

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

梁志宏¹, 杨 昆¹, 孙耀唯², 王建斌¹, 彭 琼³

(1. 华北电力大学, 北京市 昌平区 102206; 2. 国家电力监管委员会, 北京市 宣武区 100031;
3. 中国科学院研究生院, 北京市 海淀区 100049)

Study on Dynamic Decision Model of Investing New Power Generation Capacity Based on Real Option Theory in Electricity Markets

LIANG Zhi-hong¹, YANG Kun¹, SUN Yao-wei², WANG Jian-bin¹, PENG Qiong³

(1. North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China;
2. State Electricity Regulatory Commission of China, Xuanwu District, Beijing 100031, China;
3. Graduate School the Chinese Academy of Sciences, Haidian District, Beijing 100049, China)

ABSTRACT: In the competitive electricity markets, investors can make their free options of investment new power generation capacity. But we used to analyze the investment decision making by static NPV evaluation of expected cash flow from a project, it does not consider the flexible and dynamic representation of the decision timing under uncertainty. So the paper, firstly according to the real options theory and considering the value of having the options to invest new power generation capacity, presents dynamic decision making model of investing new power generation capacity. Secondly, considering structure characteristics of South China power market, the paper provides a case of investment new power generation capacity to illustrate how to do decision making in proper time under uncertainty. Thirdly, the paper analyses some policies that include the price cap and the time limit of license authorized by regulators may impose on decision making of investment. In a word, we wish that the model can provide a new approach of investment decision making, meanwhile also help Decision-maker to make more proper investment policy in competitive electricity markets.

KEY WORDS: power market; uncertain conditions; investment of power generation capacity; real options; dynamic program- ming; industry policy

摘要: 传统的电源投资模型基于净现值(NPV)分析工具, 它没有考虑市场的不确定性, 而电力市场环境需要建立动态投资模型, 以研究投资者如何利用投资选择权规避不确定性带来的风险。为此, 该文基于实物期权理论研究提出电源投资动态决策模型。首先依据电源投资特点并结合等待投资期权理论, 研究给出模型的数值求解过程, 然后结合我国南方

区域电力市场电源结构特点, 通过对发电容量投资案例的仿真计算, 研究了投资者面对市场不确定性获取等待型期权的动态决策, 分析了价格上限和投资许可证有效期对投资决策的影响。该文的研究不仅能为电源投资者提供新的决策方法, 而且也能政策制定者制定有序吸引电源投资的产业政策提供理论参考。

关键词: 电力市场; 不确定性环境; 电源投资; 实物期权; 动态规划; 产业政策

0 引言

电源投资的设备专用性强, 使用寿命有限, 具有资本密集与技术密集的特点。竞争电力市场为发电商提供了更多选择投资的机会, 国家不再直接干预成本和收益的分配, 主要由市场机制来自动调节投资者剩余和消费者剩余。但是, 竞争本来存在优胜劣汰, 电的不可存储性, 负荷需求与电价的不确定性, 增加了电源投资风险。不确定性与风险具有双面性, 它们不仅与投资者可能的损失相关, 同时还可能带来更广阔的赢利空间。因此, 电源投资者如何规避投资风险、抓住有利投资机会, 电力产业政策制定者如何制定有序吸引电源投资的政策, 成为电力市场环境下急需研究的课题。如下文所述, 传统的电力投资决策模型基于收益最大化原则, 主要依靠净现值标准工具静态分析投资决策, 没有考虑投资者在不确定性环境下选择权的价值。文献[1-4]用动态规划的方法研究了电源风险投资问题,

文献[5-9]提出了用遗传算法、进化博弈、期权理论等方法来研究电源风险投资的思路。本文经过研究电力市场下电源风险投资特点,综合运用动态规划贝尔曼法与实物期权理论,研究建立了我国电源投资动态决策模型,同时给出模型的求解方法与案例的仿真情况。为形成完整的电源投资理论体系,并与动态决策模型形成对照,本文先基于净现值标准工具,提出电源投资静态决策模型。

