

# 我国运行备用辅助服务市场的模式与定价研究

李晓刚, 言茂松

(上海大学自动化系, 上海 200072)

**摘要:** 比较了以美国加州和英格兰-威尔士为代表的两大类运行备用辅助服务市场, 认为英格兰-威尔士模式对我国初期的电力市场更有参考价值。建议我国运行备用辅助服务市场采用在一日现货交易发电主市场定价基础上同时定价, 即事先定价, 而在当日强调各机组服从调度, 事后按既定价格结算。实现概率学意义下的公平合理性。在简易当量电价法基础上发展了计入运行备用辅助服务的随机性简易当量电价法。采用了随机生产模拟技术, 引入了期望边际机组和期望边际电价的新概念, 并区分被调度加载和不被调度加载两种情况。有关算例说明了它的合理性。

**关键词:** 电力市场; 发电上网电价; 辅助服务; 运行备用; 可靠性

**中图分类号:** TM 73; F 123.9

## 0 引言

竞争性发电市场的期货交易和一日前的现货交易是发电市场的主市场, 它实现了绝大部分电量的上网交易。然而在当日的实时运行中, 由于一些不可预测、不可控制的原因, 如交易的临时变动、负荷的随机波动及机组的强迫停运等, 而要求有一个有功、无功的实时平衡服务以及其他的运行服务, 以保证供电的可靠性和质量, 这就是辅助服务。各国各电力公司按功能划分的各种辅助服务不尽相同, 但是在发电市场中作为运行备用的旋转备用和非旋转备用是最主要的辅助服务, 例如旋转备用和非旋转备用都要求在出现有功短缺时在 10 min 内加载, 只不过旋转备用要求并网在线运行, 而非旋转备用没有这一要求。运行备用容量由系统可靠性(充裕度)水平决定, 一般为日计划峰负荷的 7%~13%, 并与系统结构参数有关, 但同时要求作为第一类事故的备用, 例如最大容量机组的事故停运、最大输入容量的断线等。其他辅助服务, 不在本文讨论之列。

相对主市场而言, 运行备用的购买是低效高成本的, 然而又是必须的。高成本来自 2 个方面: 一方面备用容量在多数情况下是不被调度并加载的, 它类似于空闲容量; 另一方面一旦被调度和加载, 通常要以高于系统边际电量成本的价格为之付费。

因此讨论运行备用的调度与定价问题必须涉及以下几个问题: ①在什么样的发电主市场模式下讨论, 因为它毕竟是一个辅助市场; ②运行备用市场本身采用哪种与主市场相适应的运行模式, 包括相应

的调度模式和定价模式; ③在备用市场中, 既可以采用确定性的定价方法, 也可以采用随机性的定价方法, 如何考虑这一问题? 最终归结为我国运行备用辅助服务市场采用什么样的模式和调度原则, 以及相应的定价原理和方法。

## 1 我国电力市场初级阶段的发电主市场<sup>[1,2]</sup>

电力市场的模式很多, 但是从总体上来看, 90 年代前期的英格兰-威尔士电力市场和 90 年代后期美国加州的电力市场仍然具有代表性。以美国加州为代表的 PX+ISO(交易中心+独立系统运行员)模式相当先进, 从纯粹的市场经济角度考察是很好的, 但是中国要一步走到这一层次会有很多现实问题。第一, 美国加州模式要求交易与调度完全分离, 不仅在功能上分离而且在组织机构上分离, 为此第一期投资高达 2.4 亿美元, 我国电力市场在起步阶段还不可能有此条件。而以英格兰-威尔士为代表的 Pool(电力库)模式只要求交易与调度在功能上分离, 这或许更接近中国目前的实际。第二, 美国加州模式要求厂与网彻底分离, 也就是 ISO 不能直接调度任何形式的发电厂, 包括抽水蓄能、燃气轮机等系统性电厂。这虽然是科学的, 也是可能的, 但是这类电厂的运行管理、投资回报都是复杂的, 在我国开放电力市场的初期还不大可能事先解决, 应当允许有一个过渡期, 这意味着我国初期发电市场中的网公司可以暂时拥有少量系统性电厂, 以保证系统的可靠性和电能质量, 而这更接近于英格兰-威尔士电力市场初期的模式。第三, 美国加州模式中的 PX 是一个在政府严格监管下, 不以赢利为目的的服务中心; 它通过复杂的交易网, 实现双边(或多边)交易。这意味着买(用户)卖(发电厂商)双方都有权

