

基于参数调整策略的水电厂长期电量优化分配

曾勇红, 刘柱, 王锡凡, 冯长友
(西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安)

摘要: 基于预测市场出清价, 结合双边合同市场、现货市场以及备用市场等多种市场交易结构, 建立了水电厂效用最大化长期交易模型. 采用 AR(1) 模型预测市场出清价, 风险价值指标则用于度量电价的波动性风险. 整个模型由大系统分解协调原理求解, 上层子问题给出使整体效益最优的合同流量及各时段的最优分配策略, 下层子问题对现货市场与旋转备用市场进行优化分配. 通过调整模型参数, 能得到不同风险偏好的水电厂面对同一电力双边合同或者同一水电厂对于不同价格双边合同的电量优化分配策略.

关键词: 参数调整策略; 风险价值; 分解协调原理; 电量优化分配; 电力市场

中图分类号: TM77 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2008)08-1010-05

Long Term Optimal Energy Allocating for Hydropower Plant Based on Parameter Adjusting Strategy

ZENG Yonghong, LIU Zhu, WANG Xifan, FENG Changyou
(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Based on forecast market clearing price, a long term hydroelectricity energy trading model with profit maximization is proposed, where the tradeoff among the bilateral contract market, spot market and reserve market is conducted simultaneously. AR (1) is used for predicting the market clearing price and value at risk measures for the volatile risk of electricity price. The proposed model is solved by the principle of decomposition and coordination for large scale system to obtain the optimal contract discharge to the overall benefit and optimal allocating strategy in the upper sub-problem, and the optimal discharge in spot and spinning reserve market can be considered in the low sub-problem. By adjusting parameters, the model can provide optimal energy allocation for hydropower plants with different risk preference as facing the same electricity contract, or for a certain plant facing contract with various prices.

Keywords: parameters adjusting strategy; value at risk; decomposition and coordination principle; optimal energy allocation; power market

电能资产管理面临的风险可分成短期运营风险、中期交易风险以及长期估价风险^[1]. 水电厂通常面临着价格风险、来水量不确定性风险、负荷需求量不确定性风险、金融基差风险以及信用风险. 根据资产管理的计划时间, 对这些风险的管理模型的描述精确程度一般不同. 在电价和来水量确定的情况下, 一些文献研究了水电厂在目前现货市场中的最优发

电计划^[2-3], 文献^[4]则结合水电特性, 通过求解水电站长期发电效益最大模型, 引出了微增水价值的概念, 重点探讨了以水价值为指导的水电运营模式.

传统的水库长期优化调度一般考虑了来水的随机性, 建立的模型可以满足期望发电量最大的目标. 在电力市场环境下, 为了保持电价稳定, 避免电价波动风险, 发电公司可能选择与电网经营者签订一定

数量的双边合同.面对目前市场和双边合同市场,水电厂需要制定新的长期分配策略:在某个电力合同价格下,如何分配自身的电力用于目前市场交易与双边合同交易,以使自身效用最大^[5].

尽管在制定长期计划时对如何考虑发电计划和风险管理尚存在争议,但从目前的发展趋势看,统一发电计划和风险管理的模型具有较多的优点.文献[6]假设合同价格为现货电价均值,比较了各种气象条件下水电厂合同电量对其收益的影响,从而选择一种概率意义上的最优合同电量.从现有的文献来看,涉及市场风险管理的文献主要集中在火电^[7-8],对水电厂的风险研究仍然较少.

本文建立了水电厂效用最大化长期交易模型.该模型考虑了电价的波动风险以及来水量的不确定风险,通过调整模型参数,能得到不同风险偏好的水电厂面对同一电力双边合同的优化分配策略,或者同一水电厂对不同价格双边合同的优化分配策略.

1 水电厂长期电量交易模型

水电厂对电价风险的偏好分为多种类型^[9],套利者和投机者是风险喜好者,其目的是在电力交易的同时利用电价波动获取更高的效用,而保值者是风险回避者,其交易目的是为了减小电力交易的风险获取较稳定的效用,因此这里采用期望-风险效用模型来衡量水电优化分配的市场策略

$$U(R) = E(R) - \gamma V_{ar}(R) \quad (1)$$

式中: R 指水电厂的收入; $U(R)$ 为交易的效用; $E(R)$ 表示交易的期望收入; $V_{ar}(R)$ 表示交易的风险价值; γ ($0 \leq \gamma \leq 1$)代表水电厂的风险规避系数,若其值接近于1,则表示水电厂为风险回避者,若其值接近于0,则表示水电厂为风险中立者,文中假设水电厂均为非风险喜好者.由于水电厂建成后的发电成本一般很小,本文不考虑该成本.

