

电力市场中的水电机组优化调度模型

曾勇红, 王锡凡, 张 显

(西安交通大学 电气工程学院, 陕西省 西安市 710049)

Optimal Dispatching Model of Hydroelectric Units in Electricity Markets

ZENG Yong-hong, WANG Xi-fan, ZHANG Xian

(College of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China)

ABSTRACT: At first a practical linear optimal dispatching model under complete competitive electricity market is established in which the technical and physical constraints in power station operation as well as the sustained comprehensive benefit of water utilization are considered. Then a new water value evaluation method is proposed which can be used to guide the power station confirming whether its own bidding price is appropriate, thus the chance of acceptance of the bid may be improved. According to the structural feature of dispatching model the variable bounded simplex algorithm is adopted to solve the model, it makes the calculation simple and fast. Simulation results of an actual hydropower station show that in the established model the electricity price plays leading role in the utilization of resources. When the revenue from energy storage is taken into account, the revenue from power generation within the planning period decreases, but the total revenue increases, so it is shown that proposed model is effective and feasible.

明该模型是可行有效的。

KEY WORDS: optimal dispatching; electricity market; hydroelectric units; sustainability; water value; box bound

摘要: 首先建立了一种完全竞争电力市场环境下的水电机组线性优化调度模型, 既考虑了电厂运行的技术和物理约束, 也考虑了用水的持续综合效益。然后提出了一种新的水价值估计方法, 可用于指导电厂确定自身的报价是否合适, 从而提高中标机会。针对调度模型的结构特点采用变量有界的单纯形算法对其进行求解, 使整个计算过程简单快速。采用上述方法对某实际水电厂进行了仿真计算, 结果表明本文推荐的模型中电价对资源的利用具有引导作用, 当计及蓄能效益时, 虽然计划期内的发电效益下降, 但总体效益增加, 这说

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(973 项目)
(2004CB217905)。

The National Basic Research Program (973 Program)
(2004CB217905).

关键词: 优化调度; 电力市场; 水电机组; 持续性; 水价值; 变量有界

0 引言

电力工业的市场化改革改变了传统的垂直一体化的计划经济模式,提高了电力系统的运行效率,给各国带来了巨大的经济效益。尽管基本上仍由火电厂和水电厂提供电能,但电厂在制定运行方式时完全自主。发电厂商不再过多地关心电网的安全问题,在承担市场生存风险的同时,其首要目标是如何充分利用自身的资源以获取最大利润。在联营市场模式下,电力服务提供商向电力调度交易中心提交次日的电量或电力-价格对。电力交易中心按照各发电厂商的报价从低到高累加生成总供给曲线,并将该曲线与用户的总需求曲线进行匹配,其交点即为市场出清价。不高于该市场出清价的电厂报价将成交并获利。这样,发电厂商在制定报价时必须尽可能准确地预测市场价格。目前可采用多种方法进行电价预测^[1-2],本文假定电厂在制定报价时已采用这些方法得到了准确的预测电价。

在过去的 20 多年中,对于火电厂商的竞价行为和方式的研究已较成熟,对水电的研究则缺乏系统详细的报道。在制定水电计划时,一般要与系统中其他类型的电厂进行协调^[3-5]。文献[6]建立了市场条件下水库管理的多时段模型和对偶动态规划模型,该模型考虑了双边合同对市场的影响,适用于市场环境下的水库中期最优管理。文献[7]考虑了新西兰短期运行的电力批发市场中的梯级水库报价策略问题,为研究短期现货交易市场下的水库运行策略提供了较好的框架和思路。然而,为简化分析上述文献均把水库作为一个报价单位,未考虑电厂注入功率的安全约束以及机组运行的最小最大技术出力约束,文献[7]甚至忽略了水电厂运行的水量平衡约束,完全没有考虑水库库容的限制,因此离实际应用尚有一定差距。根据我国目前的能源政策,文献[8-10]研究了在市场走向完全竞争的过渡模式下的水火电协调模型和算法,基本思想是利用水电调节灵活的特点减少火电机组的开停机次数,以配合火电竞价上网并实现火电系统的购电费用最低和保证火电机组的安全高效运行。在其他国家的电力市场中,水电与火电的竞价模式基本相同,但水电厂在向电力交易中心提交竞价方案之前必须完成自优化模拟运行^[11-13]。本文结合水库的运行特点建立电力市场条件下的水电机组线性优化模