通过电价实现市场选择,同时 ISO 也没有义务保证满足所有用户的需要。换言之,美国加州模式不是以 Pool 为中心的竞价上网模式,而是以 PX 为中心的双边(或多边)交易模式,核心是给予用户以报价和选择的权利。这虽然更符合一般的市场原则,但在我国开放电力市场的初期还难以一步实现。如最大的用户是各个供电局,给供电局以报价和选择发电厂商的权利意味着各供电局首先从网公司中分离出来并成为独立法人实体,这实际上是发输配的完全解捆,而这可能是中国电力市场下一阶段的目标之一。因此目前只可能是以 Pool 为中心,实现竞价上网的模式,然而这并不排除在条件成熟的时候逐步开放大用户的双边(或多边)贸易。因而这也更接近于英格兰-威尔士电力市场初期的模式。第四,美国加州模式采用单一电价高低配对的拍卖体制,在电价中不区分电量成本和容量成本,也不区分成本和效益,从而游离于生产成本而更强烈地取决于市场竞争,这更像是一般商品。从纯粹的市场经济角度审视,有其合理性,特别是对于一个比较成熟的市场。但是由于它不直接取决于成本,其电价具有多变性和模糊性,不利于我国初级电力市场的稳定和监管。而英格兰-威尔士模式采用零边际容量成本的边际条件,也不适用于容量仍在扩展中的中国。他们在实践中的影响可参见文献[3]。为此,我们发展了标准的当量电价法<sup>[4]</sup>和简易的当量电价法<sup>[5]</sup>。而其中简易当量电价法在某种意义上更接近于英格兰-威尔士的竞价上网方法,但是有一些重要的不同,例如引入虚拟机组概念后的非零的边际容量成本条件,容量成本参与报价和竞争,极大与极小的两次排序定价,以及容量效益分配向峰机组倾斜等。

## 2 我国电力市场初级阶段的运行备用辅助服务市场<sup>[2,6]</sup>

与美国加州发电主市场相适应,其辅助服务市场采用由 ISO 当日采购(procurement)的模式,并在当日发电主市场的拍卖完成之后进行。每个运行备用的报价者分别提交 2 个备用价格:一个是备用容量报价,另一个是备用电量报价。成功的报价者,不论其是否被调度,都将被支付一笔容量备用费,它取决于容量备用的机会成本。在边际机组不能满足要求(如加载速率)时,容量备用的机会成本可能大于系统的边际成本。在备用容量被调度加载时,报价者还将被支付一笔电量电费,这个备用电量电价可以是实时的市场价,也可以是事先的敲定(strike)价。ISO 为了极小化备用成本,不能仅仅考虑备用容量报价,也不能仅仅考虑备用电量报价,而是涉及一个成本极小化的优化问题<sup>[1]</sup>,其中还必须估计备用

源被调度加载的概率<sup>[6]</sup>,可见它的定价不是一件简单的事情。如果还要考虑各报价机组的运行限制和备用的机会成本等实际因素,将更为复杂。因此在我国开放电力市场的初期,不建议运行备用辅助服务采用这一类当日采购的美国加州模式。

英格兰-威尔士的运行备用辅助服务是以 Pool 为中心,在竞价上网的基础上实行统一的调度,而其运行备用辅助服务的定价是与一日前发电主市场的竞价上网定价同时进行的,因而也是事先制订的。发电主市场中 Pool 的购入电价  $R_{PPF}$  为:

$$R_{PPF} = R_{SMP} + P_{LOLP}(R_{VOLL} - R_{SMP}) \quad (1)$$

其中  $R_{SMP}$  是系统的边际电价,即容量按报价排序并与该时段负荷平衡后边际机组(或容量段)的报价; $R_{VOLL}$  为负荷损失价值,通常它远大于  $R_{SMP}$ ;  $P_{LOLP}$  为该时段电力系统的电力不足概率。

式(1)右侧第 1 项反映系统的边际成本,可以证明系统边际价格  $R_{SMP}$  减去  $i$  机组电量成本报价  $b_i$  正是  $i$  机组(或容量段)的影子容量价值。式(1)右侧第 2 项反映的是系统容量短缺风险的价值,称之为容量效益。当系统容量有较大短缺风险时,电力不足概率  $P_{LOLP}$  大,则提价;当系统负荷损失价值  $R_{VOLL}$  高,则提价幅度大。因此式(1)右侧第 2 项是成本以外的反映市场供求不平衡时的容量价值,即效益。

上述定价排序过程是在不考虑各种运行约束条件下完成的,在实际运行中,可能发现必须考虑若干约束,例如某些机组难以承受过多的开停机要求,或者加载速率不能满足系统要求,或者由于输电网络的阻塞等,因此有的已排入发电计划的发电机组退出发电计划而成为备用机组,这叫做逆序停机或少发(constrained-off);有的未排入发电计划的备用机组加入发电计划,这叫做逆序开机或多发(constrained-on)。还有一批报了价、做了发电承诺的机组,但始终没有排入发电计划,它们实际上承担了容量备用,而且仍然有机会在系统出现功率短缺时被调度加载。面对这 3 种都涉及运行备用的情况,英格兰-威尔士发电市场有一个很好的定价方法<sup>[2]</sup>:

a. 经无约束排序已排入发电计划,但考虑实际约束后逆序停机或少发情况,实际上是被迫作为运行备用,则被支付:

$$R_{li} = (R_{SMP} - b_i) + P_{LOLP}(R_{VOLL} - R_{SMP}) \quad (2)$$

即  $i$  机组被支付了作为备用的容量效益,并被补偿了原本可获得的影子容量价值或利润  $R_{SMP} - b_i$ ,这是合理的。

b. 经无约束排序未排入发电计划,但由于上述原因而逆序开机或多发情况,实际上正是运行备用被调度加载情况,则被支付:

$$R_{2i} = b_i + P_{\text{LOLP}}(R_{\text{VOLL}} - R_{\text{SMP}}) \quad (3)$$

也就是  $i$  机组被支付了其电量成本和市场的容量效益,虽然其电量成本高于系统的边际成本(机会成本),但是从市场需求和系统安全考虑, $i$  机组必须发电,因而其电量成本被如实支付,这也是合理的。

c. 机组报了价,做了发电承诺,但始终没有被排入发电计划,它们实际上承担了系统容量的运行备用,因此仍需被支付:

$$R_{3i} = P_{\text{LOLP}}(R_{\text{VOLL}} - R_{\text{SMP}}) \quad (4)$$

这是因为其报价与承诺有助于化解系统可靠性风险。实际上在计算系统电力不足概率  $P_{\text{LOLP}}$  时,已包含了该机组的有效容量(随机变量),从而减少了系统电力不足概率  $P_{\text{LOLP}}$ , 因此不论它是否被调度和加载,均被支付这一市场容量效益,这是很合理的。

综观上述定价策略,任何机组或容量段,只要参与报价均被支付容量效益,即式(1)中的第2项可以解释为在相应系统可靠性水平  $P_{\text{LOLP}}$  下备用容量效益的购买。

由此可见,在以 Pool 为中心竞价上网的英格兰-威尔士模式中,发电主市场的定价与运行备用的定价都是在一日事先制订的,而在当日强调的是服从统一调度,如实结算,且各种情况的结算电价是不同的,也是合理的,比之美国加州模式对我国更有参考价值。但是有2点需要结合国情并有所发展:

a. 我们曾多次论述过<sup>[3]</sup>英格兰-威尔士一日前发电主市场的定价方法不完全适用于中国,不能简单照搬,为此我们发展了标准的当量电价法<sup>[4]</sup>和简易当量电价法<sup>[5]</sup>等。特别是简易当量电价法参考了英格兰-威尔士的方法,那么与之相适应的运行备用定价方法将如何设计?

b. 运行备用是一种化解可靠性风险的辅助服务,而风险来自市场实时交易的临时变动、负荷需求的随机波动和机组的强迫停运,因此本质上都有明显的随机性。而这些随机性可用一个随机模拟的方法在一日前进行预测并计入其辅助服务的定价。然而英格兰-威尔士方法中没有这个功能,从而损害了其合理性。事实上在加载顺序中所有后续的机组都是其序前加载机组的“运行备用”,理应都被支付一笔运行备用费用;同时每台机组也都有事故停运的可能,因此又理应承担由此而给予的“惩罚”。排入发电计划的和没有排入发电计划的机组都有可能以某个概率被调度加载,反之亦然。因此,运行备用的定价适合采用随机分析方法,以期望值事先计入,从而在统计学意义上实现公平合理性。为此有必要将随机模拟技术引入到当量电价方法中,与一日前发

电主市场定价一起,制订运行备用的定价。

### 3 等值负荷曲线与期望利用小时数

随机生产模拟理论和方法<sup>[4,7]</sup>,可以计入发电机组的强迫停运随机性,也可以计入需求的随机波动。由随机生产模拟理论可知,按一定加载顺序加载的发电机组所面对的期望负荷曲线是不同的。除了第一加载的基机组面对的是原始负荷曲线之外,其余机组面对的将是考虑已加载机组强迫停运率后的等值负荷曲线,且各机组所面对的等值负荷曲线构成了一个负荷曲线族,如图1所示。