1 电源投资静态决策模型

在电源投资项目使用寿命期内,总收益与总费用现值之差称为该投资项目净现值(NPV,以下用 N_{npv}),NPV越大的投资方案经济性越好。根据这一原则,结合电源投资的技术、经济特点,本文提出电源投资的净现值静态决策模型为

$$N_{npv_j} = \sum_{t=0}^n [(R_{j,t} - C_{j,t} - M_{j,t}) \cdot (1+r)^{le}] \quad (1)$$

式中: r 为投资风险贴现率或要求的收益率; $R_{j,t}$ 为方案 j 在第 t 年的收益; $C_{j,t}$ 为方案 j 在第 t 年的可变成本; $M_{j,t}$ 为方案 j 在第 t 年的投资固定成本; le 为方案 j 的成本回收期限,或投资电厂设备的使用寿命。

在案例仿真研究中,为便于与动态决策模型对比分析,需要对上述静态决策模型数值化处理。假设运营期的收入固定等年值为 B_j 。如果发电技术方案 j 初期一次性就完成固定成本的投资,对电源投资项目进行每年的现金流分析,综合整理模型式(1)后得到方便应用的静态决策模型为

$$\begin{cases} N_{npv_j} = -fc_j + B_j \cdot [(1+r)^{le} - 1] / [r \cdot (1+r)^{le}] \\ B_j = cp_j \cdot 8760 \cdot f_j \cdot (\bar{p} - h_j \cdot fuc_j) \\ fc_{j,0} = cp_j \cdot mc_j \end{cases} \quad (2)$$

式中: N_{npv_j} NPV $_j$ 为方案 j 的净现值,\$; fc_j 为方案 j 在初期一次性完成的固定投资,\$; cp_j 为方案 j 投资的总容量,MW; f_j 为方案 j 发电机组年平均可利用系数; h_j 为方案 j 发电机组热耗,Btu/kWh; fuc_j 为方案 j 预期燃料价格(不包括风电等),\$/MBtu; \bar{p}_j 为方案 j 预期上网电价,\$/kWh, mc_j 为方案 j 单位千瓦造价,\$/kW。

2 电源投资动态决策模型

2.1 动态决策模型的建立

实物期权于20世纪90年代初期形成比较完善

的理论体系,20世纪90年代中期开始应用于金融投资实践,并很快成为分析基础产业风险投资的主要工具^[8-12]。该理论认为:决策投资时,首先将投资项目的价值与延迟投资的价值比较,寻求最佳投资机会。研究发现:竞争的电力市场中,取得投资许可证的投资者,将考虑未来市场负荷需求变化情况、预测上网电价水平、相关政策的不确定性,等待合适的投资时间,通过延迟投资权来规避风险,获得最大期望收益,这恰好符合实物期权理论的应用范畴。因此本文综合运用实物期权理论与动态规划原理贝尔曼递推算法(SPD),参考文献[13-15],建立电源投资动态决策模型为

$$\begin{cases} M_0^*(x_0, l_0) = \max_{u_1, \dots, u_{r-1}} E \left\{ \sum_{k=0}^{le-1} [(1+r)^{-k} \cdot R_k(x_k, l_k, u_k, w_s)] \right\} \\ x_{k+1} = x_k + u_{k-\Delta t+1} \\ l_{k+1} = l_k + w_{l,k} \\ x_k \in W_{x,k}; l_k \in W_{l,k}; u_k \in W_{u,k}; w_s \in W_{w_s}; w_{l,k} \in W_{w_{l,k}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $M_0^*(x_0, l_0)$ 为投资决策最初时间($k=0$)投资者最大期望收益,\$; $R_k(x_k, l_k, u_k, w_s)$ 为第 k 年期望净收益函数,美元/年; x_k 为第 k 年总装机容量,MW; l_k 为第 k 年平均负荷水平,MW; u_k 为第 k 年投资决策的容量,MW; w_s 为在投资决策中的短期不确定性; w_l 为负荷增长离散随机变量; $w_{l,k}$ 为第 k 年随机负荷增长值,MW; r 为投资风险贴现率; Δt 为投资决策延迟时间,年; W 为变量所属的欧氏空间。

