	16.76
35	11.76	11.76	17.06	16.59	18.55
36	12.94	12.94	12.94	19.56	21.74

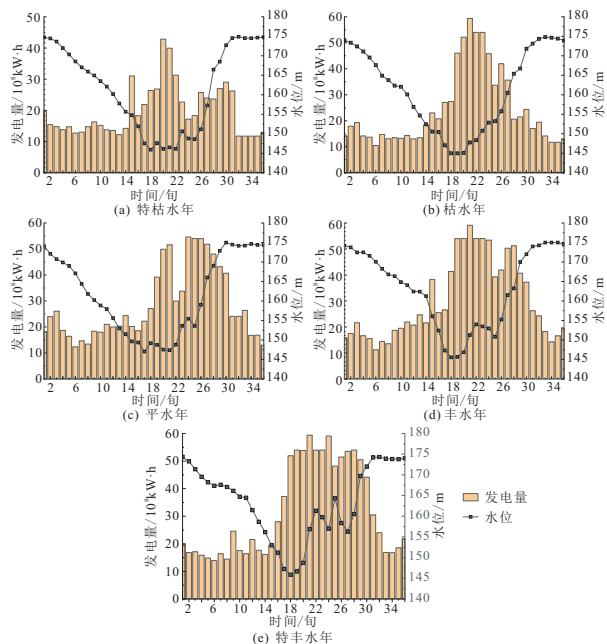


图 2 不同典型年逐旬发电量及旬末水位过程
Fig. 2 Generation and end-of-decade water level process for each decade of different typical years

参与湖北省中长期交易计划见表 3,相关偏差结果见图 3。

表 3 三峡水电站各典型年中长期交易计划

Tab. 3 Medium and long-term trading plans for Three Gorges Hydropower Station of typical years

时间/月	特枯水年		枯水年		平水年		丰水年		特丰水年	
	合约	偏差率	合约	偏差率	合约	偏差率	合约	偏差率	合约	偏差率
	电量		电量		电量		电量		电量	
1	3.27	3.56	2.47	-2.64	3.15	-2.16	2.66	0.67	3.26	2.51
2	2.65	-1.19	2.98	2.07	3.90	4.67	2.98	-0.26	2.83	0.99
3	2.58	-2.63	3.16	3.64	4.49	-1.36	3.66	0.24	2.87	1.37
4	2.32	1.04	2.38	1.22	3.21	-1.08	2.84	-0.41	2.67	1.07
5	2.54	-1.24	2.31	0.92	2.79	-0.05	2.65	-0.24	2.51	0.24
6	2.07	4.63	1.79	-0.83	2.02	3.81	1.84	3.38	2.36	0.47
7	2.21	-0.05	2.53	-0.85	2.42	2.88	2.41	1.58	2.81	-0.90
8	2.44	2.95	2.19	1.66	2.27	0.45	2.32	-0.51	2.45	0.26
9	2.81	-1.30	2.36	-2.72	3.14	-0.60	3.23	-1.60	4.12	1.38
10	2.53	2.16	2.29	-1.72	3.07	-0.38	3.28	0.93	2.99	-0.21
11	2.31	1.47	2.44	0.23	3.67	-2.45	3.60	3.47	2.75	1.40
12	2.23	3.45	2.16	2.78	3.49	-2.65	3.61	-2.27	3.58	2.37
13	2.10	-1.19	2.24	2.40	3.33	3.81	4.05	3.44	2.91	3.06
14	2.45	-1.13	3.13	0.01	4.05	2.25	3.52	4.23	2.74	0.20
15	5.29	-0.24	3.83	2.30	3.48	-1.26	6.42	1.26	3.34	-1.10
16	3.01	3.21	3.50	0.99	3.08	2.31	4.26	1.72	4.72	0.89
17	3.80	-2.32	4.57	0.78	3.76	0.42	4.40	2.59	6.38	-0.94
18	4.59	-2.19	4.49	3.82	4.67	-1.44	6.80	3.39	8.92	-1.08
19	4.48	1.92	7.72	1.33	6.71	-0.69	9.11	0.71	9.18	0.00
20	7.12	2.23	8.93	-0.65	8.44	0.47	9.18	0.00	9.15	0.00
21	6.76	0.39	10.10	0.00	8.59	2.12	10.05	0.00	10.10	0.00
22	5.29	0.45	9.18	0.00	5.00	2.01	9.18	0.00	9.18	0.00
23	3.77	2.24	9.18	0.00	5.87	-2.20	9.18	0.00	9.18	0.00
24	2.97	-1.60	7.83	-0.50	9.31	-0.25	9.08	0.00	10.05	0.00
25	3.14	-0.76	5.90	-2.99	9.18	0.00	6.68	0.00	8.19	0.00
26	4.39	-0.38	7.12	0.17	9.17	0.13	7.13	0.00	8.75	0.00
27	4.09	-0.24	5.96	1.80	8.83	-0.13	8.55	0.00	9.10	0.00
28	4.07	-1.10	3.61	-2.94	8.21	-0.47	8.71	0.00	9.18	0.00
29	4.45	3.18	3.73	-2.11	7.33	0.05	6.92	0.00	8.58	0.00
30	4.85	1.89	4.00	3.49	7.01	-1.37	6.33	0.00	7.50	0.00
31	4.42	0.87	2.80	3.71	4.02	1.88	4.46	0.00	5.18	0.00
32	2.00	0.02	3.28	0.85	4.04	1.51	4.13	0.00	4.09	0.00
33	2.00	0.00	2.32	3.81	4.57	-1.95	3.10	0.00	2.87	0.00
34	2.00	0.00	2.00	0.00	2.92	-2.40	2.42	0.00	2.85	0.00
35	2.00	0.00	2.00	0.00	2.94	-2.48	2.82	0.00	3.15	0.00
36	2.20	0.00	2.20	0.00	2.20	0.00	3.32	0.05	3.70	0.00

