

基于高峰负荷定价理论的运行备用获取和定价

赵学顺^{1,2}, 余志伟², 钟志勇², 文福拴¹, 钟德成², 黄民翔¹

(1. 浙江大学电力经济与信息化研究所, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港理工大学电机工程学系, 香港)

摘要:在以“厂网分开、竞价上网”为主要特征的电力市场环境下,如何在兼顾经济性和运行可靠性的前提下获取适当的运行备用容量以及如何确定其价格成为十分重要的问题。文中对传统的高峰负荷定价理论在电力工业中的应用进行了扩展,提出了一种新的运行备用定价机制。该定价机制与现行的市场运营模式相适应,在假设电力市场运营机构能够准确评估事故成本和发电公司自愿申报其提供备用容量的真实成本的前提下,可以获得兼顾电力市场运营经济性和运行可靠性的最优运行备用的获取和定价方案,并为市场参与者提供有用的价格和可靠性信息。

关键词:电力市场; 辅助服务; 运行备用; 定价机制; 容量获取; 高峰负荷定价

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

运行备用作为一种辅助服务,在维持电力系统安全可靠运行方面具有重要的作用。在传统的电力工业中,发电、输电和配电都属于同一家电力公司,目标是在满足安全运行的条件下使总成本最小。所有发电机服从系统的统一调度,其提供电能还是运行备用完全由系统调度员根据系统运行需要确定。所有成本统一核算向用户分摊,不存在单独核算运行备用的成本和单独计费的问题,没有也不需要运行备用给予专门的处理。在电力市场环境下,发电和输电通常分属于不同的公司,每个发电公司也有各自的、冲突的目标,即盈利最大化。发电机提供电能还是运行备用就与电能和运行备用的价格密切相关。这样,如何适当地确定运行备用的成本及其价格就成为很重要的问题。国内外在这方面已经做了一些研究工作,可以分为 3 类:①在计入可靠性约束条件下采用优化算法确定^[1,2];②基于备用容量成本评估与分摊的方法^[3];③基于投标机制揭示价格的方法^[4,5]。除了上述 3 类主要的方法外,还有其他一些方法,如文献[6]运用当量电价理论就中国目前的运行备用辅助服务市场的模式与定价进行了研究;文献[7]引入期权定价的思想对运行备用进行定价。

高峰负荷定价理论^[8]是经济学理论中一种主要的定价机制,尤其针对那些不可存储的、需求带周期性变化(出现高峰负荷期和非高峰负荷期)的商品,如电力、电信和运输服务等。高峰负荷定价理论所要

解决的根本问题就是如何在高峰负荷期和非高峰负荷期合理地配置有限的资源从而降低系统的边际成本,以及如何确定高峰负荷时的供应能力以最大化社会福利。高峰负荷定价理论实质上提供了一类基于长期边际成本的定价体系,在传统的电力工业中,其主要的应用领域为发电装机容量的投资规划,通常以失负荷概率(LOLP)作为可靠性指标。

本文对高峰负荷定价理论在电力系统中的应用进行了扩展,将其应用领域从发电容量的投资问题推广到运行备用容量的获取和定价问题。该获取和定价机制与现有的市场运营模式相适应,在假设电力市场运营机构能够准确评估事故成本和发电公司自愿申报其提供备用容量的真实成本的前提下,可以获得兼顾系统运行可靠性和电力市场运营经济性的最优运行备用容量。

1 基于高峰负荷定价的经济可靠性原则

基于高峰负荷的定价问题可以描述为:通过选择备用容量的市场价格 p 和可用容量 R ,以使社会的期望效益 $\pi(p, R)$ 最大化。 $\pi(p, R)$ 等于系统的期望总收益减去期望总成本,而总成本项由提供备用容量的供给成本和停运成本两部分组成。目标函数为:

$$\max \pi(p, R) = E\{U(D_G(p, R)) - rR - eD_G(p, R) - (\delta + \gamma)[D(p) - D_G(p, R)]\} \quad (1)$$

s. t.