投资计划在 le 年内完成(收回成本)。投资决策调整最短周期 k 为1年,投资许可证有效期限为 T 年。模型认为投资完成后残值为零。实际中,因为电源投资设备专用性强,寿命到期后机组的效率大大降低,运营风险和安全隐患也增加,设备退役后没有再利用价值,所以模型中认为残值为零,不仅有利于降低投资者风险,而且还为国家强制退役低效超期服役机组奠定了基础。

该模型用来计算投资决策的期望收益 $M_0^*(x_0, l_0)$,它为不同决策阶段收益总和,需要确保在初始阶段做出的决策 u_0 为全局最优。为了获得等待期权,不同阶段的最优决策可能直接执行,也可能推迟 Δt 年后执行。市场的不确定性用短期(月)和长期(年)2种随机变量表示。随机变量 w_l 表示年负荷增长的不确定性,用马尔科夫链与二项式决策树转移概率描述, w_l 可能产生期权价值。随机变量 w_s

表示短期负荷变动,例如:水电季节性出力引起负荷的随机波动。因为认为月能够更适中地概括一年内负荷需求的不确定性,而且数据工作量较小,所以将短期局限到月而不是日或小时。如果认为每年之间的 w_s 互不相关,那么它仅仅影响当年的期望收益,或者影响静态投资决策,但不会产生等待期权价值。年期望收益函数 R_k 为

$$R_k(x_k, l_k, u_k, w_s) = R_{\text{电量}, k}(x_k, l_k, w_s) + R_{\text{容量}, k}(x_k, l_k) - C_a \cdot u_k \quad (4)$$

式中: $R_{\text{电量}, k}(x_k, l_k, w_s)$ 为在第 k 年内来自于市场交易电量的期望收益, \$/年; $R_{\text{容量}, k}(x_k, l_k)$ 为第 k 年内来自投资激励政策设置的容量收入, \$/年; $C_a \cdot u_k$ 为第 k 年调整投资决策后的实际投资成本, \$/年。

在2部制电价政策下,它等于市场交易电量的收益加上激励政策设置的容量收入再减去实际投资成本。它是随机变量 w_s 、第 k 年决策投资容量 u_k 、年负荷水平 l_k 以及状态变量 x_k 的函数,同时受投资成本 C_a 的影响。

2.2 动态决策模型的求解

前文给出动态决策模型,但是如何根据电源投资特点,同时考虑等待期权的价值来求解模型非常重要。在普通商品或金融市场,主要考虑市场价格与需求的经济风险。但是电力市场不同,它必须考虑电的不可存储性、需求缺乏价格弹性、负荷的随机性以及水电出力的季节性等特点,从而寻找求解模型的切入点。本文选择南方区域电力市场为研究环境,分析其电源结构后发现:水电份额较大(广西水电容量59%、云南为68%、广东为21%、贵州为38%、海南为31%),短期高峰容量主要受水电季节性出力影响,因此模型用随机变量 w_s 描述这样的投资环境比较恰当。因此模型求解过程为:首先分离 w_s 与 w_l 相关因素,从电价和新容量需求出发,根据历史数据,采用递推算算法得到不考虑 w_s 的历史月平均电价。其次按照月负荷随机变量 w_s 概率分布,预测计算投资决策年的月平均电价。最后计算月和年期望收益与等待期权。

(1) 投资决策年月平均电价计算。

暂不考虑老机组的退出问题,那么未来市场或者投资决策年的月平均电价可用式(5)描述,它与负荷增长水平、新容量的决策水平、以及短期负荷的不确定性有关。实际上,没有必要单独计算出决策年的月平均电价,最终目的是计算月和年期望收益。

$$\begin{cases} p_{av,k}^i = p(x_k, l_k, w_{s,j}) \\ x_{k+1} = x_k + u_{k-lt+1} \\ l_{k+1} = l_k + w_{l,k} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $p_{av,k}^i$ 为决策年 k 月平均电价; x_k 为决策年 k 可用容量; l_k 为决策年 k 负荷水平; $w_{s,j}$ 为对应月短期容量随机变量; u_k 为新决策容量; lt 为设备建设时间。

