

不同市场机制下发电投资周期性波动的模拟分析

刘国跃, 曾鸣, 肖霖, 徐鸿

(华北电力大学, 北京市 昌平区 102206)

Dynamic Simulation and Analysis of Generation Investment Fluctuation Under Different Market Mechanisms

LIU Guo-yue, ZENG Ming, XIAO Lin, XU Hong

(North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

ABSTRACT: A dynamic simulation model of generation capacity investment was established, and the periodical fluctuation of generation investment was simulated and analyzed under several mechanisms. The simulation results show that fluctuation of generation investment can be gradually dampened under the energy-only mechanism in perfect environment. However, in imperfect conditions, neither the energy-only mechanism nor the capacity payment mechanism leads a sufficient and robust generation investment. Because the long term load forecast made by the ISO 3 years before the delivery year is more accurate than those made by the investors, and the downward sloping demand curve gives a capacity price signal that is more flexible, the reliability pricing model (RPM) is capable of leading sufficient generation investment and reducing electricity procurement cost. The model and its simulation result are valuable in the future market mechanism design in China, especially for the coordination between the goals of adequate generation investment and high market efficiency.

KEY WORDS: generation investment; dynamic simulation; energy-only mechanism; capacity payment mechanism; reliability pricing model

摘要: 建立动态模拟模型, 对多种机制下发电投资的周期性波动问题进行了全面模拟分析。研究证实, 在理想情况下单一能量机制可以缓解并最终消除发电投资的周期性波动, 而在非理想情况下即使容量费用足以回收投资成本, 但是决策环境的不确定性也会阻碍机制对于发电投资的调节作用。由于独立市场运营方发布的长期负荷预测比投资者自身预测更为客观正确, 而倾斜的容量需求曲线也能够及时提供适当的容量价格信号, 因此可靠性定价机制(reliability pricing

model, RPM)可以很好地引导发电投资并降低用户购电成本。该模型方法在现有相关研究成果中并不多见, 所得模拟结果对于我国未来电力市场机制设计兼顾协调“有效吸引发电投资”和“促进市场效率提高”这两个目标具有重要参考价值。

关键词: 发电投资; 动态模拟; 单一能量市场; 容量费用机制; 可靠性定价机制

0 引言

在经历了 3 年的电力供应短缺之后, 我国的电力供应在 2006 年已经趋于平衡, 并从 2007 年开始出现了局部供大于求的情况。回顾我国近 20 年来的发电容量投资的发展过程, 可以发现对于发电机组的投资长期以来都处于周期性波动的状态, 这不仅对于电力工业自身意味着资源的浪费, 同时也对整个社会造成了很大的社会成本^[1-3]。

在电力市场中, 设置价格上限的目的是为了抑制发电商的市场力, 控制价格的波动范围, 保护广大用户的利益。但是, 价格上限对价格信号的扭曲作用会抑制对发电容量投资的激励, 因而可能导致发电容量投资不足, 降低系统的供电可靠性, 因此, 需要采取容量机制等其他措施来进一步弥补价格上限的局限性。目前, 世界各国的学者经过研究已经提出了容量费用^[4]、容量要求^[5]、容量订购^[6]、RPM^[7-9]等多种容量机制, 但是对于究竟哪种机制是最优以及容量机制在实践中的具体作用却存在着广泛的争议。由一些国家或地区的实践可知, 在单一能量机制下, 供应短缺现象可以形成非常高的价格尖峰, 从而吸引发电投资。但如果市场价格长期保持在不合理的较高水平, 则可能会引发过度的发电投资, 从而导致发电投资的周期性波动^[10], 而

基金项目: 国家自然科学基金项目(70671041)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (70671041).

依据实物期权理论、发电投资的延迟行为还可能会加剧发电投资的动态周期性^[1]。针对以上文献共同关注的问题,本文提出了发电投资动态模拟的数学模型,通过定量的方法模拟分析了单一能量机制、容量费用机制和 RPM 机制下的发电投资周期性波动情况,并进行了全面的对比分析,在此基础上给出了适当的机制建议。