型,同时考虑了多种约束条件。为加快计算速度,针对模型的结构采用变量有界的单纯形算法求解。最后以某实际水电厂的资料对模型进行验证,并将计算结果与该水电厂的实际运行结果进行对比,以表明本文提出的模型和算法是可行有效的。

1 现货交易中的水电厂优化调度模型

水电厂按空间位置的不同可分为梯级、并联和混联系统。根据我国的实际情况,在电力市场环境下的最可能的市场利益主体划分方式是梯级水电厂同属于一个电力公司,而其他水力联系较弱或没有水力联系的电厂则作为单独的市场主体参与报价。这样,从发电侧出发任何电力公司都可等价为一个电力生产者并拥有所有电厂的机组。因此,研究单一水电厂的报价方式具有普遍意义^[14]。由于难以合理准确地计量电厂间的补偿效益,此处不考虑梯级电厂获得标的后如何在内部分配利益的问题。

在区域电力市场的设计规则中,文献[12]认为具备条件的水电厂应以厂为单位(由多个不同接入点接入电网的电厂以每个接入点的机组群为单位)进行报价,但并没有给出这样设计的具体原因。我国目前已经和正在运行的区域电力市场(如华东和南方电力市场)的运营规则均要求火电厂以机组为单位进行报价。考虑到现代水电厂多采用高水头大容量的机组,且水电机组比火电机组具有更大更好的调节性能,因此水电厂以机组为单位进行报价具有更大的优越性。

对水库调度的研究表明,水库调度模型应体现用水的效率和用水的持续性^[15]。用水效率是指调度期内的发电效益最大化,用水持续性则强调前期用水对将来的累积影响。设某水电厂有 N 台机组,计划期共有 T 个时段,在电力市场下的目标函数是自身利益最大化。水电厂在运行中通过售电获得收益,同时消耗一次能源。这样,水电厂制定最优报价的实质是在收益和能源节约之间进行权衡。能源节约效益可以通过水电厂的蓄水量来反映,计划期末的蓄水量越多则当日节省的能源越多,水库水位也越高,从而提高了水电机组的运行效率^[16]。因此,水电厂的效益(由售电和蓄能价值组成)最大化问题可表示为

$$\max U = \max(R + F) \quad (1)$$

式中: R 为售电收入; F 为水电厂计划期末的蓄能价值,且有

$$R = \sum_{t=1}^T r(t)P(t)\Delta t \quad (2)$$

$$F = c[V(T) - V(0)] \quad (3)$$

式中: $r(t)$ 和 $P(t)$ 分别为 t 时段的市场出清价和电厂出力; Δt 为时段长; $V(T)$ 为水库在 t 时段的库容; c 为计划期末的水价值, 是水资源规划的中短期和长期计划的协调因子, 反映了综合利用水资源的机会成本, 一般由长期规划计算得到。对于以发电为主的水库, 电站的平均耗水率为 b , 平均电价为 \bar{r} , 则 c 可以近似表示为^[17]:

$$c = \bar{r} / b \quad (4)$$

电厂出力为所有参与调度的机组的出力之和, 即

$$P(t) = \sum_{i=1}^N p_i(t) \quad (5)$$

式中 $p_i(t)$ 为机组 i 在 t 时段的出力。

无调节能力的水库水电站只能充分利用来水发电, 其运行方式几乎无优化可言。具有季以上调节能力的水库水电站在一天内水头基本不变, 即有

$$p_i(t) = I_i q_i(t) \quad (6)$$

式中: I_i 为机组 i 的耗水成本系数; $q_i(t)$ 为机组 i 在 t 时段的发电流量。水电厂在安排运行计划时, 还必须满足以下技术和物理约束:

(1) 水量平衡方程

$$V(t) = V(t-1) + [I(t) - Q(t)]\Delta t \quad (7)$$

式中: $I(t)$ 为水电厂的综合来水, 对于短期尤其是日运行一般可通过水位站监测或预测来准确获得。电厂下泄流量 $Q(t)$ 为各机组发电流量之和:

$$Q(t) = \sum_{i=1}^N q_i(t) \quad (8)$$

(2) 库容上下限约束

$$V_{\min} \leq V(t) \leq V_{\max} \quad (9)$$

(3) 出库流量上下限约束

$$Q_{\min}(t) \leq Q(t) \leq Q_{\max}(t) \quad (10)$$

(4) 机组流量上下限约束

$$q_i^{\min}(t) \leq q_i(t) \leq q_i^{\max}(t) \quad (11)$$

(5) 电厂出力上下限约束

$$P_{\min}(t) \leq P(t) \leq P_{\max}(t) \quad (12)$$

(6) 机组出力上下限约束

$$p_i^{\min}(t) \leq p_i(t) \leq p_i^{\max}(t) \quad (13)$$

2 模型转换及求解

在来水确定的条件下, 机组的出力和流量具有一一对应关系。选取决策变量为 $q_i(t)$, 则由式(7)(8)可知

$$V(t) = V(0) + \sum_{k=1}^t [I(k) - \sum_{i=1}^N q_i(k)]\Delta t$$

将上式分别代入式(3)(9)可得

$$F = c \sum_{k=1}^T \left[I(k) - \sum_{i=1}^N q_i(k) \right] \Delta t \quad (14)$$

$$V_{\min} \leq V(0) + \sum_{k=1}^t [I(k) - \sum_{i=1}^N q_i(k)]\Delta t \leq V_{\max}$$

即

$$[V(0) - V_{\max}] / \Delta t + \sum_{k=1}^t I(k) \leq \sum_{k=1}^t \sum_{i=1}^N q_i(k) \leq$$

$$[V(0) - V_{\min}] / \Delta t + \sum_{k=1}^t I(k) \quad (15)$$

将式(8)代入式(10)可得

$$Q_{\min}(t) \leq \sum_{i=1}^N q_i(t) \leq Q_{\max}(t) \quad (16)$$

综合式(5)(6)和(12)可得

$$P_{\min}(t) \leq \sum_{i=1}^N I_i q_i(t) \leq P_{\max}(t) \quad (17)$$

综合式(6)(11)和(13)可得

$$\max\{q_i^{\min}(t), p_i^{\min}(t)/I_i\} \leq q_i(t) \leq \min\{q_i^{\max}(t), p_i^{\max}(t)/I_i\}$$

设 $R_i^{\min}(t) = \max\{q_i^{\min}(t), p_i^{\min}(t)/I_i\}$, $R_i^{\max}(t) = \min\{q_i^{\max}(t), p_i^{\max}(t)/I_i\}$, 则有

$$R_i^{\min}(t) \leq q_i(t) \leq R_i^{\max}(t) \quad (18)$$

由式(1)(2)(5)(6)(14)~(18)组成的优化问题属于变量有界线性规划问题, 可以采用改进的单纯形算法进行求解^[18], 求解时不必在变量的双边不等式约束两端分别添加松弛变量和剩余变量以形成线性规划的标准形式, 编写计算程序时只需对原始的单纯形算法进行少量改动, 但却可以极大地减少标准型线性规划系数矩阵的维数, 提高计算效率, 具体计算步骤参见文献[18]。

3 算例分析

为验证本文提出模型的有效性, 采用某实际水电厂的典型日运行数据进行仿真计算。该水电厂把陕西省、甘肃省和青海省电网连接在一起, 装有 5 台机组且以发电为主。为了便于比较, 典型运行日的选择原则之一是电厂该日所有计划运行机组均参与运行, 这样就可不必考虑检修计划, 而认为检修计划由长期规划来确定。所选典型日的初始库容为 $5.2 \times 10^9 \text{ m}^3$, 水库最大库容为 $6.0 \times 10^9 \text{ m}^3$, 最小库容为 $1.0 \times 10^9 \text{ m}^3$, 电厂的入库流量为 $900 \text{ m}^3/\text{s}$, 最小和最大出库流量分别为 0 和 $3780 \text{ m}^3/\text{s}$, 上述各量在各时段的取值相同。5 台机组在额定水头为 110 m 时的特性见表 1。

表 1 额定水头 110 m 时的机组特性

Tab. 1 The characteristics of units in nominal head 110 m

| 机组 编号 | 机组最小 出力/MW | 机组最大 出力/MW | 机组最小 过流量/(m ³ /s) | 机组最大 过流量/(m ³ /s) | 耗水成本系数/ (MW/(m ³ /s)) |
|----------|---------------|---------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 50 | 290 | 75 | 288 | 0.87 |
| 2 | 0 | 300 | 35 | 315 | 0.898 |
| 3 | 0 | 300 | 45 | 302 | 0.79 |
| 4 | 0 | 300 | 35 | 315 | 0.898 |
| 5 | 130 | 360 | 158 | 378 | 0.927 |