对于长期发电计划,水电厂的出力为

$$N = \eta K Q h \Delta t \quad (2)$$

式中: η 为水量利用系数; K 为电站综合出力系数; Q 为发电流量; h 为发电水头; Δt 为时段.

双边合同交易的收入即为合同电量与合同价格之积,即

$$E(R_c) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T P_c N_c(t, i) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_c Q_c(t, i) h(t, i) \quad (3)$$

双边合同交易的风险为

$$V_{ar}(R_c) = V_{ar} \left\{ \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_c Q_c(t, i) h(t, i) \right\} = 0 \quad (4)$$

现货市场的售电收入为各时段现货市场售电收入之和,即

$$E(R_s) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_s(t, i) Q_s(t, i) h(t, i) \quad (5)$$

现货市场交易的风险为

$$V_{ar}(R_s) = V_{ar} \left\{ \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_s(t, i) Q_s(t, i) h(t, i) \right\} \quad (6)$$

旋转备用市场的收入与现货市场的计算方法相同,即

$$E(R_r) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_r(t, i) Q_r(t, i) h(t, i) \quad (7)$$

旋转备用市场交易的风险为

$$V_{ar}(R_r) = V_{ar} \left\{ \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T \eta K P_r(t, i) Q_r(t, i) h(t, i) \right\} \quad (8)$$

水电厂的期望效用为各市场的期望收入,即

$$E(R) = E(R_c) + E(R_s) + E(R_r) \quad (9)$$

水电厂交易的风险为各市场风险之和,即

$$V_{ar}(R) = V_{ar}(R_c) + V_{ar}(R_s) + V_{ar}(R_r) = V_{ar}(R_s) + V_{ar}(R_r) \quad (10)$$

式(3)~式(10)中: P_c 为双边合同电价; Q_c 为电站用于合同交易的发电流量; $Q_c(t, i)$, $Q_s(t, i)$, $Q_r(t, i)$ 分别表示第 t 天第 i 时段的合同交易的发电流量、现货交易的发电流量、旋转备用交易的发电流量; $P_s(t, i)$, $P_r(t, i)$ 分别表示第 t 天第 i 时段的现货电价和旋转备用价格,它们均通过电价预测模型得到; T_1 , T_2 分别为水电厂交易规划(即双边合同交易的有效期跨度)的起始时间和终止时间.

显然,优化分配策略使得水电厂在各个市场中交易的效用最大,即

$$\max U(R) = \max \{E(R) - \gamma V_{ar}(R)\} \quad (11)$$

并且约束条件如下.

(1)水量平衡约束

$$V(t, i) = V(t, i-1) + 3\,600[q(t, i) - Q(t, i)]\Delta t \quad (12)$$

(2)水库蓄水量约束

$$V_{\min}(t, i) \leq V(t, i) \leq V_{\max}(t, i) \quad (13)$$

(3)水库流量约束

$$Q_{\min}(t, i) \leq Q(t, i) \leq Q_{\max}(t, i) \quad (14)$$

(4)水电站出力限制

$$N_{\min}(t,i) \leq \eta K h(t,i) Q(t,i) \leq N_{\max}(t,i) \quad (15)$$

(5)总用水量约束

$$3\ 600 \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_{i=1}^T Q(t,i) \Delta t \leq W \quad (16)$$

(6)时段用水平衡约束

$$Q(t,i) = Q_c(t,i) + Q_s(t,i) + \alpha Q_r(t,i) \quad (17)$$

(7)变量非负约束

$$Q_c(t,i) \geq 0; Q_s(t,i) \geq 0; Q_r(t,i) \geq 0 \quad (18)$$

(8)上报流量约束

$$3\ 600 \Delta t [Q_c(t,i) + Q_s(t,i) + Q_r(t,i) - q(t,i)] \leq V(t,i-1) - V_{\min}(t,i) \quad (19)$$