$$D_G(p, R) = \min(D(p), R) = \begin{cases} D(p) & D(p) \leq R \\ R & D(p) > R \end{cases} \quad (2)$$

$$D_G(p, R) \geq 0 \quad R \geq 0 \quad (3)$$

式中: $E\{\cdot\}$ 表示取期望值; $D(p)$ 为备用容量的期

望需求; R 为机组可用容量; e 和 r 分别为备用的单位电量成本和单位容量成本; $D_G(p, R)$ 为实际运行时被调度的备用容量, 其必须满足约束条件(2)和(3); $U(D_G(p, R))$ 为用户对备用容量的支付意愿, 可表示为 $U(D_G(p, R)) = \int_0^{D_G} \hat{p}(x) dx$, 其中 $\hat{p}(x)$ 为用户愿意为所消耗的备用容量 x 所支付的价格, 且 $\hat{p}(D(p)) = p$, 在假设不存在交易成本的前提下, 可以用其作为系统的期望总收益; δ, γ 分别为单位调度调节成本和单位中断成本, 描述了当出现供电不足或停电事故时, 分别给供给侧和需求侧带来的附加成本, 这两项成本构成了停运成本的主要部分, 并假设其均为容量缺额的线性函数, 即 $E\{(\delta + \gamma)[D(p) - D_G(p, R)]\}$, 停运成本的另外一项分量是消费者剩余损失, 该成本分量将在不安全工况下系统的期望边际总收益中得到反映, 后面的分析中将提及, 在运行备用容量充足的情况下, $D(p)$ 总是等于 $D_G(p, R)$, 此时停运成本为 0。

在上述模型基础上, 分别对目标函数(1)中的 p 和 R 求偏导(具体推导过程见附录 A)得:

$$\frac{\partial \pi}{\partial p} = 0 = (p - e)E\{D'(p) | D \leq R\}P_R\{D \leq R\} - (\delta + \gamma)E\{D'(p) | D > R\}P_R\{D > R\} \quad (4)$$

式中: $D'(p) = \partial D(p) / \partial p$; P_R 为系统备用容量不足概率。

$$\frac{\partial \pi}{\partial R} = 0 = E\{[\hat{p}(R) - e] + (\delta + \gamma) | D > R\}P_R\{D > R\} - r \quad (5)$$

由此可以得到最优价格与期望可靠性目标。

对于给定的系统备用容量不足概率 $P_R\{D > R\} = \rho$, 由式(4)易推导出在该可靠性要求下的最优市场价格为:

$$p^*(\rho) = \frac{1}{1 - \rho} \left\{ e(1 - \rho) + (\delta + \gamma) \cdot \left[\frac{E\{D'(p)\}}{E\{D'(p) | D \leq R\}} - (1 - \rho) \right] \right\} \quad (6)$$

式中:

$$E\{D'(p)\} = E\{D'(p) | D > R\}\rho + E\{D'(p) | D \leq R\}(1 - \rho)$$

式(6)表明: 最优市场价格应该等于边际电量成本和事故成本相对于用户的需求弹性及系统可靠性指标的加权平均。

同理, 由式(5)得到:

$$E\{(p - e) | D > R\}P_R\{D > R\} + E\{(\delta + \gamma) | D > R\}P_R\{D > R\} + \Lambda = r \quad (7)$$

式中: Λ 为消费者剩余损失, 且

$$\Lambda = E\{\hat{p}(R) | D > R\}P_R\{D > R\} - pP_R\{D > R\}$$

式(7)的左边即为容量的边际效益, 由期望边际

机会成本和期望边际停运成本两部分组成。当边际效益等于边际容量成本时, 系统投入的容量是最优的。

将式(6)代入式(7), 得到系统的期望可靠性目标为:

$$\rho^* = \frac{r - \Lambda}{r - \Lambda + (\delta + \gamma) \frac{E\{D'(p)\}}{E\{D'(p) | D \leq R\}}} \quad (8)$$

