

# 区域电力市场运行备用容量的确定和获取初探

赵学顺<sup>1</sup>, 文福拴<sup>2</sup>, 汪 震<sup>1</sup>, 甘德强<sup>1</sup>, 黄民翔<sup>1</sup>

(1. 浙江大学电力经济与信息化研究所, 浙江省杭州市 310027; 2. 香港大学电机电子工程学系, 香港)

**摘要:** 讨论了区域电力市场环境下运行备用容量的确定和获取问题。首先, 阐述了在区域电力市场中可供选择的两种不同的运行备用市场模式, 即“协调运作”模式和“统一运作”模式, 然后重点针对“协调运作”模式下的区域运行备用容量的确定和获取进行了讨论, 兼顾了区域资源优化配置和省/直辖市间联络线结构的特点。为了确保区域运行备用市场能够顺利建立并稳健运营, 如何将区域运行备用收益合理、公平地分配给参与区域电力市场的各省/直辖市成员是一个必须解决的重要问题, 为此提出了基于合作博弈理论的方法, 以提高各省/直辖市参与区域运行备用市场的积极性。最后, 通过仿真算例说明了所提出的运行备用容量确定和获取机制的基本特征。

**关键词:** 区域电力市场; 辅助服务; 运行备用; 获取机制; 分配机制; 合作博弈; Shapley 值

**中图分类号:** TM73; F123.9

## 0 引言

我国前一阶段开展的省级电力市场试点为建立“厂网分开、竞价上网”的竞争性电力市场奠定了必要的基础, 但市场竞争仅限于发电侧并局限于省/直辖市内, 不利于资源的优化配置和电力市场的长远发展。为此, 新一轮电力改革方案已明确将打破省际间市场壁垒, 构建政府监管下的公平竞争、开放有序的区域电力市场作为当前电力市场建设的重点, 以适应社会经济快速发展对电力工业的要求<sup>[1,2]</sup>。

建立区域电力市场可以使各相关省/直辖市内的电力资源得到合理的配置和利用, 在正常运行及事故情况下互相调剂与支援, 从而在一定程度上提高全系统的安全运行水平。但是, 区域电力市场对电力系统安全性和可靠性的要求更高, 相应地对运行技术和管理水平的要求也就更加严格。这是由于区域电力市场是以区域互联电力系统的安全可靠运行为基础的, 而互联电网发生事故后波及的范围大, 系统的动态行为更加复杂, 大面积停电的风险相应增加, 维持全系统的安全可靠运行将面临更多、更大的挑战, 美加“8·14”大停电事故就为此提供了一个佐证<sup>[3]</sup>。

在区域电力市场环境下如何确定和获取运行备用容量, 对于保障区域电力系统的安全可靠运行和

电力市场的经济有效运营具有举足轻重的作用。目前我国的电力系统基本以行政区划为基础, 各地区追求各自的利益目标, 这样在建立区域电力市场时必须适当协调相互间的利益分配, 以前提出的针对省级电力市场环境下的运行备用容量的确定和获取方法<sup>[4~6]</sup>原则已不适合于区域电力市场。为此, 本文就区域电力市场环境下运行备用容量的确定和获取问题进行了探讨。首先, 阐述了在区域电力市场环境下可选的两种不同的运行备用市场模式, 即“协调运作”模式和“统一运作”模式, 然后重点针对“协调运作”模式下区域运行备用容量的确定和获取进行了研究, 兼顾了区域资源优化配置和省/直辖市间联络线结构的特点。如何将区域运行备用收益公平、合理地分配给有关参与者, 对区域运行备用市场能否成功建立和良好运营至关重要。为此, 基于合作博弈的思想探讨了区域内运行备用容量收益的分配问题, 以提高各省/直辖市参与区域运行备用市场的积极性。最后, 通过仿真算例就所提出的区域运行备用确定和获取机制的基本特征进行了说明。

## 1 区域电力市场中运行备用容量交易模式

区域电力市场可采用两种基本模式<sup>[1]</sup>, 即统一市场和共同市场。两种模式均要求在区域电力市场内实行统一规划、统一规则和统一管理。所不同的是, 前者是在一个区域内设置一个电力市场运营机构, 实行统一运作; 而后者是在一个区域内设置一个区域市场运营机构和若干个市场运营分支机构, 实行协调运作。在选择区域电力市场模式时, 必须仔细考虑区域内电力资源与负荷的特点与分布情况、

收稿日期: 2003-10-21; 修回日期: 2004-03-01。

高等学校博士学科点专项科研基金资助项目(2000033530);  
香港政府研究资助局(RGC)资助项目(HKU 7173/03E); 香港大学“种子”基金资助项目。