(9)水头计算公式

$$h(t,i) = Z_u - Z_d \quad (20)$$

式中: $V(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段末的水库蓄水量; $q(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段平均入库流量; $Q(t,i)$ 为电站在第 t 天第 i 时段的发电流量; $V_{\min}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段应保证的水库最小蓄水量; $V_{\max}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段允许的水库最大蓄水量; $Q_{\min}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段应保证的最小流量; $Q_{\max}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段水轮机的最大过水能力或允许的最大流量; $N_{\min}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段允许的最小出力(取决于水轮机的种类与特性); $N_{\max}(t,i)$ 为电站第 t 天第 i 时段的最大出力限制; T 为日内计算总时段; W 为电站有效期内的总用水量; α 为旋转备用的实际调用系数($0 \leq \alpha \leq 1$), 可由历史数据分析得到; Z_u 、 Z_d 分别为水电厂的上、下游水位。

注意上述模型包含了电价和来水量两个随机变量, 因此该模型本质上是一个随机优化问题。由于随机优化问题通常求解困难, 本文在求解时使用了随机变量的期望值, 将随机问题转化为确定性等价类问题进行求解, 这种求解策略引起的相合性问题则通过对风险参数的调整加以减轻。

市场出清价采用 AR(1) 模型预测, 来水量的不确定风险则使用蒙特卡罗方法模拟。由于篇幅所限, 本文省略了这些内容, 具体过程可参考文献[5, 10]。

2 模型的求解

从上面的模型可以看出, 该问题涉及水电厂规划期间每个时段的交易, 决策变量有 $Q_s(t,i)$ 、 $Q_r(t,i)$ 和 $Q_c(t,i)$, 因此该问题的优化量很大, 采用大系统分解协调原理求解是合适的, 其基本思想是将大

系统由耦合变量分解为一系列易于求解的子问题, 通过不断调整耦合变量的大小循环迭代来逼近原问题的最优解^[11]。

当采用大系统分解协调原理求解水电厂长期交易模型时, 可将该问题分解为两层优化问题, 下层子问题是在 Q_c 为已知的前提下对现货市场与旋转备用市场进行优化分配。这里我们首先给定 Q_c 一个初始值, 则 $Q_c(t,i) = Q_c / T(T_2 - T_1)$ 。上层问题按照 Q_c 占整个规划期的百分比从 0 到 100% 进行调整优化, 给出使整体效益最优的合同流量及各时段的最优分配策略。若 P_c 给定, 则该问题仅包含合同变量 Q_c 。

整个求解步骤如下:

(1) 给定 Q_c 初值, 进行初始化;

(2) 调用电价预测程序给出目前市场中各时段的现货和备用的出清价;

(3) 求解整个规划期内剩余流量在现货市场和备用市场中的优化分配, 得到该 Q_c 下水电厂的最大效用;

(4) 采用优化方法改变 Q_c 值, 重复步骤 3, 得到水电厂的优化分配策略 Q_c 以及最大效用值。

在实际应用过程中, 通过改变模型中的参数, 该模型还可给出以下 6 种市场交易结构下的电量优化分配策略:

(1) 令合同交易量为 0, 现货市场电价为 0, 该模型可给出只考虑备用市场的电量优化分配策略;

(2) 令合同交易量为 0, 备用市场电价为 0, 该模型可给出只考虑现货市场的电量优化分配策略;

(3) 令现货市场和备用市场的电价均为 0, 该模型可给出只考虑双边合同市场的电量优化分配策略;

(4) 令合同交易量为 0, 该模型可给出同时考虑现货市场和备用市场的电量优化分配策略;

(5) 令现货市场电价为 0, 该模型可给出同时考虑双边合同市场和备用市场的电量优化分配策略;

(6) 令备用市场电价为 0, 该模型可给出同时考虑双边合同市场和备用市场的电量优化分配策略。

3 算例分析

为了验证所提出模型的有效性, 以中国西部某大型定水头水电厂进行月水电量优化分配为例进行计算。该水电厂装机容量 800 MW, 保证出力 175 MW, 年平均发电量 2.85 GW·h, 坝址控制面积 35 700 km², 总库容 2.58 × 10¹⁰ m³, 调节库容 1.67