式(8)给出了最经济的系统可靠性指标与容量价格、停运成本和用户需求变化之间的关系。

将 ρ^* 代入式(6), 得到满足系统的期望可靠性目标的最优价格为:

$$p^*(\rho^*) = e + r - \Lambda - (\delta + \gamma) \cdot \left[1 - \frac{E\{D'(p)\}}{E\{D'(p) | D \leq R\}} \right] \quad (9)$$

该价格除考虑了备用容量的可变成本和固定投资成本的回收外, 还计及了停运成本和用户的需求弹性, 比较全面地反映了备用容量的市场价值。

2 运行备用容量的获取和定价新方法

2.1 基本的市场假设

本文是基于以投标机制和安全经济调度为核心的电力库(Pool)的市场运营模式。电力运营机构(如 ISO)根据发电侧提交运行备用的可用容量和容量成本, 在预调度市场(day-ahead market, 也称下一个交易日市场)上获取备用容量、确定容量价格; 在实时市场上对运行备用进行调度并确定其市场价格, 以期实现社会福利最大化。为了分析的方便, 本文只针对一个交易时段进行研究, 而且不考虑可中断负荷参与运行备用交易的情况, 尽管其也可以作为一种特殊的运行备用参与市场。

由于本文是从电力运营机构(如 ISO)的角度来对定价机制进行阐述, 故发电侧可视为集聚的发电公司, 用户侧可视为集聚的负荷, 而且负荷具有价格弹性。本文为了突出重点, 不考虑诸如机组的强迫停运率、机组中标概率等随机性因素, 因为在市场环境下, 参与备用市场的发电公司有责任自主考虑这些因素。

2.2 模型的扩展

电力市场环境下, 对运行备用容量进行合理的获取和支付显得相当重要。当获取的备用容量不投入使用时(即非高峰期), 其容量成本也要能被合理补偿; 而一旦投入使用(即高峰期), 则不仅需要补偿其电量成本和容量成本, 还应支付一定的费用以“奖赏”其在关键时刻为维护系统的安全运行做出的“贡献”, 其依据是系统停运成本的减少。然而, 容量获取过多会造成资源的浪费, 获取过少又无法保障系统的安全可靠运行。因此, 良好的获取和定价方法既要

能够通过合理的价格信号来调动市场参与者参与备用市场的积极性,又要能够获取兼顾系统经济性和可靠性运营的容量,这是一个非常复杂的问题。而高峰定价理论恰为解决该问题提供了一个有用的参照系。但在具体处理时,必须根据市场环境运行备用的特点做一些扩展。

a. 传统的集中调度,ISO 通过强制方式来获取备用的可用容量 R ,容量成本统一核算;在电力市场环境中,可用容量由发电公司根据自己的情况自主决定是否提供和提供多少,故 R 需要通过市场来获取。而运行备用的容量成本包括了由于机组投入到备用市场而失去在现货市场上获利机会的机会成本,其与市场电价、系统的实际备用情况等因素有关,所以远没有模型所给出的单位容量成本 r 那样简单。本文采用了 R 的单调递增函数形式 $C_R(R)$ 来描述运行备用的容量成本,即 $C_R'(R) \geq 0$ 。而边际容量成本为 $c_R(R) = C_R'(R)$ 。

b. 由于在市场环境中,运行备用的可用容量是发电公司根据自身的机组特性和经营策略自愿提交的,这就不能保证系统的备用容量一定是随时充足的,尤其在市场结构设计上出现问题的情况,如加州电力危机。另外,在实际的备用市场上,“备用容量不足”在某种意义上是一个相对的概念,如当高质量的备用容量(如旋转备用)不够而不得不买低质量的备用容量(如非旋转备用)时,则认为高质量的备用容量是不足的。因此,传统的可靠性指标 LOLP 已不再适合于评估运行备用市场的可靠性程度,故本文引入了“备用容量不足概率”的概念。备用容量不足概率被定义为在给定的一个交易时段内,系统中运行备用期望需求 $D(p)$ 大于运行备用容量 R 的概率,即 $\rho = P_R\{D > R\}$ 。