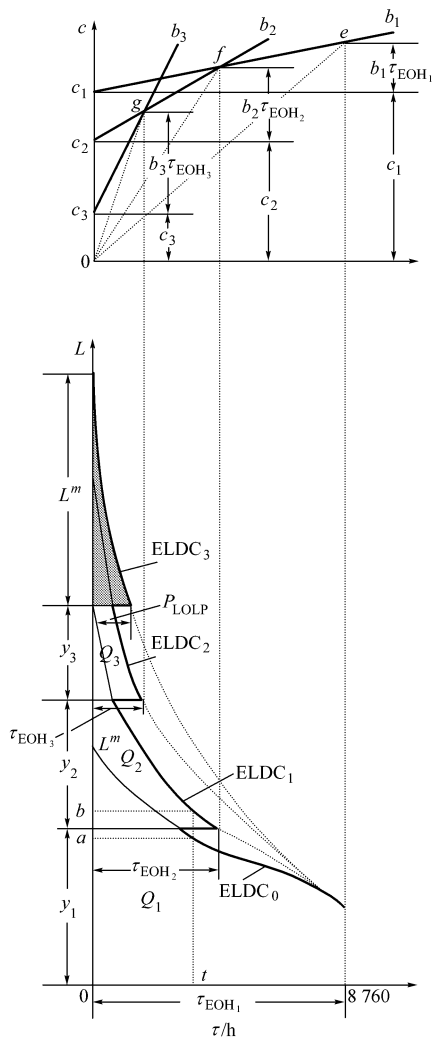


图1 等值负荷曲线族示意图

Fig. 1 Illustration of equivalent load duration curve (ELDC) family

例如第二加载的机组除了要承担第一加载机组正常加载后  $\text{ELDC}_0$  的剩余负荷曲线外,还要承担第一加载机组事故退役后的负荷(负的发电即负荷),它是随机发生的,但可以用其期望值计入,并构成比

原始负荷曲线高的等值负荷曲线  $ELDC_1$ , 这一机理可以随着相继加载的机组递推并导出各机组所面对的等值负荷曲线族  $ELDC_2, ELDC_3, \dots, ELDC_n$ 。将机组容量按电量成本报价排序后, 得到各机组概率学意义上的期望利用小时数  $\tau_{EOH_i}, i = 1, 2, \dots, N, N$  为所有报价机组的总数。不同于确定性的简易当量电价法<sup>[5]</sup>, 计入运行备用辅助服务后的随机性简易当量电价法只需用概率学的  $\tau_{EOH_i}$  取代确定性的利用小时数  $T_{EOH_i}$ 。

#### 4 计入运行备用辅助服务的概率学简易当量电价法的原理

将确定性的简易当量电价法<sup>[5]</sup>扩展为计入运行备用辅助服务的随机性简易当量电价法, 首先需阐明几个基本概念和定义, 并将涉及算法与运作。

a. 关于次日某一时段负荷下期望边际机组的定义问题。不同于确定性情况, 在概率学意义上后续机组都是序前加载机组的备用, 在概率学期望值意义下的发电与负荷的平衡是指该时段期望的等值负荷而不是原始负荷与加载机组容量之和的平衡, 在此条件下, 最后加载的机组即为期望边际机组, 例如图 1 中, 在原始负荷水平为  $a$  的  $t$  时段, 其等值负荷为  $b$ , 期望边际机组是序号为 2 的机组, 而不是序号为 1 的机组。

b. 关于发电计划内机组和计划外机组的问题。从完全的概率学意义上讲, 没有计划内与计划外的区别, 所有机组都将以某个概率排入次日的发电计划, 只是有的概率高, 有的概率低。而次日的实际发生情况只是概率空间中的一个实现。然而随机性简易当量电价法只是建立在期望的等值负荷曲线基础上而未做方差分析, 因此仍然存在期望边际机组并划分为在期望值意义下的计划内与计划外机组。

c. 关于期望计划外机组运行备用定价问题。这要区别被调度和不被调度 2 种情况, 如果不被调度加载, 则和英格兰-威尔士方法一样, 将被支付容量效益  $U(t) = P_{LOLP}(t)R_{VOLL}$ 。如果被调度加载, 除了被支付上述容量效益  $U(t)$  以外, 参照英格兰-威尔士方法, 还被支付一笔当量成本, 即准当量  $B_{EVE_i}$ , 如实偿还其较高的发电成本。相应地, 在期望计划以外的机组按照虚拟的机组容量准当量  $B_{EVE_i}$ <sup>[5]</sup> 排序,  $B_{EVE_i}$  较小的机组被优先调度加载。

d. 关于期望计划内机组的运行备用定价问题。这也要区别被调度和不被调度 2 种情况。和以上类似, 如果不被调度加载, 仍将被支付容量效益  $U(t) = k_i P_{LOLP} R_{VOLL}$ , 其中  $k_i$  为向峰机组倾斜的分配系

数, 以强化在计划内峰机组的成本回收并鼓励投资。如果被调度加载, 除仍被支付上述容量效益  $U(t)$  之外, 还被支付一笔该时段的边际电价  $M(t)$ , 边际电价实际上是受到可行域限制的边际的准当量。即  $M(t) \leq B_{EVE_n}(t)$ , 也就是对于期望计划内机组在被支付较高的电价的同时, 要受到政府监管部门的可行域控制。

e. 关于逆序加载问题。按报价顺序加载可能受到实际运行约束而不可行, 从而必须调整而出现逆序加载情况, 为尽可能减少这种情况, 可参照美国加州的方法, 由调度引导报价人, 通过修改报价策略, 迭代地逐步满足这些约束, 其中包括与时间相关的约束, 即所谓运行约束的内部化(internalization)。据介绍, 这有助于减少市场平衡中套利(arbitrage)的机会, 且在交互与迭代过程中使价格制订更透明。