(2) 估计历史月平均电价。

通过历史数据来估计投资地区月平均电价与容量需求变化关系,利用回归方法,在规定允许误差内得到方便实际应用的曲线方程。因为从整个区域电力市场资源利用考虑,最优调度原则为:优先安排核电和水电,其余的负荷需求由火电来供给,所以完全可认为平均电价是参与竞价火电容量的函数,实际上这也符合初期电力市场运营规则,水电与核电暂不参与竞争。分析历史数据,用 g 表示需求的火电容量,回归得到过去3年(或更长时间)内,平均上网电价响应 g 的曲线方程为

$$p_{av}(g) = C_m \cdot g^m + \dots + C_3 \cdot g^3 + C_2 \cdot g^2 + C_1 \cdot g + C_0 \quad (6)$$

投资者做投资决策时,如果能够预测到未来市场参与竞价火电容量 g_k^i ,那么代入曲线方程,可以得到决策年平均电价函数 $p_{av}^i(g_k^i)$,然后根据 w_s 决定的月电价分布函数,就可以预测得到未来市场月平均上网电价 $p_{av,k}^i$,以及对应的月期望收益。实际中, g_k^i 与负荷增长水平 $l_{k,k}^i$ 和新决策的容量 u_k 、以及除火电外的其它可用容量有关。同时要考虑核电、水电、火电等容量月平均可利用系数。因此,首先需要计算决策年 k 除了核电和水电外,每月需要调用的火电容量 g_k^i 为

$$g_k^i(x_k, l_k, w_{s,j}) = c_l^i l_k - c_{nuc}^i g_{nuc,k} - c_{ren}^j g_{ren,k} - c_{new}^i u_k \quad (7)$$

式中: g_k^i 为第 k 年第 i 月,需要调度的火电容量; $c_l^i, c_{nuc}^i, c_{ren}^j, c_{new}^i$ 分别为负荷水平、核电和水电和火电平均可利用系数; $g_{nuc,k}$ 为第 k 年核电可利用容量; $g_{ren,k}$ 为第 k 年水电可利用容量; u_k 为决策新增容量。

现在讨论由 w_s 决定的电价分布函数。根据电价的非负性,选择 w_s 服从对数正态分布为月电价分布函数比较合适,分布函数的方差和均值可通过对历史电价数据统计分析获得。因此,决策年月平均电价所服从的分布函数为

$$p_{s,k}^i(x_k, l_k, w_{s,j}) \approx \log N(p_{av}^i(g_k^i), w_s) = f_k^i(p_{s,k}^i) \quad (8)$$

(3) 决策年月期望收益与年期期望收益。

弄清月平均电价和 w_s 分布函数, 用下式来计算期望收益。

$$R_{\text{month},k}^i(x_k, l_k, w_{s,j}) = hr^i c_{\text{new}}^i u_k \int_{p-vc}^{\infty} (p-vc) f_k^i(p_{s,k}^i) dp \quad (9)$$

式中: $R_{\text{month},k}^i$ 为第 k 决策年第 i 月收入; vc 为新增容量可变成本; $f_k^i(p_{s,k}^i)$ 为月平均电价分布函数; hr^i 为第 i 月的小时数。

每一决策年期期望收益的公式数值计算为

$$R_k(x_k, l_k, w_s) = \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^n \Pr(w_s = w_{s,j}) R_{\text{month},k}^i(x_k, l_k, w_{s,j}) \quad (10)$$

式中: $R_k(x_k, l_k, w_k)$ 为第 k 决策年期期望收益; n 为 w_s 的离散级数。

在此基础上, 又可以得到动态决策模型(3)的数值模型为

$$M_0^*(x_0, l_0) = \sum_{i=0}^{le} R_k(x_k, l_k, w_s) (1+r)^{-i} + pv_{\text{cap}} - fc \quad (11)$$