与传统的 LOLP 评估方法不同,备用容量不足概率是根据交易日按小时变化的期望负荷曲线、发电设备的强迫停运率等信息,对系统的运行备用需求进行可靠性评估,属于系统充裕度评估发布的内容。

c. 由于传统的电力工业中电价受政府严格管制,所以长期以来对用户弹性需求的研究都非常有限。况且对于运行备用来讲,传统的电力工业中并没有将其单独列出来向用户收费,用户对其价格的弹性也就无从得到。于是,借助历史数据,通过评估出不同运行工况间的相对需求弹性指数 β 来间接描述用户侧的需求弹性。这里 $\beta = E\{D'(p) | D > R\} / E\{D'(p)\}$,被定义为不安全工况对所有工况的用户需求弹性的比值。易知 $\beta \geq 1$ 。当用户对运行备用的需求不受市场价格变化的影响时, $\beta = 1$ 。由 β 的表达式可推导出 $E\{D'(p)\} / E\{D'(p) | D \leq R\} =$

$(1-\rho)/(1-\beta\rho)$,将其与 $c_R(R)$ 代入式(6)、式(8)和式(9),可得到扩展后的实用公式:

$$p^*(\rho) = \frac{e(1-\beta\rho) + (\delta + \gamma)\beta\rho}{1-\beta\rho} \quad (10)$$

$$\rho^* = \frac{c_R(R) - \Delta}{\beta[c_R(R) - \Delta] + \delta + \gamma} \quad (11)$$

$$p^*(\rho^*) = e + \beta[c_R(R) - \Delta] \quad (12)$$

2.3 兼顾经济和可靠性的运行备用容量获取

利用第1节构造的系统的期望可靠性目标,通过建立备用容量与可靠性指标之间的关系,可以确定兼顾经济性和可靠性的最优备用容量。分析过程如图1所示。

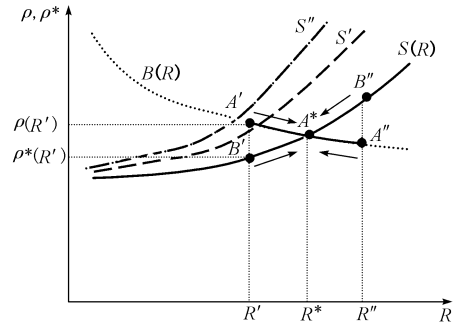


图1 容量-可靠性的相关性分析

Fig. 1 Capacity-reliability correlation analysis

在相同的运行工况下,备用容量 R 越多,备用容量不足概率 ρ 越低。将两者间的这种单调递减的关系用曲线 $\rho = B(R)$ 来描述。而由式(11)可知,对于具体的交易时期,由于系统的停运成本和用户侧的需求变化相对稳定,因此 ρ^* 随边际容量成本 $c_R(R)$ 的增加而单调递增。而边际容量成本 $c_R(R)$ 是系统获取的备用容量 R 的单调增函数,于是 ρ^* 与 R 的关系曲线 $\rho^* = S(R)$ 也是单调递增的。在市场运营机构能够准确评估停运成本和发电公司自愿揭示其真实成本^[9,10]的基础上,这2条曲线存在均衡点。

如图1所示,当系统欲获取的备用容量为 R' 时, $\rho(R') > \rho^*(R')$,即系统可靠性指标达不到期望的可靠性目标,因此系统需购入更多的备用容量来提高可靠性($R' \rightarrow R^*$),相应的购买成本 $c_R(R)$ 增加, ρ^* 上升, ρ 下降;当系统欲获取的备用容量为 R'' 时, $\rho(R'') < \rho^*(R'')$,表明可靠性指标已超出了期望值,所以系统运营机构将适当减少备用获取量, ρ 随之上升,而 ρ^* 随购买成本的减少而下降。直至到达均衡点 A^* 处, $\rho = \rho^*$,系统运营机构所获取的运行备用容量 R^* 兼顾了系统的经济性和可靠性,所对应的 c_R^* 即为容量购买价格。