$\times 10^{10} \text{ m}^3$, 预留有 $3.5 \times 10^9 \text{ m}^3$ 防洪库容, 水库正常蓄水位 330 m, 死水位 300 m, 设计发电水头 76.2 m, 水量利用系数 0.978 4, 电站综合出力系数 8.3. 调节期内最小和最大下泄流量分别为 $100 \text{ m}^3/\text{s}$ 和 $800 \text{ m}^3/\text{s}$, 各时段允许最小和最大出力分别为 50 MW 和 800 MW, 月均流量取为一定保证率下的 $630 \text{ m}^3/\text{s}$, 风险价值计算中的置信水平 $w=95\%$, 旋转备用的实际调用系数 $\alpha=0.15$, 取双边合同交易的有效期跨度为一个月, 以上各值可根据具体问题的要求进行更改。

3.1 最优分配策略

给定合同价格 $P_c=352 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 、风险规避系数 $\gamma=0.7$, 此时合同交易量对总效用的影响如图 1 所示. 可以看出, 随着合同量比例的加大, 水电厂的总效用呈现出先增加后减少的趋势, 在合同交易量达到总量的 88% 时达到最大, 为 $103.208 8 \times 10^6 \text{ 元}$. 这是因为合同价格是固定不变的, 而实际市场的电价时高时低, 当合同交易量达到 88% 时, 剩余电量刚好在某一高于合同电价的出清时刻完全分配, 此时如果继续加大合同交易量必然会导致总体效益的降低。

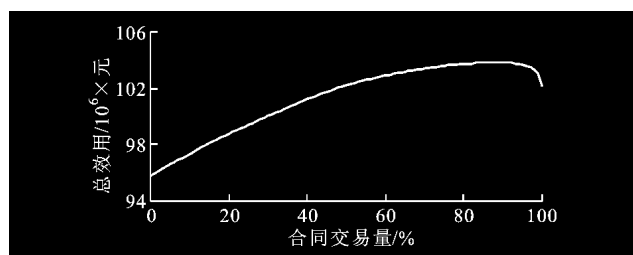


图1 合同交易量对总效用的影响

为了分析电量分配的合理性, 选取其中 2 天共 48 个时段的发电流量过程进行观察, 如图 2 所示, 相应的现货市场和备用市场的出清电价如图 3 所示. 从图中可以看出, 在电价较低的时段, 水电厂没有选择利用来水流量立刻进行发电, 而是将水量储存在了水库中, 在电价较高的时段则按照允许的流量上限进行发电, 充分体现了市场经济环境下各发电商以收益最大为目标的信号, 符合市场经济规律. 在备用市场, 由于备用的价格较低, 只有在备用价格相对较高的几点 (6、7、8 时段) 水电厂才会去投标备用市场. 竞价的备用流量最终只有实际发电流量的 15%, 剩余流量作为下一时段的可用水量能够继续产生收益. 虽然这几个时段的电价比同时段的现货电价低, 还是会激励水电厂参与备用市场竞价以便得到更大的效用。

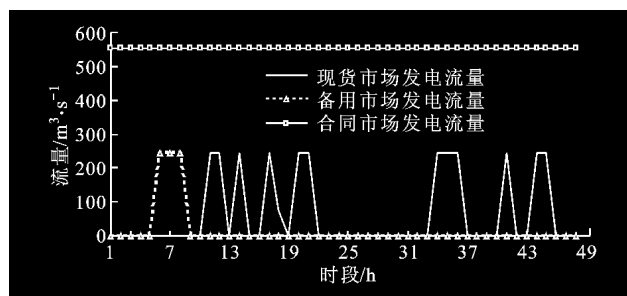


图2 现货、备用及合同市场流量过程

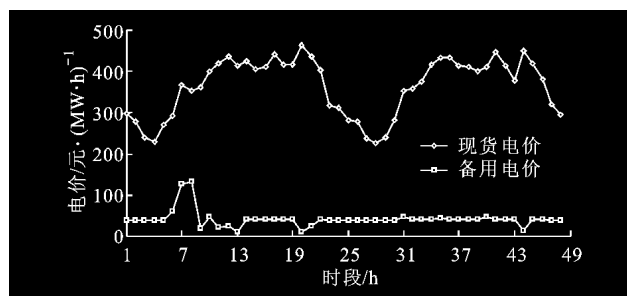


图3 现货及备用市场出清电价

从表 1 中可以看出, 在合同价格和风险规避系数给定的情况下, 只考虑备用市场的交易结构取得的效用最低, 而同时考虑合同、现货和备用市场的交易结构取得的效用最大, 说明多种市场交易结构可以更好地利用不同市场的优势进行互补, 从而获得最大的效用。