式中: $M_0^*(x_0, l_0)$ 为投资者最大期望收益, \$; r 为经过风险调整后的贴现率; le 为新投资发电设备使用寿命, 年; pv_{cap} 为容量收入, \$/MW; fc 为固定投资, \$;

(4) 负荷转移树计算。

曾指出, 长期的负荷不确定性将产生等待投资期权。这里用马尔科夫链来描述负荷增长的不确定性, 其优点在于各阶段的转移概率独立, 容易确定转移概率, 而且也便于编制仿真程序。利用下式来计算决策年负荷转移概率^[16-18]。

$$\begin{cases} p = (a-d)/(u-d) \\ u = e^{s\sqrt{\Delta t}}, d = e^{-s\sqrt{\Delta t}}, a = e^{r\Delta t} \end{cases} \quad (12)$$

式中: p 为二叉树分枝概率; u 为二叉树分枝上升系数; d 为二叉树分枝下降系数; a 为无风险上升系数; r 为无风险利率; Δt 为计算时间间隔。

因此, 给定规划年限 T 和初始负荷, 就可以计算出包括每一决策年的负荷转移树, 如图 1 所示。

(5) 投资决策过程与等待期权计算。

如利用式(13)可以计算出二叉树各负荷水平下的期望净收益 $E.R_k$, 并形成收益矩阵, 然后将 $E.R_k$ 与 R_k 对比就得该决策年等待投资期权。在此基础上, 又据图 2, 利用动态规划的逆序算法求解整个投资过程的最优决策。首先分析第 T 年, 净收益矩阵的最后一列的期望收益, 如果大于或者等于零,

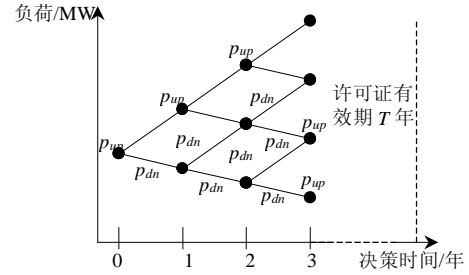


图 1 负荷二叉树离散分布示意图

Fig. 1 Illustration of discrete binomial representation of load level, l_k , p_{up} , and p_{dn} are transition probabilities

投资完成年 T (未来)

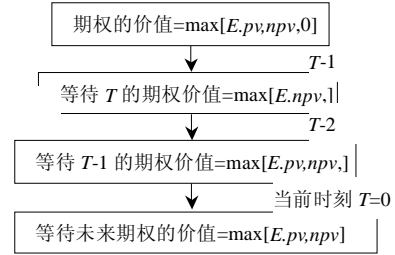


图 2 投资期权计算方法

Fig. 2 The approach of investment option

那么投资者已没有延迟投资的余地, 到了期权执行时间。否则, 逆序分析 $T-1$ 年, 估计该决策年的投资期望净现值, 如果大于或者等于当时的等待期权值, 为最佳投资决策年。否则, 再分析 $T-2$ 年投资期望净现值, 仍然对比分析期望净现值与对应的等待期权, 来确定是否为最佳投资决策年, 依次类推完成整个投资许可证有效期 T 年内的电源投资决策。

$$\begin{cases} E.R_k = [p_k \cdot R_k^{up}(x_k, l_k^u, w_s) + (1-p_k) \cdot R_k^{dn}(x_k, l_k, w_s)] / (1+\bar{r}) \\ opt_k(x_k, l_k, w_s) = \max(E.R_k, R_k) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $E.M_k$ 为等待投资的期望收益; $R_k^{up}(x_k, l_k, w_s)$ 为第 k 决策年高负荷水平下的收益; $R_k^{dn}(x_k, l_k, w_s)$ 为第 k 决策年低负荷水平下的收益; \bar{r} 为无风险利率; $opt_k(x_k, l_k, w_k)$ 为第 k 决策年等待投资期权。