由于发电公司提交的容量成本受到机会成本等因素的影响,故曲线 $\rho^* = S(R)$ 会在一定范围内波

动,如出现在 S' 处。一般而言,只要发电公司申报的成本是合理的,波动的范围就不会很大。市场运营机构或调度机构可以根据实际系统运行情况和经验给出该交易时段系统所需运行备用的容量范围,如图1中的 $[R', R'']$ 。只要容量-可靠性均衡点落在此区间内,则可以接受。

用上述方法确定所需要的备用容量事实上也为监控运行备用市场中的欺诈行为提供了新的思路。例如,当有发电公司试图通过欺诈行为来牟取暴利,故意报高其容量成本,使得曲线 $\rho^* = S(R)$ 上扬,如出现在图1中的 S'' 处,此时的均衡容量不在系统可以接受的区间 $[R', R'']$ 之内,运营机构据此估计该发电公司在投标中存在欺诈行为,进而根据市场规则进行必要的干预,要求发电公司在规定的时间内重新投标,否则请求市场管理机构对其进行相应的处理。

需要指出的是,控制市场中的欺诈行为应该以良好的市场结构设计为前提,只有在此基础上再辅加以有效的监控手段才能真正收到预期的效果。

3 算例分析

通过1个简单的算例来说明该定价机制的有效性。表1给出了算例的系统数据,包括某交易日的系统备用需求、相应的备用容量不足概率、发电公司提交的容量报价数据(列出了发电公司申报真实成本和采用欺诈性投标两种情形,以下分别称CASE-1和CASE-2)。

表1 算例系统数据
Table 1 Data of the numerical example

容量需求 R/MW	系统发 布的 ρ	$c_R(R)/(\text{美元} \cdot \text{MW}^{-1})$		ρ^*	
		CASE-1	CASE-2	CASE-1	CASE-2
200	0.007 27	3.6	4.9	0.000 69	0.000 94
250	0.003 57	4.8	7.2	0.000 92	0.001 38
300	0.001 72	6.3	10.5	0.001 21	0.002 02
350	0.001 37	8.1	15.6	0.001 56	0.002 99
400	0.001 11	12.6	26.2	0.002 42	0.005 01
450	0.000 98	18.1	40.3	0.003 47	0.007 69
500	0.000 65	38.5	81.7	0.007 35	0.015 47

假设在预调度阶段,系统运营机构评估出的单位停运成本为5 200美元/(MW·h),并且根据实际运行情况确定了该交易时段系统所需要的运行备用容量区间为[300 MW, 400 MW],所对应的备用容量不足概率区间为[0.001 72, 0.001 11]。

对于CASE-1,通过容量-可靠性相关性分析,可以得到容量-可靠性的有效均衡点为 $(c_R(R), R) = (8.1 \text{ 美元/MW}, 350 \text{ MW})$ 。而对于CASE-2,由于发电公司报价严重偏离真实成本,均

衡点不在有效容量需求区间[300 MW, 400 MW]内,运营机构据此估计该发电公司在投标中存在欺诈行为,进而要求市场管理机构根据市场规则进行处理。

进入实时调度阶段,调度员根据系统运行状况对运行备用容量进行调度。假设被调度的运行备用边际电量成本 $e = 42 \text{ 美元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。运用式(10)~式(12)对3种用户需求弹性($\beta = 1.0, \beta = 1.5$ 和 $\beta = 2.0$)的情况进行计算(假设 Δ 很小可以忽略不计),得到了表2中所示的系统运行备用市场价格和期望的可靠性目标。

表2 仿真结果
Table 2 Simulation results

β	$p^*(\rho)/$ (美元·(MW·h) ⁻¹)	ρ^*	$p^*(\rho^*)/$ (美元·(MW·h) ⁻¹)
1.0	49.133 8	0.001 555	50.100 0
1.5	52.708 0	0.001 554	54.150 0
2.0	56.287 1	0.001 553	58.200 0