表 1 不同交易结构下水电厂的效用

交易结构	水电厂效用/ $10^6 \times \text{元}$
只考虑备用市场	18.465 1
只考虑现货市场	89.730 4
只考虑双边合同市场	102.095 2
同时考虑双边合同和现货市场	102.306 4
同时考虑双边合同和备用市场	102.770 4
同时考虑现货和备用市场	95.770 4
同时考虑双边合同、现货和备用市场	103.828 8

3.2 P_c 对水电厂分配策略的影响

不同的合同价格对水电厂选择电能交易市场具有指导作用. 图 4 给出了不同合同价格对本文水电厂交易策略的影响情况. 当 $P_c \leq 296 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 时, 该水电厂将仅通过目前市场交易电力 (其中以现货市场交易占主要部分). 随着合同价格的升高, 水电厂用于双边合同交易的电量不断增长, 相应地现货和备用市场的发电流量减少. 当 $P_c \geq 400 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 时, 双边合同的交易量已接近 100%. 因此, 当 $P_c \leq 296 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 时, 水电厂的效用将随

着合同交易量的增加而减少,此时水电厂的最优策略是全部电量用于现货和备用市场交易.当 $P_c \geq 400$ 元/(MW·h)时,水电厂的效用将随着合同交易量的增加而不断增长,此时几乎所有电量均通过双边合同进行交易.表2给出了不同合同价格下水电厂的最优分配策略及效用.

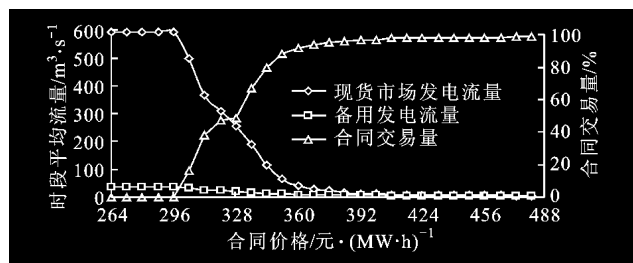


图4 合同价格分配策略的影响

表2 不同合同价格下水电厂的分配策略

P_c /元· (MW·h) ⁻¹	合同电量 /MW·h	现货电量 /MW·h	备用电量 /MW·h	水电厂效 用/10 ⁶ ×元
296	0	367.337 0	22.506 30	95.770 4
304	62.374 9	307.728 7	19.739 71	95.968 0
320	183.226 3	192.229 9	14.386 98	97.558 4
336	261.195 0	117.975 9	10.672 42	100.156 0
352	343.062 1	40.244 57	6.536 642	103.828 8
368	366.452 7	18.461 43	4.929 151	108.087 2
384	374.249 6	11.265 54	4.328 189	112.511 2
400	378.148 0	7.726 57	3.968 762	117.004 0
416	382.046 4	4.312 62	3.484 243	121.533 6
432	382.046 4	4.312 62	3.484 243	126.081 6
472	385.944 9	1.692 91	2.205 529	137.460 0

3.3 γ 对水电厂分配策略的影响

不同风险偏好的水电厂对市场的响应也存在差异.对于相同价格的双边合同,不同类型的水电厂可能采取不同的市场策略.图5给出了不同 γ 的水电厂对于同一双边合同的优化分配策略,其中合同价格仍定为 $P_c=352$ 元/(MW·h).从图中可以看出,对于同一个电力合同,选择不同 γ 的水电厂采取了不同的分配策略.当 $0 \leq \gamma \leq 0.2$ 时,其仅通过现货市场和旋转备用市场交易电量;当 $\gamma > 0.2$ 时,该水电厂将选择同时进入双边合同市场和日前市场进行电力交易并逐渐增加合同量;当 $\gamma=1$ 时,全部电量几乎都通过合同售出.当水电厂仅选择日前市场交易

时,分配到旋转备用市场的电量份额随着 γ 升高而增大,这说明备用市场的价格风险低于现货市场.