3 案例仿真与政策研究

3.1 静态与动态决策模型案例仿真

案例考虑在南方区域市场投资 200MW 的 CCGT 发电容量, 表 1 给出基本参数^[14, 19]。依据 2003 年电力部门统计数据, 南方区域市场的容量与负荷需求情况如表 2 所示。

图 3 为考察的投资地区过去 3 年容量需求与平均电价关系, 通过回归可得月平均电价与调用火电容量曲线方程, 取 5 次方程完全可以满足统计精度,

如下式所示:

$$p_{av}(g) = -1.3773g^5 + 3.7049g^4 + 9.6776g^3 + 0.5827g^2 + 51.0306g + 132.7324 \quad (14)$$

分别基于动态和静态投资模型,对本案例投资决策进行仿真,结果如图4所示。可以看出,根据期权理论在L点以下不是最优投资决策,只有项目的净收益(图中带标记的线)超过等待的价值才是最优投资决策。而根据传统净现值法,只要净收益大于零,即超过图中的L₀点就可以投资。显然,动态决策方法减少了盲目投资所带来的风险,起到规

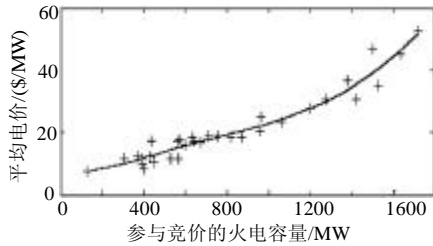


图3 平均电价与火电需求容量关系
Fig. 3 Curve of average price and thermal generation capacity being dispatched

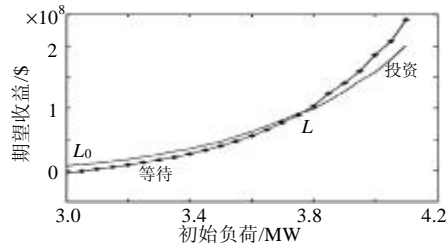


图4 电源投资决策仿真结果
Fig. 4 The emulate result on decision making of investing new power generation

表1 新投资容量参数

Tab. 1 The basic parameter of investment capacity

新容量参数	符号	数值
决策容量/MW	x_k	200
发电效率	η	0.58
可利用系数	c_{new}	0.9
投资成本/(\$/MW)	f_c	550,000
可变成本/(\$/MW)	vc	23.73
建设时间/年	l_t	3
运行寿命/年	l_e	30
风险贴现率/%	r	8

表2 投资地区容量与负荷增长参数

Tab. 2 The local parameter of initial generation capacity and load increase

初始参数	符号	数值
需求容量/MW	L_k	34000
水电可用容量/MW	g_{ren}	20808
核电可用容量/MW	g_{nuc}	3920
年负荷增长/MW	$w_{l,k}$	180
负荷增长方差/MW	σ	600
负荷因子	F_l	1.25

避投资风险、获得投资机会和获取投资收益的机会。那么,投资政策又如何来引导投资?主要看如下2种相关政策对投资决策的动态影响。

3.2 价格上限政策对投资决策的动态影响

实际中,由于电力需求缺乏弹性、市场竞争不充分,现货电价常常出现剧烈波动,为此政府设置价格上限 P_{cap} 来抑止电价尖峰的出现。显然,价格上限将直接影响投资者期望收益。在该政策下,计算月收益的式(10)变为

$$R_{month,k}^i(x_k, l_k, w_{s,j}) = hr^i c_{new}^i u_k \left(\int_{p-vc}^{P_{cap}} (p-vc) f_k^i(p_{s,k}^i) dp + p_{cap} \int_{P_{cap}}^{+\infty} f_k^i(p_{s,k}^i) dp \right) \quad (15)$$