在发电投资的动态模拟问题中,目前已有的研究成果主要是在对系统动力学理论的应用方面^[12-14]。系统动力学是 Forrester 教授于 1958 年为分析生产管理及库存管理等企业问题而提出的系统仿真方法,在对复杂社会系统问题的研究中较为适用^[15]。对于电力市场的模拟问题,如果同时考虑过多过细的影响因素,而又无法准确量化各因素之间的相互作用关系,反而可能会降低模拟结果的准确性和可信性。在电力工业改革仍在试探中前进、电力市场竞争尚未完全开放的背景下,由于市场的供需两侧具有清晰明确的相互作用关系,因而在参考系统动力学理论的基础上,适当简化主体之间过细的作用环节和联系,通过动态模拟的方法进行研究更为合适^[16,17],因此,本文基于该思路建立了发电投资动态模拟的数学模型,并通过模型对不同机制在不同情景下进行模拟和对比分析。

1 动态模拟基本模型

本模型假设能量市场中的发电商按照边际成本报价,且忽略了投资者之间的策略性竞争行为。为了简化,模型假设发电机组从决策投建到竣工投产需要 5 年的建设周期,且模型中没有考虑需求侧价格弹性因素的影响。市场中有基荷、腰荷和峰荷 3 种类型机组可供投资者选择,不同类型的机组具有不同的固定成本和变动成本,投资者可以结合机组在市场的盈利状况,同时对各类机组分别做出不同的投资决策。具体决策流程如图 1 所示。

在本模型中,假设第 n 年某类发电机组投建容量 $Q_{invest,n}$ 的影响因素主要包括 3 个方面,即该类机组在第 n 年的盈利状况 $F_{profit,n}$ 、该类机组在第 $n+5$ 年供需预测中的短缺容量 $Q_{short,n}$ 和该类机组目前在建的发电容量,3 者之间的耦合方式如式(1)。

$$Q_{invest,n} = Q_{short,n} \times F_{profit,n} - \sum_{m=n-4}^{n-1} Q_{invest,m} \quad (1)$$

某类机组的未来短缺容量 $Q_{short,n}$, 主要由第 $(n-1)$ 年至第 $(n-4)$ 年之间该类机组的投建发电容量、第 n 年对第 $n+5$ 年的负荷预测水平以及该类机

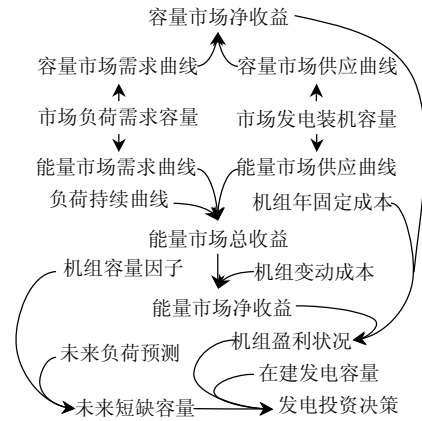


图 1 发电投资动态模拟的决策流程

Fig. 1 Decision-making process of generation investment

组的容量因子共同决定。为了区分理想状况与非理想状况对于发电投资激励的影响作用,模型假设在理想状况下投资者能够准确把握负荷需求的年增长率;而在非理想状况下,由于受到不确定性因素的妨碍和缺乏必要的投资引导,以及自身风险规避的特性,投资者倾向于对负荷需求的年增长率做出偏保守的估计^[18-19]。

$$Q_{short,n} = Q_{peak,n} \times (1 + g + e)^5 \quad (2)$$

式中: g 为负荷需求的实际年增速; e 为投资者保守估计时存在的预测误差。本模型取 $g = 2.5\%$, $e = -1\%$ 。

某类机组盈利状况,主要由第 n 年该类机组在能量市场的净收益 $\pi_{energy,n}$ 和容量市场的净收益 $\pi_{capacity,n}$, 以及机组每年需要回收的固定成本 C_{fixed} 共同决定。由于发电投资项目具有资金密集的特性,因此本文假设投资者在当前市场普遍亏损的情况下会停止投资,则 3 者之间的耦合关系如下:

$$F_{profit,n} = \begin{cases} 0, & \pi_{energy,n} + \pi_{capacity,n} < C_{fixed} \\ \frac{\pi_{energy,n} + \pi_{capacity,n}}{C_{fixed}} \times F_{invest}, & \text{其他} \end{cases} \quad (3)$$