#### 5 计入运行备用辅助服务的概率学简易当量电价法的算法

a. 发电厂商按机组或容量段顺序报价, 上报容量  $y_i$ 、单位电量成本  $b_i$  和单位容量成本年金  $c_i$ 。要求反映成本但也允许偏离成本。同时由交易中心给出各机组的次日短期强迫停运率  $P_{FOR_i}$  和系统负荷的方差估计  $\sigma^2$ 。

b. 交易中心应用各机组的电量成本报价  $b_i$  在预测的次日持续负荷曲线 LDC 上, 由谷负荷时段  $t_0$  开始, 由低到高, 将容量  $y_i (i = 1, 2, \dots, n(t))$  排序。同时进行相应的递推随机生产模拟, 直至找到该时段  $t$  的期望边际机组  $n(t)$ 。这是一个按实际报价机组电量成本  $b_i$  排序求最大值的过程, 其数学表达式为:

$$b_n(t) = \max \left\{ b_i, i = 1, 2, \dots, n(t) \mid L_n(t) = x_n + \sum_{i=1}^{n(t)-1} y_i, x_n \leq y_n \right\} \quad (5)$$

其中  $y_i$  为  $i$  机组的容量,  $i = 1, 2, \dots, n(t)$ ;  $x_n$  为  $n(t)$  机组的运行容量;  $L_n(t)$  为加载到  $n(t) - 1$  台机组, 第  $n(t)$  台机组面对的等值负荷, 由随机生产模拟得到。

c. 对  $n(t)$  机组以及所有在时段  $t$  被排除上网的机组集合中, 计算各机组在期望边际加载时的准当量为:

$$B_{EVE_i}(t) = b_i + \frac{c_i}{\tau_{EOH_n}(t)} \quad (6)$$

$$i = n(t), n(t) + 1, \dots, N$$

并由大到小排序, 且找到其中最小者作为该时段的期望边际电价  $M(t)$ , 这是一个按虚拟机组准当量

$B_{EVE_i}$  排序求最小值的过程,其数学表达式为:

$$M(t) = B_{EVE_n}(t) = b_n + \frac{c_n}{\tau_{EOH_n}(t)} = \min \{B_{EVE_i}(t); i = n, n+1, \dots, N\} \quad (7)$$

其中  $\tau_{EOH_n}(t)$  为该时段期望边际机组的期望利用小时数,由上述随机生产模拟求得; $N$  为所有报价机组的总数。

d. 对于下一负荷水平时段  $t$  重复步骤 b 和步骤 c,直到峰负荷水平时段  $t_p$  为止。从而确定了所有时段  $t$ ,各负荷水平下的期望边际机组  $n(t)$  和期望边际电价  $M(t)$ 。

e. 应用成本平面上的坐标(斜率,水平值)  $= (M(t), \tau_{EOH_n}(t))$  决定的边际机组的折点位置,检查它是否在监管机构给出的可行域中。如果越界,则在  $\tau_{EOH_n}(t)$  不变的条件下,下调  $M(t)$  使折点达到可行域边界上<sup>[5]</sup>。

f.  $t$  时段,计算附加的、并向峰机组倾斜的容量效益电价:

$$U_i(t) = k_i P_{LOLP}(t) R_{VOLL} \quad (8)$$

$$k_i = L_n(t) \frac{\tau_{EOH_i}^{-1}(t)}{\sum_{i=1}^n y_i \tau_{EOH_i}^{-1}(t)} \quad (9)$$

其中  $k_i$  为向峰机组倾斜的分配系数,它反比于机组的利用小时数; $i = 1, 2, \dots, n(t)$ 。

g.  $t$  时段,期望计划内  $i$  机组的上网电价为:

$$P_i(t) = \begin{cases} M(t) + U_i(t) & \text{被调度加载} \\ U_i(t) & \text{不被调度加载} \end{cases} \quad (10)$$

其中  $i = 1, 2, \dots, n(t)$ 。

h.  $t$  时段,计算期望边际机组  $n(t)$  及以上,即期望计划以外机组的上网电价:

$$P_i(t) = \begin{cases} B_{EVE_i} + U(t) & \text{被调度加载} \\ U(t) & \text{不被调度加载} \end{cases} \quad (11)$$

其中  $U(t) = P_{LOLP}(t) R_{VOLL}; i = n(t) + 1, \dots, N$ 。

i. 输出并绘制上网电价表和不被调度加载的备用电价表,其中期望计划内与计划外用横线隔开。

## 6 算例

设电力负荷损失  $R_{VOLL} = 10.00$  元/(kW·h),系统最高边际电价  $B_{EVE_{\max}} = 2.50$  元/(kW·h),交易与负荷波动的方差  $\sigma^2 = 0$ 。

a. 预测次日的负荷时序曲线,见表 1,并构造相应的年负荷持续曲线。

b. 各发电厂的次日发电成本报价,见表 2。

c. 次日系统 24 h 边际电价计算结果,见表 3。

表 1 次日预测负荷时序曲线之数据  
Table 1 Load chronological curve for next day

| T/时 | 负荷/MW | T/时 | 负荷/MW | T/时 | 负荷/MW |
|-----|-------|-----|-------|-----|-------|
| 1   | 2821  | 9   | 3932  | 17  | 3757  |
| 2   | 2738  | 10  | 4102  | 18  | 3573  |
| 3   | 2684  | 11  | 4041  | 19  | 3600  |
| 4   | 2696  | 12  | 3895  | 20  | 3862  |
| 5   | 2703  | 13  | 3968  | 21  | 3535  |
| 6   | 2649  | 14  | 3907  | 22  | 3343  |
| 7   | 2995  | 15  | 3903  | 23  | 3171  |
| 8   | 3440  | 16  | 3917  | 24  | 2997  |