为反映电价与需求的正相关关系,假设电厂各时段允许发电有功功率的最小值为0,但最大负荷与时段有关。所预测的市场出清价和电厂最大允许发电有功功率见表2。

表2 预测的市场出清价和电厂最大允许发电有功功率**Tab. 2 The forecasted market clearing price and maximum active power limits**

| 时段 | 电价/ 元/kWh | 有功出力 上限/GW | 时段 | 电价/ 元/kWh | 有功出力 上限/GW |
|----|--------------|---------------|----|--------------|---------------|
| 1 | 0.12 | 1 | 13 | 0.36 | 1.350 |
| 2 | 0.12 | 1 | 14 | 0.24 | 1.125 |
| 3 | 0.12 | 1 | 15 | 0.24 | 1.125 |
| 4 | 0.12 | 1 | 16 | 0.24 | 1.125 |
| 5 | 0.12 | 1 | 17 | 0.24 | 1.125 |
| 6 | 0.12 | 1 | 18 | 0.24 | 1.125 |
| 7 | 0.12 | 1 | 19 | 0.24 | 1.125 |
| 8 | 0.24 | 1.125 | 20 | 0.36 | 1.35 |
| 9 | 0.24 | 1.125 | 21 | 0.36 | 1.35 |
| 10 | 0.24 | 1.125 | 22 | 0.36 | 1.35 |
| 11 | 0.36 | 1.35 | 23 | 0.12 | 1 |
| 12 | 0.36 | 1.35 | 24 | 0.12 | 1 |

按照电价和蓄能效益的组合方式分别对以下4种情况进行测试:

(1) 单一电价,不计蓄能。这种情况对应计划经济下的发电量最大模型,可以与常规调度情况进行比较。优化计算得到的发电量为27.225 GWh,对典型日常规运行进行统计所得到的最大发电量为23.040 GWh,优化效益较显著。

(2) 竞争电价,不计蓄能。此时优化计算得到的日发电量仍然为27.225 GWh,且电厂发电出力过程与情况(1)相同,在各时段均按照允许的最大出力满发。可见当不计蓄能时,如果不控制计划期末水位,电厂的资源可以视为无限,则电厂不必注意外部电价的波动,尽量发电即可使发电效益最大。

(3) 单一电价,计及蓄能。在已知预测电价和机组的单位耗水成本系数时,根据式(4)可按以下公式预估计算水价值:

$$c = K N \sum_{t=1}^T r(t) / T \sum_{i=1}^N \frac{1}{I_i} \quad (19)$$

式中: K 为单位转换系数,当电价单位为元/kWh、耗水成本系数单位为 MW/(m³/s)时 K 取值 0.27778。如果需要获得较准确的水价值则需要先在预估的基础上进行精确调整计算,调整的方式是与情况(1)进行比较,如果其发电量明显小于情况(1)的发电量

则表明该值估计过大,应当减少;反之则应适当增大。在计算过程中发现,采用上述精确调整方法得到的总电量在 c 的某一很小变化范围内对其变化敏感,几乎为阶跃函数,这种突变正好反映了发电和蓄能之间的最佳权衡,揭示了水的真实价值。当电厂以发电为主时, c 取变化的最小值;当电厂以供水或其它兴利用途为主时 c 取变化的最大值。图1给出了该例的调整过程,可见水的真实价值介于 $2.46 \times 10^{-4} \sim 2.50 \times 10^{-4}$ 元/m³ 之间,因该水电厂以发电为主,故取水价值为 2.46×10^{-4} 元/m³。计算得到的发电量为24.246 GWh,小于情况(1)的优化发电量,这说明考虑水库蓄能的影响时电厂可能会适当减少发电量以抬高期末库水位。情况(1)(3)的最优库容过程线如图2所示,电厂的蓄能效益为128万元,总效益为674万元,远大于情况(1)中按平