式中 F_{invest} 为固定耦合因子,在本文中的取值为 0.1。

为了便于分析不同市场机制在长期内对于发电容量投资的影响作用,本模型将动态模拟的时间跨度设置为 50 年。模型假设市场供需在第 1 年时处于恰好平衡状态,并在随后的 5 年内每年建成的发电容量均低于需求增幅,从而可以根据第 6 年以后市场备用裕度的波动状况分析该机制对于发电容量投资的引导作用。同时,本模型通过将用户每年在能量和容量市场的购电总支出按当年用电量分摊,得到每年的平均购电成本,据此分析该机制对于用户购电成本的影响作用。

2 RPM 机制概述

关于单一能量机制和容量费用机制目前已有较多研究成果，与此相比，美国 PJM 市场最新实施的 RPM 机制还不为大多数人所熟悉。RPM 机制的首次提出始于 2005 年 8 月，当时为了改革原有的基于容量义务(capacity obligation)的容量市场机制，PJM 市场向 FERC(federal energy regulation committee)提交了基于 RPM 机制的容量市场设计方案。该方案历经多次修订完善，最终于 2006 年 12 月由 FERC 审批通过，并于 2007 年 6 月在 PJM 市场正式实施^[9]。

与原先采用的容量市场方案相比较，新的方案在考虑电网节点因素影响并避免容量资源频繁退出问题的同时，还对原容量市场中的需求投标方式进行了调整。如图 2(a)所示，依据原有的容量市场机制，负荷供电商必须按照 PJM 的要求在容量市场中认购足额的容量资源，否则会由于认购容量不足而被处以罚金。单位容量的罚金数额由 PJM 制定，并可视作容量市场中的价格上限，这是因为当容量市场中的单位容量价格高于这一水平时，负荷供电商宁可缴纳罚金也不再认购容量。然而，该项机制的实际运行结果表明，容量市场的价格波动非常剧烈。当发电容量过剩时，容量价格接近 0，而当发电容量短缺时，容量价格则骤增至上限水平。剧烈的价格波动不仅带来了巨大的投资风险，更重要的是致使容量市场无法有效引导发电投资。

PJM 的容量市场允许负荷供电商通过 RPM 交易认购所需的容量资源，或者选择参与固定容量需

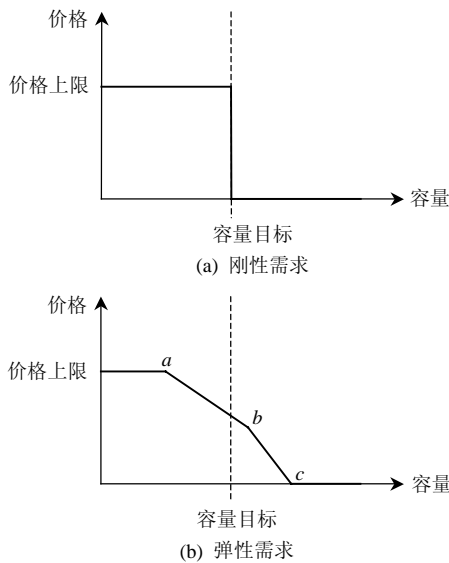


图 2 PJM 容量市场需求曲线

Fig. 2 Demand curve in PJM capacity market

求机制(fixed resource requirement)认购相应容量。通常，PJM 的容量交易以前者为主。对于每个执行年度，RPM 交易分为 4 次进行，其中以第一次交易也就是基本交易(base residual auction, BRA)为主，以其后的 3 次补充交易(incremental auction)和双边市场交易为辅。为了有效引导发电投资，BRA 交易比执行年度提前 3 年举行，由 PJM 代表所有参与 RPM 机制的负荷供电商制定出一条倾斜的可变容量需求曲线(variable resource requirement, VRR)，向市场中包括发电侧和需求侧在内的所有容量资源供应商认购容量。可变容量需求曲线的形式如下^[9]：

$$P_{\text{Capacity}} = \begin{cases} P_a, & Q < Q_a \\ \frac{Q - Q_b}{Q_a - Q_b} \times (P_a - P_b), & Q_a \leq Q < Q_b \\ \frac{Q - Q_c}{Q_b - Q_c} \times (P_b - P_c), & Q_b \leq Q < Q_c \\ P_c, & Q \geq Q_c \end{cases} \quad (4)$$