表 2 各发电厂的次日发电成本报价  
Table 2 The generation costs of suppliers for next day

| 厂号 | 单位电量<br>报价/<br>(元·(MW·h) <sup>-1</sup> ) | 单位容量<br>报价/<br>(元·kW <sup>-1</sup> ) | 最大容量/<br>MW | 短期强迫<br>停运率 |
|----|------------------------------------------|--------------------------------------|-------------|-------------|
| 8  | 182.58                                   | 649.75                               | 10×12       | 0.0070      |
| 7  | 171.84                                   | 651.35                               | 7×25        | 0.0070      |
| 6  | 150.36                                   | 660.00                               | 6×50        | 0.0092      |
| 5  | 137.00                                   | 696.70                               | 1×300       | 0.0184      |
| 4  | 126.00                                   | 707.40                               | 11×125      | 0.0157      |
| 3  | 113.75                                   | 771.05                               | 3×200       | 0.0198      |
| 2  | 112.00                                   | 821.75                               | 2×300       | 0.0184      |
| 1  | 110.00                                   | 845.95                               | 2×600       | 0.0199      |

注:电厂类型均为现存火电厂;短期强迫停运率为标么值;单位容量报价为年金;最大容量以台数×单机容量的形式表示,“×”后为单机容量。

表 3 次日系统 24 h 边际电价计算结果  
Table 3 The results of the marginal prices for next day

| T/时 | 边际电价 /<br>(元·(kW·h) <sup>-1</sup> ) | T/时 | 边际电价 /<br>(元·(kW·h) <sup>-1</sup> ) |
|-----|-------------------------------------|-----|-------------------------------------|
| 1   | 0.207                               | 13  | 0.960                               |
| 2   | 0.207                               | 14  | 0.333                               |
| 3   | 0.207                               | 15  | 0.333                               |
| 4   | 0.207                               | 16  | 0.333                               |
| 5   | 0.207                               | 17  | 0.333                               |
| 6   | 0.207                               | 18  | 0.207                               |
| 7   | 0.207                               | 19  | 0.207                               |
| 8   | 0.207                               | 20  | 0.333                               |
| 9   | 0.333                               | 21  | 0.207                               |
| 10  | 2.935                               | 22  | 0.207                               |
| 11  | 0.960                               | 23  | 0.207                               |
| 12  | 0.333                               | 24  | 0.207                               |

d. 次日各发电厂 24 h 的容量效益电价,即未被调度的运行备用电价,见表 4。

由表 4 可见,容量效益电价向峰时段和峰机组倾斜,这是因为峰时段的电力不足概率  $P_{LOLP}$  很大(0.044 2),而谷时段的电力不足概率几乎等于零,以及容量效益分配系数  $k_i$  的作用。

e. 次日各发电厂 24 h 的上网电价,见表 5。

表 4 次日各发电厂未被调度加载时的运行备用(容量效益)电价计算结果

Table 4 The results of the prices for operating reserve when units are not loaded in the next day

元/kW

| 加载顺序 | 厂号 | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 8    | 8  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.108 | 4.580 | 0.417 | 0.106 |
| 7    | 7  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.108 | 3.206 | 0.417 | 0.106 |
| 6    | 6  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.108 | 1.325 | 2.517 | 0.106 |
| 5    | 5  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.237 | 0.304 | 0.576 | 0.225 |
| 4    | 4  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.096 | 0.124 | 0.234 | 0.091 |
| 3    | 3  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.096 | 0.124 | 0.234 | 0.091 |
| 2    | 2  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.096 | 0.124 | 0.234 | 0.091 |
| 1    | 1  | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0.006 | 0.096 | 0.124 | 0.234 | 0.091 |
| 加载顺序 | 厂号 | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    |
| 8    | 8  | 0.108 | 0.106 | 0.106 | 0.107 | 0.035 | 0.008 | 0.009 | 0.105 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 7    | 7  | 0.108 | 0.106 | 0.106 | 0.107 | 0.035 | 0.008 | 0.009 | 0.105 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 6    | 6  | 0.953 | 0.106 | 0.106 | 0.107 | 0.035 | 0.008 | 0.009 | 0.105 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 5    | 5  | 0.218 | 0.228 | 0.225 | 0.235 | 0.075 | 0.008 | 0.009 | 0.222 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 4    | 4  | 0.088 | 0.092 | 0.091 | 0.095 | 0.030 | 0.008 | 0.009 | 0.090 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 3    | 3  | 0.088 | 0.092 | 0.091 | 0.095 | 0.030 | 0.008 | 0.009 | 0.090 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 2    | 2  | 0.088 | 0.092 | 0.091 | 0.095 | 0.030 | 0.008 | 0.009 | 0.090 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |
| 1    | 1  | 0.088 | 0.092 | 0.091 | 0.095 | 0.030 | 0.008 | 0.009 | 0.090 | 0.006 | 0.001 | 0     | 0     |