仍然以投资200MW的CCGT发电容量为例。如图5所示,仿真给出不同 P_{cap} 下2种负荷水平的投资期望净收益变化。可以看出,开始阶段净收益随着价格帽的升高快速上升,随后进入平稳阶段,这说明价格上限政策接近平均价格时,影响显著,而在价格上限远离平均价格时,影响不大。另外,负荷水平越高,仿真曲线越平缓,价格上限限制影响越小。而且当价格上限超过控制线(图中虚线)后对收益没有影响。因此建议价格上限政策应该根据负荷水平设置到控制线附近,这就不会影响投资者期望收益和投资决策,从而有利于吸引充足的投资。

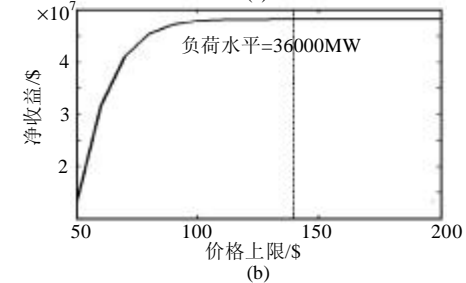
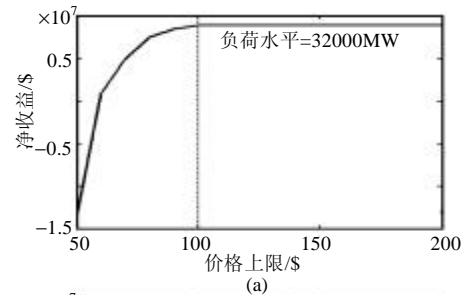


图5 价格上限对投资者决策影响

Fig. 5 The influence Price cap on investment decision

3.3 投资许可证有效期对投资决策的动态影响

投资许可证有效期 T 非常重要,实际上它反映了政府对电力产业1个时期的规划情况。在模型的建立与求解过程中, T 直接影响投资期权的选择。

仍选择上述案例，仿真给出不同的投资许可证有效期下的期权值，如图 6 所示。结果表明：许可证有效期越长，投资者获得的可能的投资期权价值越大，这是因为宽松的投资时间，使得投资者拥有更灵活获取高期权价值的机会。但是投资许可证不可能无限长，因为从整个电力产业规划出发，某一地区在规定的时间内必须建设一定的新容量，一方面可以满足不断增长的负荷需求，另一方面需要替换退役的旧容量，因此一般都设置 1 个确定的有效期。从研究结果可以看出：合适的许可证有效期应该参考投资者合理投资回报率，或者希望投资获取的延迟投资期权价值的大小来确定。

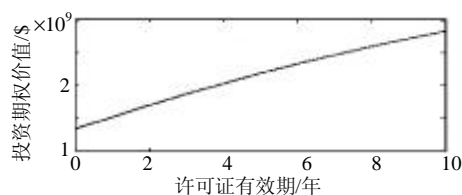


图 6 许可证有效期对投资期权影响

Fig. 6 The influence time limit of license authored on investment the option

4 结论

本文将风险投资新理论与电源投资的技术、经济特点相融合，研究提出了电源投资动态决策模型。进一步深入分析了所选区域市场的电源投资特点，将抽象的数学模型进行数值化处理，给出模型逆向求解全过程。最后结合电源投资案例，全面客观地分析了投资者面对发电市场的不确定性，获取等待投资期权的可能、以及相关政策对整个区域市场投资决策的影响。总之，本文创新性的研究成果希望能够引导投资者抓住最佳投资机会，规避可能的风险并做出恰当的投资决策，同时也希望能为政策制定者制定相关产业政策提供理论参考。