从表2可以看到,随着用户需求的相对弹性指数增大,运行备用的市场价格也随之上升,有利于调动发电侧参与备用市场的积极性,同时刺激用户侧在高峰负荷时主动削减负荷。实际上,随着交易时段的临近,系统的备用容量不足概率 ρ 可能已与预调度时发布的值不同,此时对被调度的运行备用容量定价应该基于更新后的 ρ 。

总之,如果备用容量获取不足,除了影响系统可靠性外,还将导致市场价格偏高,被调度的运行备用机组获得了超额利润,市场的平稳运行受到冲击。而当备用容量获取偏高时,边际容量成本较高,而市场价格偏低,被调用的运行备用机组没有获得应有的收益,而未被调用的机组获得较高的容量价格,多余的闲置容量造成了资源浪费。当获取的备用容量为最优时,可实现兼顾系统可靠性的社会福利最大化。

4 结语

合理的定价机制对引导资源的优化配置、调动市场参与者的积极性、提高电力市场的运行效率具有重要作用。本文建立了一种基于高峰负荷定价理论确定需要的运行备用容量及其价格的数学模型,考虑了供给和需求的不确定性、停运成本以及用户侧的需求弹性。通过容量-可靠性的相关性分析得到了兼顾经济性和可靠性的运行备用容量,并且为监控备用市场中的欺诈行为提供了新的思路。

需要指出的是,在应用本文所提出的方法时,必须解决一些关键技术,如对停运成本的有效评估。目前对停运成本的系统性研究越来越广泛,不论是建

模方法还是评价技术等都有了一定的发展^[11],这无疑将推动高峰负荷定价理论在电力工业中的应用。

参考文献

- 1 Flynn M, Sheridan W P, Dillon J D, et al. Reliability and Reserve in Competitive Electricity Market Scheduling. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1): 78~87
- 2 Siddiqui A S, Marnay C, Khavkin M. Spot Pricing of Electricity and Ancillary Services in a Competitive California Market. In: Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii(USA); 2001. 813~821
- 3 Mendes D P, Kirschen D S. Assessing Pool-based Pricing Mechanisms in Competitive Electricity Markets. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Seattle (USA); 2000. 2195~2200
- 4 Chao H P, Wilson R B. Multi-dimensional Procurement Auction for Power Reserves; Incentive Compatibility Evaluation and Settlement Rules. In: UCEI Power Conference. Berkeley California; 1999 (Revised May 2000). <http://www.stoft.com/lib/papers/Chao-Wilson-2000-Spin-Auction.pdf>
- 5 Oren S S. Design of Ancillary Service Markets. In: Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii(USA); 2001
- 6 李晓刚, 言茂松 (Li Xiaogang, Yan Maosong). 我国运行备用辅助服务市场的模式与定价研究 (Market Mode and Pricing Method for Ancillary Service Market of Operating Reserve in China). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2000, 24(9): 12~18
- 7 Rashidinejad M, Song Y H, Javidi M H. Option Pricing of Spinning Reserve in a Deregulated Electricity Market. IEEE Power Engineering Review, 2000, 20(7): 39~40
- 8 Crew M A, Fernando C S, Kleindorfer P R. The Theory of Peak-load Pricing: A Survey. Journal of Regulatory Economics, 1995, 8: 215~248
- 9 Silva C, Wollenberg B F, Zheng C Z. Application of Mechanism Design to Electric Power Markets. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(4): 862~869
- 10 Bushnell J B, Oren S S. Bidder Cost Revelation in Electric Power Auctions. Journal of Regulatory Economics, 1994, 6: 5~26
- 11 Energy Research Institute of Chulalongkorn University. Electricity Outage Cost Study. 2001. <http://www.nepo.go.th/power/ERI-study-E/ERI-ExeSummary-E.html>