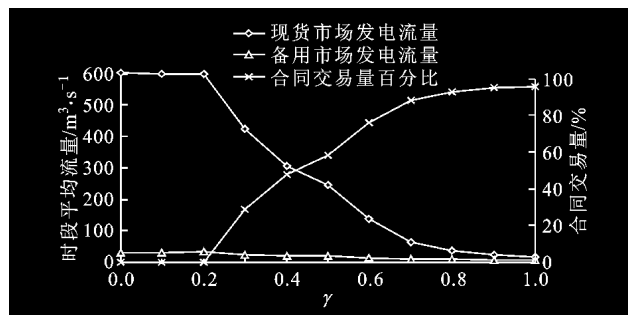


图5 不同 γ 的水电厂对于同一双边合同的优化分配策略

4 结 语

结合电力市场的多种交易模式,本文基于预测市场出清价,建立了以规划期内效用最大为目标的水电厂长期电量优化分配模型.考虑了系统边际电价、合同电价和合同电量的影响,还考虑了水电厂的多重约束条件以及电价的波动风险,同时利用蒙特卡罗模拟对来水量的不确定性进行了风险分析.最后以中国某大型水电厂对本文所建立的模型进行了检验,并对影响水电厂效益的不确定因素进行了灵敏度分析,通过实际数据验证了模型的合理性、有效性和实用性,为水电厂水量的优化分配提供了有效的决策依据.模型中具有多个可调参数,对风险系数进行调整可得到具有不同风险偏好的水电厂优化分配策略,对合同交易百分比、市场价格等进行调整可得到多种不同市场交易结构下的长期优化分配策略,这为发电侧电力市场建立具体运营方式提供了灵活的选择.

参考文献:

- [1] DENTON M, PALMER A, MASIELLO R, et al. Managing market risk in energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 494-502.
- [2] 陈建春,马光文,王黎,等.梯级水电厂日竞价优化运行方式研究[J].水力发电学报,2004, 23(8): 11-15.
CHEN Jianchun, MA Guangwen, WANG Li, et al. Optimal operation of cascade hydropower plants in competitive electricity market[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2004, 23(8): 11-15.
- [3] CONEJO A J, CONTRERAS J M, VILLAMOR F A. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(4): 1265-1272.
- [4] 李秋君,伍永刚,任广宇.电力市场下水电优化运行模

- 式探讨[J]. 华中电力, 2007, 19(3): 4-7.
- LI Qiujun, WU Yonggang, REN Guangyu. Discussion on the optimal operation mode of hydropower in electricity market[J]. Central China Electric Power, 2007, 19(3): 4-7.
- [5] 张显, 王锡凡, 王建学, 等. 发电商长期电能分配策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 6-12.
- ZHANG Xian, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. A long-term allocating strategy of power generators [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(1): 6-12.
- [6] CAMPO R A. Probabilistic optimality in long-term energy sales[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(2): 237-242.
- [7] CONEJO A J, NOGALES F J, ARROYO J M, et al. Risk-constrained self-scheduling of a thermal producer [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1569-1574.
- [8] IIVO V C, JUSSI K. Managing electricity market price risk[J]. European Journal of Operational Research, 2003, 145(1): 137-147.
- [9] 康重庆, 白利超, 夏清, 等. 电力市场中发电商的风险决策[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(8): 1-6.
- KANG Chongqing, BAI Lichao, XIA Qing, et al. Risk decision-making of generators in electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(8): 1-6.
- [10] 张彦科, 王丽萍, 李安强, 等. 水电厂竞价电量的风险分析模型及应用[J]. 水电自动化与大坝监测, 2006, 30(6): 27-30.
- ZHANG Yanke, WANG Liping, LI Anqiang, et al. Risk analysis model of bidding energy for hydropower plants and its application [J]. Hydropower Automation and Dam Monitoring, 2006, 30(6): 27-30.
- [11] LASDON L S. Optimization theory for large systems [M]. New York, USA: Courier Dover Publications, 2002.

(编辑 杜秀杰)