式中 a 、 b 、 c 3 点坐标 (P, Q) 满足如式(5)、(6)，参数 h 和 k 的取值参见表 1。

表 1 VRR 曲线关键点参数

Tab. 1 Key points parameters of VRR curve

参数	a	b	c
h	1.5	1.0	0.2
$k/\%$	-3	1	5

$$P = \frac{h \times P_{\text{NetCONE}}}{1 - R_{\text{EFORd}}} \quad (5)$$

$$Q = Q_{\text{peak}} \times (1 + R_{\text{FPR}}) \times \frac{(100\% + R_{\text{IRM}} + k)}{(100\% + R_{\text{IRM}})} - Q_{\text{ILR}} \quad (6)$$

式中： P_{Capacity} 为容量价格； Q 为市场中的可用容量(unforced capacity)； Q_{peak} 为执行年度的最高峰荷预测值； R_{FPR} 为可用需求系数(forecast pool requirement)； P_{NetCONE} 为新增峰荷机组每年需要回收的净成本(net cost of new entry)； R_{EFORd} 为机组平均强迫停运率(equivalent demand forced outage rate)； R_{IRM} 为目标备用裕度(installed reserve margin)。对于以上参数，本模型分别取值为 $R_{\text{FPR}}=1.02$ ， $P_{\text{NetCONE}}=35\ 000\ \$/(\text{MW}\cdot\text{a})$ ， $R_{\text{EFORd}}=0.03$ ， $R_{\text{IRM}}=0.05$ 。如图 2(b)所示，由于采用了倾斜的需求曲线，容量需求不再是完全无弹性的，从而不仅避免了市场力对容量价格的影响，也能够灵活地反映出容量资源在不同供需状况下的适当价值。同时，由于 PJM 容量市场早在执行年度的 3 年之前就发布 VRR 曲线并开展 BRA 交易，从而可以使得投资者对于今后 3 年内的市场需求更加清晰，并且容量价格的

补贴也减少了回收投资成本的压力,因此能够在一定程度上降低不确定性市场环境对投资的阻碍作用,有效激励发电投资。

3 模拟结果分析

本文对于不同机制的模拟分为理想状况和非理想状况两种假设情景。如上所述,在理想状况下,投资者对于负荷增长预测准确;而在非理想状况下,投资者持保守态度致使预测结果偏低。由图3、4可知,理想状况下的单一能量机制能够引导充裕的发电投资,缓和并消除外部冲击所导致的市场备用裕度波动,并将购电成本维持在较低水平上。但是,在非理想状况下,单一能量机制却无法迅速消除备用裕度的振荡,并且市场频繁出现发电容量短缺的情况。同时,由于市场供应在长时间内处于紧张状态,能量市场价格急剧上涨,导致购电成本明显增加且随市场供应的变化而大幅波动。采用容量费用机制虽然可以在一定程度上延长发电投资的波动周期,但是对市场备用裕度的改善仍然非常有限,并且还可能会进一步增加用户的购电成本。

对于RPM机制而言,由于BRA交易先于执行年度3年进行,因此PJM作为市场运营方能够在客

观和公正的前提下更加准确预测未来3年后的最高峰荷 Q_{peak} ,制定合理的备用裕度 R_{IRM} ,并可以通过BRA交易认购的方式保证投资者在未来不确定性环境下的成本回收,从而可以在一定程度上解决单纯依靠市场调节发电投资,而投资者又不必为发电侧的充裕性承担任何责任的问题,因此,RPM机制中对第5年的最高峰荷预测可以表示如式(7)。

$$Q_{short,n} = Q_{peak,n} \times (1+g)^3 \times (1+g+e)^2 \quad (7)$$

RPM机制下发电投资动态模拟表明,同样是在非理想状况下,RPM机制则能够在市场受到外部冲击后通过BRA交易发布对未来3年后负荷需求的准确预测,并通过VRR需求曲线确定出较高的容量认购价格,从而大量吸引发电投资,促使市场备用裕度在短时间内急剧增加。由图5可知,在有效扭转供应短缺的局面之后,VRR曲线上的容量价格迅速降低,并随着市场备用裕度的变化做出相应调整,最终消除了发电投资和备用裕度的周期性波动。充足的市场供应甚至能够使得用户的购电成本稳定在比理想状况下单一能量机制更低的水平。