附录 A

式(4)、式(5)的推导过程如下:

由于 $D_G(p, R) = \min(D(p), R)$, 故

$$\frac{\partial D_G}{\partial p} = \begin{cases} \frac{\partial D}{\partial p} & D < R \\ 0 & D > R \end{cases}$$

$$\frac{\partial D_G}{\partial R} = \begin{cases} 0 & D < R \\ 1 & D > R \end{cases}$$

令 $\Omega_0 = \{\omega | D(p) \leq R\}$, $\Omega_1 = \{\omega | D(p) > R\}$,

$$E\left\{\frac{\partial D_G}{\partial p}\right\} = E\{D'(p) | \Omega_0\} P_R\{\Omega_0\} \quad (A1)$$

$$E\left\{\frac{\partial D_G}{\partial R}\right\} = E\{1 | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} \quad (A2)$$

式中: $D'(p) = \partial D(p) / \partial p$.

并且,

$$E\{D'(p)\} = E\{D'(p) | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} + E\{D'(p) | \Omega_0\} P_R\{\Omega_0\} \quad (A3)$$

以及

$$\frac{\partial U(D_G(p, R))}{\partial D_G} = E\left\{\frac{\partial U(D_G(p, R))}{\partial D_G} \middle| \Omega_0\right\} P_R\{\Omega_0\} + E\left\{\frac{\partial U(D_G(p, R))}{\partial D_G} \middle| \Omega_1\right\} P_R\{\Omega_1\} = \hat{p}(D(p)) P_R\{\Omega_0\} + \hat{p}(R) P_R\{\Omega_1\} = p P_R\{\Omega_0\} + \hat{p}(R) P_R\{\Omega_1\} \quad (A4)$$

对目标函数式(1),

$$\pi(p, R) = E\{U(D_G(p, R)) - rR - eD_G(p, R) - (\delta + \gamma)[D(p) - D_G(p, R)]\}$$

分别就 p 和 R 求偏导, 并将式(A1)~式(A4)的结果代入, 得到:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi}{\partial p} &= E\left\{\frac{\partial U}{\partial D_G} \frac{\partial D_G}{\partial p} - r \frac{\partial R}{\partial p} - e \frac{\partial D_G}{\partial p} - (\delta + \gamma)\left(\frac{\partial D}{\partial p} - \frac{\partial D_G}{\partial p}\right)\right\} = \\ &E\{pD'(p) | \Omega_0\} P_R\{\Omega_0\} - E\{eD'(p) | \Omega_0\} P_R\{\Omega_0\} - (\delta + \gamma)E\{D'(p) | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} = \\ &(p - e)E\{D'(p) | \Omega_0\} P_R\{\Omega_0\} - (\delta + \gamma)E\{D'(p) | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} = 0 \end{aligned}$$

这就是式(4)的结果。

同理可得:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \pi}{\partial R} &= E\left\{\frac{\partial U}{\partial D_G} \frac{\partial D_G}{\partial R} - r \frac{\partial R}{\partial R} - e \frac{\partial D_G}{\partial R} - (\delta + \gamma)\left(\frac{\partial D}{\partial R} - \frac{\partial D_G}{\partial R}\right)\right\} = \\ &E\{\hat{p}(R) - e | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} - r - E\{-(\delta + \gamma) | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} = \\ &E\{[\hat{p}(R) - e] + (\delta + \gamma) | \Omega_1\} P_R\{\Omega_1\} - r = 0 \end{aligned}$$

此即式(5)。

赵学顺(1974—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场、电力经济以及信息化技术的应用。E-mail: eexszhao@hotmail.com

余志伟(1952—), 男, 博士, 助理教授, 研究方向为电力市场、电价、经济和环境保护。E-mail: eecwyu@polyu.edu.hk

钟志勇, 男, 博士, 研究员, 研究方向为电力系统动态与稳定。E-mail: eecychung@polyu.edu.hk

(下转第 55 页 continued on page 55)