参考文献

- [1] 赵新宇, 王锡凡, 陈皓勇. 火电厂投资风险决策的模型与整体框架[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(8): 7-11.
Zhao Xinyu, Wang Xi-fan, Chen Haoyong. Strategy decision model and framework of thermal power generation investment[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(8): 7-11(in Chinese).
- [2] 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): 2-6.
Kang Chongqing, Bai Lichao, Xia Qing, et al. Risk decision marking of generators in electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(8): 2-6(in Chinese).
- [3] 赵新宇, 王锡凡, 陈皓勇. 火电厂投资风险决策的算法和灵敏度分析[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(10): 15-20.
Zhao Xinyu, Wang Xifan, Chen Haoyong. Strategy decision algorithm and sensitivity analysis of thermal power generation investment [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(10): 15-20(in Chinese).
- [4] 钟庆, 吴捷, 黄武忠, 等. 动态规划在电力建设项目投资决策中的应用[J]. 电网技术, 2002, 8(26): 49-51.
Zhong Qing, Wu Jie, Hang Wuzhong, et al. Application of dynamic programming for investment decision in electric power construction [J]. Power System Technology, 2002, 8(26): 49-51(in Chinese).
- [5] Jussi Keppo, Hao Lu. Real options and a large producer: the case of electricity markets[J]. Energy Economics, 2003, 25(5): 459-472.
- [6] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, et al. A improved genetic algorithm for generation expansion planning[J]. IEEE Trans. on power systems, 2000, 15(3): 916-922.
- [7] Jinxing Zhu, Mo-Yue Chow. A Review of Emerging Techniques on generation expansion planning[J]. IEEE Trans. on power systems, 1997, 12(4): 1722-1727
- [8] Voropai N I, Ivanova E Yu. Hierarchical game theoretical problem of electric power system expansion planning[C]. bologna PowerTech Conference, Italy, 2003.
- [9] Green R. Competition in Generation: The Economic Foundations [J]. Proceedings of the IEEE, 2000, 88 (2): 128-139.
- [10] Gonzalo cortazar, Jaime casassus. Optimal timing of a mine expansion-implementing a real options model[J]. The Quarter Review of Economics and Finance, 1998, 38: 755-769.
- [11] 马莎. 阿姆拉姆, 纳林库拉蒂卡(美)著. 实物期权——不确定性环境下的战略投资管理[M]. 张维, 等译. 北京: 机械工业出版社, 2001.
- [12] 黄小原, 庄新田. 对称信息条件下实物期权最优投资问题研究[J]. 管理科学学报, 2003, 6(6): 28-33.
Huang Xiaoyuan, Zhuang Xintian. Research of real options optimization investment under asymmetry information[J]. Journal of Management Sciences in China, 2003, 6(6): 28-33(in Chinese)
- [13] 周浩, 康建伟, 陈建华, 等. 蒙特卡罗方法在电力市场短期金融风险评估中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 74-77.
Zhou Hao, Kang Jianwei, Chen Jianhua, et al. Evaluating short-term financial risk in the electricity market by applying monte-carlo method[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 74-77(in Chinese).
- [14] Botterud A. Long-term planning in restructured power systems: dynamic modelling of investments in new power generation under uncertainty[D]. Norway: Norwegian University of Science and Technology, 2003.
- [15] Vázquez C, Rivier M, Pérez-Arriaga IJ. A market approach to long-term security of supply[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17 (2): 349-357.
- [16] 赵秀云, 李敏强, 寇纪淞. 风险项目投资决策与实物期权估价方法[J]. 系统工程学报, 2000, 15(3): 243-246.
Zhao Xiuyun, Li Minqiong, Kou J isong. Investment decision on risky project and real option pricing method[J]. Journal of Systems Engineering, 2000, 15(3): 243-246(in Chinese).
- [17] Hull. JC. Options, futures, and other derivative securities [M]. Prentice-HALL, A Division of Simon & Schuster Inc. New York 1997.
- [18] Min K Jo, Wang Chughshiao. Generation planning for inter-related generation units: a real options approach[C]. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Seattle, WA, 2000.
- [19] Daniel Krischen, Goran Strbac. Fundamentals power system economics [M]. John Wiley & Sons, Ltd, 2004.

收稿日期: 2006-03-08。

作者简介:

梁志宏(1975—), 男, 博士研究生, 研究方向: 发电市场运营与规制, lpzqh@sina.com;

杨 昆(1957—), 男, 教授, 博士生导师 主要从事火电厂经济性与安全性, 发电市场运营与规制方面的研究。

(编辑 王彦骏)