与其他容量机制相比,RPM机制通过设置倾斜的容量需求曲线,有机融合了监管调控与市场竞争两种手段,这主要体现在以下两个方面:首先,通过人为监管设定适当的目标备用裕度和容量价格水平,可以增强对发电投资的有效引导和控制,减少市场竞争固有的盲目性和滞后性所带来的负面影响。另一方面,由于容量市场的人为干预和调控不可避免的存在着机械性和主观性等问题,因此RPM机制对容量需求曲线赋予一定的弹性,从而允许通过市场竞争的手段在有限的范围内调节供应与需求,在一定程度上弥补了人为干预容量市场所带来的缺陷。但是尽管如此,适当的监管调控对于引导充裕平稳的发电投资仍然是必要的,而且监管调控的固有缺陷也无法完全消除,因而容量需求曲线中

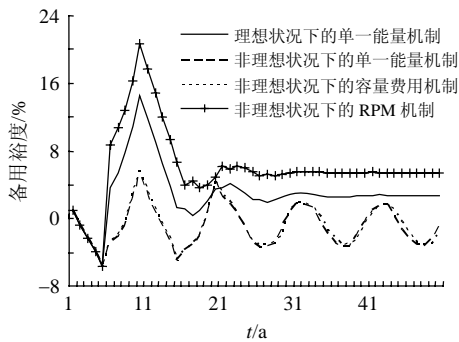


图3 不同机制下的市场备用裕度

Fig. 3 Market capacity margin under different mechanisms

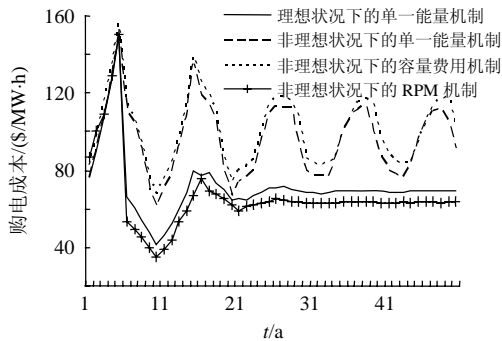


图4 不同机制下的用户购电成本

Fig. 4 Electricity procurement cost under different mechanisms

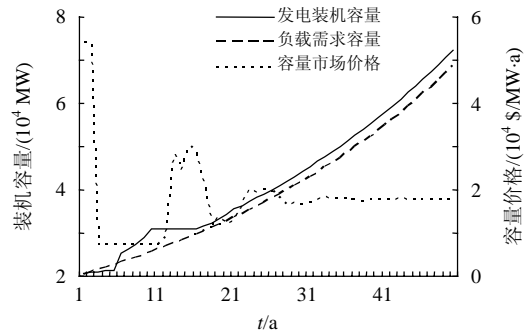


图5 RPM机制下的装机容量与容量价格发展趋势

Fig. 5 Development of installed capacity and capacity price under RPM

关键参数的设置仍然是 RPM 机制中的核心问题。

4 结论

本文对发电投资的周期性波动问题建立了动态模拟分析模型,并针对不同的假设情景进行模拟分析。研究发现,单一能量机制在理想状态下可以引导发电投资达到最优水平,但是在非理想状态下,无论采取单一能量机制还是容量费用机制都难以消除发电投资和备用裕度的周期性波动。在此基础上,本文概述了 RPM 机制的基本原理,并应用该模型对 RPM 机制下的发电投资进行模拟,发现 RPM 机制可以在非理想状况下有效消除市场备用裕度的周期振荡,并引导发电投资收敛至适当的水平,同时显著降低用户的购电成本。需要注意的是,虽然 RPM 机制在本文的动态模拟分析中确实明显优于其他市场机制,但是由于该机制在 PJM 市场中的过渡期将持续到 2010 年,因此其中诸多关键参数的确定仍需要接受市场实践的长期检验。