注:电量单位为 $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$,偏差率单位为 %。

由图 2 可知,三峡水库水位受水库调节能力与入库流量影响,6月中旬至7月中下旬消落至死水位附近,9~10月为水库蓄水期,水库在各典型年均于11月上旬蓄满至正常蓄水位,至12月下旬仍然保持高水位运行,计算结果符合三峡工程的水位调度规则,满足水库正常运行。不同典型年受来水影响,发电与水位变化呈现出不同特点。表 2 数据显示,特枯水年发电整体较少,最大发电量出现在7月中旬,从11月中旬开始基本以保证出力进行发电;枯水年发电趋势呈单尖峰状,7~9月为发电高峰时段,其余时段发电较为平稳且量少,12月以保证出力进行发电;平水年总发电量较枯水年多,7、9~10月为发电高峰期;丰水年7月上旬至8月中旬水电站满负荷运行,保持

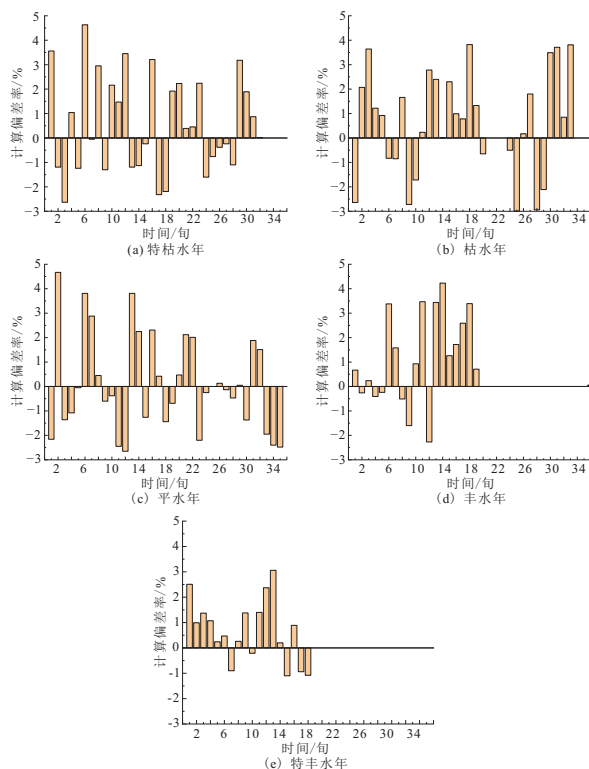


图 3 不同典型年中长期交易偏差分析
Fig. 3 Medium and long-term trading deviations analysis of different typical years

最大出力发电,全年来水较为丰沛;特丰水年从6月下旬至10月下旬发电水平一直稳居高位,全年来水量极大。如图 2 所示,特丰水年水位波动较为频繁,究其原因可能是受三峡水库调度规则及来水影响,需要控制水位。

由表 3、图 3 可知,不同典型年各时段内的偏差均在湖北省规定的考核区间内,但不同典型年份得到的偏差结果并不一致,特枯水年 11 月下旬至 12 月下旬偏差为 0,这是由于特枯水年全年来水较少,11 月下旬开始水库需要以保证出力发电以维持高水位运行;枯水年由于 7 月下旬至 8 月中旬来水量较大,机组满负荷运行,12 月以保证出力发电,因此在 7 月下旬至 8 月上旬、12 月全年可按计划发电,其余时段偏差率较大;平水年最大正偏差为各典型年中最大值,而 9 月上旬和 12 月下旬偏差率均为 0,该典型年由于各时段来水相对正常,因此偏差结果分布较为均匀,年总发电量与交易量偏差最小;丰水年受来水与调度规则影响,自 7 月中旬至 12 月中旬无偏差,其余时段大部分为正偏差,且计算结果较大;特丰水年由于下半年来水量十分丰富,偏差率 7~12 月均为 0,其余时段出力平稳,各时段偏差结果控制较好。