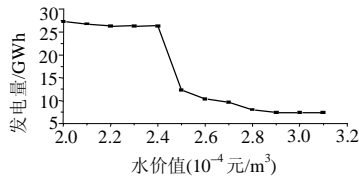


图1 水价值和发电量的关系

Fig. 1 The relationship between water value and generation

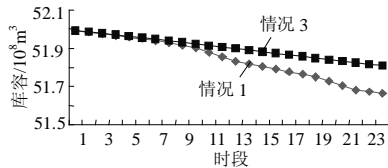


图2 情况 1 和 3 的最优库容变化过程

Fig. 2 The optimal process of reservoir volume in case 1 and 3

表3 情况 4 的优化调度结果

Tab. 3 The optimal dispatch results in case 4

| 时段 | 1号机 | | 2号机 | | 3号机 | | 4号机 | | 5号机 | |
|----|------------------------|-------|------------------------|-------|------------------------|-------|------------------------|-------|------------------------|-------|
| | 流量/(m ³ /s) | 出力/MW | 流量/(m ³ /s) | 出力/MW | 流量/(m ³ /s) | 出力/MW | 流量/(m ³ /s) | 出力/MW | 流量/(m ³ /s) | 出力/MW |
| 1 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 2 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 3 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 4 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 5 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 6 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 7 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 8 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 9 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 10 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 11 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 12 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 13 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 14 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 15 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 16 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 17 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 18 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 19 | 199 | 173 | 315 | 283 | 45 | 36 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 20 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 21 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 22 | 288 | 251 | 315 | 283 | 232 | 183 | 315 | 283 | 378 | 350 |
| 23 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |
| 24 | 75 | 65 | 306 | 274 | 45 | 36 | 306 | 274 | 378 | 350 |

在计及蓄能效益时，考虑价格因素的模型在价格较高时段的出力较大，在低价格时段的总出力甚至可能会比发电量最大模型更少，说明电价对资源的利用具有引导作用，高电价时段鼓励多发电，低电价时应适当削减发电量。

(2) 当计及蓄能效益时，调度期内发电效益下降，但总体效益增加，表明了发电效益应与其他效益权衡，符合实际情况。

(3) 水价值的估计对计算结果具有明显的指导意义。当水价值较大时调度期内的发电效益较小，当水价值降低到某一较小值时发电效益增加很快，这有利于揭示水的真实价值。因此，采用本文提出

均电价计算的发电效益，充分体现了蓄能的影响。

(4) 竞争电价，计及蓄能。与情况(3)相比，此时电厂各时段的发电量除了在高电价时段相同外，其余时段均以允许的最大出力发电，发电量增加较多。发电效益增加为 642 万元，表明市场出清价对机组调度出力具有较强的激励作用。期末库容相对下降不多，损失的蓄能效益仅为 3 115 元。表 3 给出了优化计算结果。

4 结论

(1) 在竞争的市场环境下，价格反映了资源稀缺的程度。传统的水库优化调度普遍采用发电量最大模型，未考虑价格的影响，这与市场环境不符。

的水价值估计方法通过不断调整预测电价可以指导电厂确定自身的报价是否合适，从而提高中标机会。

(4) 本文的研究重点是对水的持续综合效益与发电效益进行权衡，采用简化的线性函数表示蓄能余留效益函数，在机组性能特性函数中认为水头的变化影响甚微，也没有考虑机组的动态开停机和禁止运行区对调度的影响，这将是下一步的研究重点。

参考文献

[1] 周明, 严正, 倪以信, 等. 含误差预测校正的 ARIMA 电价预测新方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 63-68.
Zhou Ming, Yan Zheng, Ni Yixin, et al. A novel ARIMA approach electricity price forecasting with the improvement of predicted error [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 63-68(in Chinese).