参考文献

- [1] 臧宝锋, 胡汉辉, 庄伟钢. 我国发电装机波动性及其成因分析[J]. 中国电力, 2005, 38(9): 46-50.
Zang Baofeng, Hu Hanhui, Zhuang Weigang. Investment cycles and causality analysis in generation capacity in China[J]. Electric Power, 2005, 38(9): 46-50(in Chinese).
- [2] 汪拥军, 文福拴, 孙东川. 电源过度投资的博弈分析[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(2): 20-23.
Wang Yongjun, Wen Fushuan, Sun Dongchuan. Analysis of over-investment in generation capacity based on game theory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007, 27(2): 20-23(in Chinese).
- [3] 臧宝锋, 胡汉辉, 王建兴. 电力市场条件下的发电投资均衡[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(2): 41-44.
Zang Baofeng, Hu Hanhui, Wang Jianxing. Investment equilibrium in power generation of electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 41-44(in Chinese).
- [4] Fraser H, Passo L F. Developing a capacity payment mechanism in Italy[J]. The Electricity Journal, 2003, 16(9): 54-58.
- [5] Hobbs B F, Inon J, Stoft S E. Installed capacity requirements and price caps: oil on the water, or fuel on the fire?[J]. The Electricity Journal, 2001(14): 23-34.
- [6] Doorman G. Capacity subscription and security of supply in deregulated electricity markets[C]. Research Symposium European Electricity Markets, Netherlands, 2003.
- [7] Hobbs B F, Hu M C, Inon J G, et al. A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: the pjm reliability pricing model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 3-14.
- [8] Sener A C, Kimball S. Reviewing progress in PJM's capacity market structure via the new reliability pricing model[J]. The Electricity Journal, 2007, 20(10): 40-53.
- [9] PJM. PJM capacity market[EB/OL]. <http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m18.pdf>. [2008-04-15].
- [10] 江健健, 康重庆, 夏清. 容量电价机制对发电商竞价行为的激励[J]. 中国电机工程学报, 2008, 27(31): 83-88.
Jiang Jianjian, Kang Chongqing, Xia Qing. Stimulation of capacity pricing mechanisms on market participants bidding behaviors[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 27(31): 83-88(in Chinese).
- [11] 梁志宏, 杨昆, 孙耀唯, 等. 电力市场下基于实物期权理论的电源投资动态决策模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(16): 74-79.
Liang Zhihong, Yang Kun, Sun Yaowei, et al. Study on dynamic decision model of investing new power generation capacity based on real option theory in electricity markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(16): 74-79(in Chinese).
- [12] Ford A. Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the western United States[J]. Energy Policy, 1999, 27(11): 637-658.
- [13] 陶文斌, 张粒子, 黄弦超. 电力市场下电源投资规划的动力学分析模型[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(16): 114-118.
Tao Wenbin, Zhang Lizi, Huang Xianchao. Dynamics model of generation investment planning in electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(16): 114-118(in Chinese).
- [14] 黄健柏, 邵留国, 张仕璟. 两部制电价与发电容量投资的系统动力学分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2007, 19(2): 21-27.
Huang Jianbai, Shao Liuguo, Zhang Shijing. Analysis of two-part electricity price and generation capacity investment based on system dynamics[J]. Proceedings of the Chinese Society of Universities for Electric Power System and Automation, 2007, 19(2): 21-27(in Chinese).
- [15] Forrester J W. Industrial dynamics[M]. Cambridge, Mass: The MIT Press, 1961: 21-42.
- [16] 肖霖, 董军, 刘国耀, 等. 电力市场环境下的发电投资动态模拟分析[J]. 华东电力, 2008, 36(8): 19-24.
Xiao Lin, Dong Jun, Liu Guoyao, et al. Dynamic simulation of generation capacity investment in electricity markets [J]. East China Electric Power, 2008, 36(8): 19-24 (in Chinese).
- [17] de Vries L J. Securing the interest in electricity generation market [D]. Amsterdam: Delft University of Technology, 2004.
- [18] 周辉, 侯云鹤, 吴耀武, 等. 现货市场中考虑系统运行约束的发电投资风险估计[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 99-105.
Zhou Hui, Hou Yunhe, Wu Yaowu, et al. Risk assessment of generation investment in spot market considering operation constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 99-105(in Chinese).
- [19] 王瑞庆, 李渝曾, 张少华. 考虑期权合约的电力市场古诺纳什均衡分析[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(1): 83-88.
Wang Ruiqing, Li Yuzeng, Zhang Shaohua. Analysis of cournot-nash equilibrium for electricity markets considering options contracts [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(1): 83-88(in Chinese).



刘国跃

收稿日期: 2008-12-06。

作者简介:

刘国跃(1963—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统可靠性, liuguoyue@ncepu.edu.cn;

曾鸣(1957—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场理论及应用;

肖霖(1984—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场理论及应用。

(实习编辑 吕鲜艳)