上层模型求得的发电计划满足三峡水电站发电调度规则,将其传达至下层模型后,得到的最终交易计划符合各约束条件,各时段发电偏差不超过

过考核范围,部分时段偏差为 0,能够确保水电站经济效益,并且各典型年均迭代 20 次左右达到最优值,使得发电计划与交易计划得到平衡。结果表明,基于偏差考核的水电站双层优化模型能够为水电企业参与电力市场交易提供决策参考,使得企业尽可能在各交易时段免受偏差控制,争取发电效益最大化。

5 结 论

a. 随着电力市场的逐步放开,电力交易由于各种不可控的原因会产生实际与计划的偏差,水电站收益会受到其影响,为争取在电力市场中获得更多利益,建立发电量最大与考虑电量交易偏差最小的双层优化模型,提供了应对偏差考核机制的一种方法和思路。

b. 在实际交易过程中,还需考虑跨省区交易、电价、不同交易组合等其他因素,进行优化交

易决策。在后续工作中,将重点研究不同区域交易结果等多市场因素对水电站参与电力市场发电收益的综合影响。

参 考 文 献:

[1] 郭曼兰,陈皓勇,张聪,等. 偏差电量考核机制下售电公司的最优经营策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(20):17-25.

[2] 迟元. 电力中长期交易中的合同电量偏差考核机制分析[J]. 投资与合作,2020(12):173-174.

[3] 孙波,李思敏,樊亚南,等. 电力市场环境下的风—储混合发电商的偏差电量考核模型[J]. 电力建设,2019,40(7):107-114.

[4] 孙波,樊亚南,李志恒,等. 偏差电量考核下风光储混合发电商的市场均衡博弈研究[J]. 水电能源科学,2020,38(2):202-205.

[5] 湖北省发展和改革委员会. 湖北省发展和改革委员会关于印发 2021 年湖北省电力市场化交易实施方案的通知[J]. 湖北省人民政府公报,2021(1):11-15.

A Bi-level Optimization Model for Hydropower Plants Based on Deviation Assessment

PENG Jing-ping¹, ZHANG Chao¹, LIU Yi-xuan^{2a,2b,2c}, YANG Xu^{1,3}, HE Xing-yao¹, MO Li^{2a,2b,2c}

(1. China Yangtze Power Co., Ltd., Yichang 443002, China; 2a. School of Civil and Hydraulic Engineering; 2b. Hubei Key Laboratory of Digital Valley Science and Technology; 2c. Institute of Water Resources and Hydropower, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 3. Hubei Key Laboratory of Intelligent Yangtze River and Hydropower Science, Yichang 443002, China)

Abstract: Currently, the electricity market is undergoing a new round of reform, and deviation assessment mechanisms have been introduced in various places to promote fair competition. In the face of the new market rules, the traditional dispatching model with maximum generation cannot be applied, and hydropower companies need to take market factors into account to control deviations. In order to save hydropower companies from paying costs, a study was conducted on the deviation control rules, and a bi-level optimization model with the objective of maximizing generation capacity and minimizing deviation was established to facilitate trading decisions. Taking the Three Gorges hydropower plant and Hubei province electricity market as examples, the Harmonic Search algorithm was used for analysis. The results show that the deviation rate in each interval is within the deviation control range, and the hydropower plant is exempt from deviation control. Thus, the bi-level optimization model mentioned above is feasible.

Key words: electricity market; deviation assessment; bi-level model; optimal dispatch

(上接第 162 页)

Experimental Study on Compressive Strength of Full Aeolian Sand Concrete

PENG Ao^{1a,1b}, CHEN Guo-xin², SHI Yang-guang^{1a,1b}, LIU De-jun²

(1a. College of Water Conservancy and Civil Engineering; 1b. Xinjiang Key Laboratory of Water Conservancy Project Safety and Water Disaster Prevention, Xinjiang Agricultural University, Urumqi 830052, China; 2. School of Architectural Engineering, Jiaying University, Jiaying 314001, China)

Abstract: In order to explore the influence of water-binder ratio, fly ash, slag powder content and age on the compressive strength of full aeolian sand concrete, the compressive strength test of full aeolian sand concrete was carried out. The microscopic characterization of its physical composition was implemented in combination with XRD results. The compressive strength prediction model of full aeolian sand concrete was established by multiple linear regression. The results show that the compressive strength of full aeolian sand concrete increases first and then decreases with the increase of water-binder ratio. When the water-binder ratio is 0.4, the compressive strength is the largest. The growth effect of fly ash on compressive strength of aeolian sand concrete is not as significant as that of slag powder. The incorporation of fly ash and slag powder is easier to convert AFt into AFm. The established compressive strength prediction model has high accuracy and is suitable for sand concrete. The research results can provide theoretical basis and technical support for the engineering application of full aeolian sand concrete.

Key words: full aeolian sand concrete; auxiliary cementitious materials; compressive strength; strength prediction model