注:表中数据为 1 时~24 时各发电厂的运行备用电价。

表 5 次日各发电厂被调度加载时的上网电价计算结果

Table 5 The results of the PPPs (pool purchase prices) when units are loaded in the next day

元/(kW·h)

| 加载顺序 | 厂号 | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|------|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 8    | 8  | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.941 | 3.043 | 7.515 | 3.352 | 3.042 |
| 7    | 7  | 2.105 | 2.105 | 2.105 | 2.105 | 2.105 | 2.105 | 2.105 | 2.111 | 2.213 | 6.141 | 2.522 | 2.211 |
| 6    | 6  | 0.960 | 0.960 | 0.960 | 0.960 | 0.960 | 0.960 | 0.960 | 0.966 | 1.068 | 4.260 | 3.477 | 1.066 |
| 5    | 5  | 0.333 | 0.333 | 0.333 | 0.333 | 0.333 | 0.333 | 0.333 | 0.339 | 0.570 | 3.239 | 1.536 | 0.558 |
| 4    | 4  | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.213 | 0.429 | 3.059 | 1.194 | 0.424 |
| 3    | 3  | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.213 | 0.429 | 3.059 | 1.194 | 0.424 |
| 2    | 2  | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.213 | 0.429 | 3.059 | 1.194 | 0.424 |
| 1    | 1  | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.207 | 0.213 | 0.429 | 3.059 | 1.194 | 0.424 |
| 加载顺序 | 厂号 | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    |
| 8    | 8  | 3.093 | 3.042 | 3.042 | 3.043 | 2.970 | 2.943 | 2.944 | 3.040 | 2.941 | 2.936 | 2.935 | 2.935 |
| 7    | 7  | 2.263 | 2.211 | 2.211 | 2.212 | 2.140 | 2.023 | 2.024 | 2.210 | 2.111 | 2.106 | 2.105 | 2.105 |
| 6    | 6  | 1.913 | 1.066 | 1.066 | 1.067 | 0.995 | 0.968 | 0.969 | 1.065 | 0.966 | 0.961 | 0.960 | 0.960 |
| 5    | 5  | 1.178 | 0.561 | 0.558 | 0.568 | 0.408 | 0.341 | 0.342 | 0.555 | 0.339 | 0.334 | 0.333 | 0.333 |
| 4    | 4  | 1.048 | 0.425 | 0.424 | 0.428 | 0.363 | 0.215 | 0.216 | 0.423 | 0.213 | 0.208 | 0.207 | 0.207 |
| 3    | 3  | 1.048 | 0.425 | 0.424 | 0.428 | 0.363 | 0.215 | 0.216 | 0.423 | 0.213 | 0.208 | 0.207 | 0.207 |
| 2    | 2  | 1.048 | 0.425 | 0.424 | 0.428 | 0.363 | 0.215 | 0.216 | 0.423 | 0.213 | 0.208 | 0.207 | 0.207 |
| 1    | 1  | 1.048 | 0.425 | 0.424 | 0.428 | 0.363 | 0.215 | 0.216 | 0.423 | 0.213 | 0.208 | 0.207 | 0.207 |

注:表中数据为 1 时~24 时各发电厂的上网电价;平均上网电价为 0.581 3 元/(kW·h),其中平均边际电价为 0.4732 元/(kW·h),平均容量效益电价为 0.1081 元/(kW·h)。

## f. 简短的讨论。

与确定性简易当量电价法的上网电价计算结果相比,平均边际电价由 0.3484 元/(kW·h)上升为 0.4732 元/(kW·h),平均上网电价也由原来的 0.4326 元/(kW·h)上升为 0.5813 元/(kW·h)。其差值为支付运行备用。

表 4 与表 5 中,横线下为期望发电计划内的机组,即为概率学期望意义上第 2 天将要上网发电的机组,但由于考虑了机组的事故概率,总的发电容量将大于第 2 天的实际负荷水平,因而可能有部分横

线下的机组第 2 天实际并不发电,而仅仅担任运行备用。横线上为概率学期望意义上第 2 天不发电的机组,即期望发电计划外机组,但是在某些情况下依然有上网发电的可能。以厂号 8 为例,在 10 时它处于期望发电计划内,若各机组运行状态正常,不发电,仅担任系统的运行备用,获得备用电价(容量效益)4.580 元/kW;一旦网上机组发生故障退役,则厂号 8 在 10 min 内迅速并网发电,并获得上网电价(边际电价加容量效益)7.515 元/kW。在 11 时,一般情况下它不上网发电,但由于它参与了报价并承