- [2] Conejo A J, Plazas M A, Espinola R, et al. Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(2): 1035-1042.
- [3] 倪二男, 管晓宏, 李人厚. 梯级水电系统组合优化调度方法研究[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(1): 9-23.
Ni Ernan, Guan Xiaohong, Li Renhou. Optimization-based hydro commitment in scheduling head-dependent cascaded reservoirs [J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(1): 9-23(in Chinese).
- [4] 袁智强, 侯志俭, 蒋传文, 等. 水火电力系统古诺模型均衡分析[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(4): 17-21.
Yuan Zhiqiang, Hou Zhijian, Jiang Chuanwen, et al. Analysis of Cournot equilibrium in hydrothermal power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(4): 17-21(in Chinese).
- [5] Gil E, Bustos J, Rudnick H. Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(4): 1256-1264.
- [6] Scott T J, Read E G. Modeling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market[J]. International Transactions in Operations Research, 1996, 3(3/4): 243-253.
- [7] Pritchard G, Zakeri G. Market offering strategies for hydroelectric generators [J]. Operations Research, 2003, 51(4): 602-612.
- [8] 丁军威, 胡昉, 夏清, 等. 竞价上网中的水电优化运行[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(3): 19-23.
Ding Junwei, Hu Yang, Xia Qing, et al. Hydropower optimization in competition with thermal generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(3): 19-23(in Chinese).
- [9] 蔡兴国, 林士颖, 马平. 现货交易中梯级水电站竞价上网的研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(8): 56-59.
Cai Xingguo, Lin Shiyong, Ma Ping. Study on bidding price of cascaded hydro plants in spot transaction[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(8): 56-59(in Chinese).
- [10] 蔡兴国, 林士颖, 马平, 等. 电力市场中梯级水电站优化运行的研究[J]. 电网技术, 2003, 27(9): 6-9.
Cai Xingguo, Lin Shiyong, Ma Ping, et al. Study on optimal operation of cascaded hydropower plants in electricity market[J]. Power System Technology, 2003, 27(9): 6-9(in Chinese).
- [11] Conejo A J, Arroyo J M, Contreras J, et al. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(4): 1265-1272.
- [12] 尚金成, 张兆峰, 韩刚. 区域电力市场竞价交易模型与交易机制的研究(一)竞价交易模型及其机理、水电参与市场竞价的模式及电网安全校核机制[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(12): 7-14.
Shang Jincheng, Zhang Zhaofeng, Han Gang. Study on transaction model and mechanism of competitive regional electricity market part one transaction model and mechanism, participation mode for hydroelectricity participants and power system security checking mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(12): 7-14(in Chinese).
- [13] 吴玮, 周建中, 杨俊杰, 等. 分时电价下三峡梯级电站在日前电力市场中的优化运营[J]. 电网技术, 2005, 29(13): 10-14.
Wu Wei, Zhou Jianzhong, Yang Junjie, et al. Day-ahead optimization schedules of three gorges cascade hydropower stations based on time-of-use electricity price[J]. Power System Technology, 10-14(in Chinese).
- [14] 贾嵘, 李阳, 丁建河, 等. 改进遗传算法在水电站日优化运行模型中的应用[J]. 电网技术, 2005, 29(14): 77-80.
Jia Rong, Li Yang, Ding Jianhe, et al. Application of improved genetic algorithm in daily optimal operation model for hydropower stations[J]. Power System Technology, 2005, 29(14): 77-80(in Chinese).
- [15] 第二十九届中国电网调度运行会水库调度专业组. 水库调度专业综述[C]. 第二十九届中国电网调度运行会, 上海, 2005.
- [16] 曾勇红, 姜铁兵, 张勇传. 三峡梯级水电站蓄能最大长期优化调度模型及分解算法[J]. 电网技术, 2004, 28(10): 5-8.
Zeng Yonghong, Jiang Tiebing, Zhang Yongchuan. A long-term scheduling model for stored energy maximization of three gorges cascade hydroelectric stations and its decomposition algorithm [J]. Power System Technology, 2004, 28(10): 5-8(in Chinese).
- [17] 李承军, 余昕卉, 程淑, 等. 分时电价下水电站群短期优化调度模型研究[J]. 水利水电技术, 2005, 36(7): 116-119.
Li Chengjun, Yu Xinhui, Cheng Shu, et al. Model study on short-term scheduling for hydropower system with time-varying prices[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2005, 36(7): 116-119(in Chinese).
- [18] 杨冰. 实用最优化方法及计算机程序[M]. 哈尔滨: 哈尔滨船舶工程学院出版社, 1994.

收稿日期: 2007-02-04.

作者简介:

曾勇红(1973—), 男, 在站博士后, 研究方向为电力市场和水库优化调度, E-mail: zeng_yonghong@163.com;

王锡凡(1936—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析、规划及电力市场;

张显(1977—), 男, 博士, 从事电力市场方面的研究工作。

(编辑 王金芝)