诺可以发电,因而对降低系统的容量风险有益,由此它将获得系统的平均容量效益电价0.417元/kW。如果它发电,将获得上网电价3.352元/(kW·h)。

在实际的发电市场中,可能出现由于机组运行条件限制而无法执行交易计划的情况。如前所述,建议我国首先采用美国加州的约束内部化的调整方法,即由调度引导报价者修改有关报价,包括机组容量的分段报价,通过交互与迭代,逐步满足机组及系统的约束条件。例如300 MW容量的厂号5难以执行一天中2次开停的计划安排,并且知道它有7 h处于期望边际机组位置,为了节约开停机成本,也为了安全可靠,决定将300 MW容量分为200 MW和100 MW两段分别顺序报价。为了保证不被停机,其200 MW的最小技术出力容量段报较低的电量成本,如由137元/(kW·h)降到120元/(kW·h),抢在厂号4之前加载,从而保证了次日全天运行;而100 MW的容量段报以140元/(kW·h)的电量成本,期望仍能在次日部分时段排入发电计划。与此同时厂号4的排序被提前,由于厂号4为11台125 MW的小机组,能承受部分停机或减载的计划安排。在调度员和报价员的参与下,通过交互与迭代,使约束内部化,一般情况不难找到次日发电计划的可行满意解。重要的是它将有效地减少套利的机会并增加定价的透明度。这提供了与传统的开停机规划(UC)完全不同的思路,而更符合市场原则。

## 7 结论

运行备用是最基本的辅助服务。本文在讨论了以美国加州为代表的发电市场之后,认为英格兰-威尔士运行备用辅助服务市场的运作模式和定价方法对于我国更有参考价值。由于我国现阶段的发电主市场适合采用先期发展的简易当量电价法,因此本文在此基础上应用随机生产模拟技术,发展了计入运行备用辅助服务的随机性简易当量电价法,并根据发电机组备用容量被调度和不被调度2种情况分别事先确定上网电价和备用容量效益电价。由于

次日各种情况下的被调度和不被调度情况下的电价都已事先确定,在次日的实际运行中,各发电厂只需服从调度,如实结算,在概率学意义上实现公平合理性,因而简便易行,适用于我国初期的发电市场。

## 参考文献

- 1 Rau N S. Optimal Dispatch of a System Based on Offers and Bids—A Mixed Integer LP Formulation. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(1):274~279
- 2 李帆,朱敏(Li Fan, Zhu Min). 英国电力市场及输电系统简介(An Introduction to the UK Electricity Pool and NGC Transmission System). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 1999, 23(2): 33~40
- 3 言茂松(Yan Maosong). 四种发电上网电价体制的分析(Comparative Analysis for Four Kinds of Competitive Generation Pricing Systems). 电业政策研究(Power Policy Research), 1999(5):15~25
- 4 言茂松(Yan Maosong). 电能价值当量分析与分时电价预测(Electricity Value Equivalent and Time-of-Day Electricity Price Forecast—Pricing Theory and Method in Power Market). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 1998
- 5 言茂松,李晓刚(Yan Maosong, Li Xiaogang). 发电竞价上网的简易当量电价法(Simple and Easy Electricity Value Equivalent Method for Pool Purchase Pricing). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 1999, 23(2):11~16
- 6 Harry Singh, Alex Papalexopoulos. Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(2):498~504
- 7 王锡凡(Wang Xifan). 电力系统规划基础(Power System Planning Fundamentals). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press), 1994

李晓刚,男,博士研究生,主要从事电力市场与发电定价研究。

言茂松,男,教授,博士生导师,近年来主要从事电力市场与电力工业重组、电价理论与定价方法、交易机制与市场仿真等方面的研究。

## MARKET MODE AND PRICING METHOD FOR ANCILLARY SERVICE MARKET OF OPERATING RESERVE IN CHINA

Li Xiaogang, Yan Maosong (Shanghai University, Shanghai 200072, China)

**Abstract:** Two kinds of ancillary service (AS) market modes for operating reserve, California's and UK's, are compared. It is concluded that the UK's mode is more referential for the power market in China. Then suggest that for Chinese AS market of operating reserve a centralized reserve dispatch mode and an integrated probabilistic pre-pricing method could be employed. Because the simple and easy electricity value equivalent (EVE) pricing method is suitable to Chinese power market, a probabilistic simple and easy EVE method for day-ahead pricing with AS market using the stochastic production simulation is developed. It is fair in the probabilistic sense. Some new concepts, e. g. the expected marginal unit and expected marginal price are evolved. The units to be loaded and unloaded for pricing are distinguished. Finally a case study is given.

This project is supported as a key one by National Natural Science Foundation of China (No. 59937150).

**Keywords:** power market; pool purchase price; ancillary service; operating reserve; reliability