电网的技术条件、电力管理体制的历史和当前状况等因素。对应上述两种基本模式,区域运行备用市场可以设计成“统一运作”或“协调运作”两种模式。

对于由  $N$  个地区(这里的地区是相对区域而言的,特指区域下所辖的省、自治区、直辖市)组成的某区域电力市场。“协调运作”的区域运行备用市场是指:在该区域内,参与区域市场的发电机组  $j$  统一向区域市场运营机构提交其提供运行备用容量的报价  $\{\lambda_j, r_j\}_k$ 。其中: $k=1, 2, \dots, K$ ( $K$  为市场规则所允许的最大报阶段数); $\lambda_j$  和  $r_j$  分别为价格和容量。这里假设对于提供运行备用的发电机组在系统实际运行时如被调度发电则不另付报酬<sup>[7]</sup>,需要由备用机组提供的发电出力按各发电公司被选中的备用容量的比例分配。各个市场运营分支机构  $i$ ( $i=1, 2, \dots, N$ )负责各自地区的运行备用容量需求预测,并于实际交易的前 1 d 将该地区的运行备用需求  $\bar{R}_{A,i}$  和所能够提供的运行备用容量上限  $\bar{R}_i$  上报给区域市场运营机构;区域市场运营机构根据各地区提交上来的  $\bar{R}_{A,i}$  和  $\bar{R}_i$ ,综合考虑系统的总负荷、发电公司的报价水平和联络线容量约束等,来确定整个区域的运行备用总需求  $\bar{R}_{A,N}$ ,以及在各个地区获取相应的运行备用容量  $\{\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_N\}$ 。需要指出的是,联络线主要承担地区间的电能交易计划,与地区间的利益分配有关,因而当联络线容量不足时,不宜采用一般的阻塞管理方法来处理。从原则上讲,在采用“协调运作”的区域电力市场运营模式下,电能市场和备用市场也可以采用同时出清方法,但有很多相关的问题有待认真研究,这将是我们下一阶段的研究工作。本文的研究工作仅限于电能市场和备用市场分别出清的情形。

“统一运作”的区域运行备用市场是指区域电力市场中只有一个区域市场运营机构,由其统一负责整个区域所需的运行备用容量的确定、获取和调度,以优化配置区域电力资源为目标。在统一运作的区域电力市场环境中,地区间联络线容量约束问题可以纳入全区域的阻塞管理中统一处理,因此从理论上讲,运行备用容量的获取和调度也可以在统一的区域电力市场平台上集中处理,并可与主电能市场进行联合优化<sup>[8]</sup>。这可直接借鉴国际上一些实际运营的电力市场所采用的作法,这里不再赘述。

不过,在现有的行政区划和税收体制下,不论是“协调运作”还是“统一运作”,区域运行备用市场都不能被视为省级运行备用市场的简单延伸。因为,区域资源优化所产生的收益,往往并不能在区域内的各地区中同时体现,而且一般存在利益冲突。例如,发电成本低的地区将挤占发电成本高的地区的

市场份额,被挤占了市场份额的地区的发电公司,其收入势必受到影响。为此,在设计区域运行备用市场时,必须解决好两方面的问题:一方面,要处理好区域市场资源优化配置与各地区之间的利益关系,激励各地区进行有效的合作,以最大化整个区域的效益;另一方面,要能够将区域运行备用市场产生的效益在各地区间进行合理的分配,这样才能调动各地区参与区域市场的积极性,使区域市场能够维持稳健运营。

下面首先研究“协调运作”的区域运行备用市场环境下运行备用容量的确定和获取问题,之后探讨将相应的收益在各地区间的分配问题。

## 2 运行备用容量的确定和获取

### 2.1 联络线可用输电能力

区域电力市场的形成和发展在可以带来明显的经济效益的同时,也对电力系统的安全可靠运行带来了新的挑战<sup>[9]</sup>。在此新的环境下,运行备用的确定与获取必须要考虑与整个区域的系统安全可靠性要求相协调,以确保所需要的系统安全稳定裕度<sup>[10]</sup>。

联络线的输电能力对于整个区域电力系统的安全可靠性有着很大的影响。在省级电力市场运行模式下,联络线的输电能力仅仅是系统调度人员进行省内电力调度时的一个参考信息,以把握系统运行状态与给定的各种运行约束的距离,必要时对联络线功率偏差进行校正;而在区域电力市场环境下,联络线的输电能力不再是原来意义下简单的区域功率交换能力,而是基于已有的输电合同,在保证系统安全可靠运行的条件下,区域内地区间可能增加输送的最大功率,可称为联络线可用输电能力(ATC)。

北美电力可靠性委员会(NERC)所给出的 ATC 的定义为<sup>[11]</sup>: ATC 是指在现有的输电合同基础之上,输电网络中剩余的、可用于商业用途的输电容量。令  $T_i$  表示该区域市场中与地区  $i$  直接相连的地区的集合,且  $P_{TTC,ij}$  为在满足系统各种安全可靠性要求下,地区  $i$  与地区  $j$  ( $j \in T_i$ ) 之间联络线的总的输电能力;  $P_{TRM,ij}$  为其输电可靠性裕度,用以反映不确定因素对互联系统间输电能力的影响;  $P_{ETC,ij}$  为输电合同所约定的从地区  $i$  向地区  $j$  输送的交换功率(通常为保证该交换功率能够顺利执行,其中包括一定的容量裕度)。因此,从地区  $i$  向地区  $j$  输电的联络线 ATC(用  $P_{ATC,ij}$  表示)为:

$$P_{ATC,ij} = P_{TTC,ij} - P_{TRM,ij} - P_{ETC,ij} \quad (1)$$

式中: $i \in N$ ;  $j \in T_i$ 。

## 2.2 区域电力市场运行备用容量的获取方式

为便于描述,假设在一个交易时段内区域电力系统内不会同时出现两个或两个以上地区发生事故停运而要求运行备用机组提供发电支持的情况。令  $\varphi_i$  表示区域市场运营机构在地区  $i$  内获取的运行备用容量。

根据区域内电力资源的分布特点,各地区运行备用容量的获取总体上可分为以下 3 种情况:

a. 对于电力资源有富余的地区,运行备用成本一般较低,所能提供的备用容量  $\bar{R}_i$  往往大于需求量  $\tilde{R}_{A,i}$ ,故该地区内的发电公司所提交的运行备用容量报价一般相对较低。一般情况下,  $\varphi_i \geq \tilde{R}_{A,i}$ 。但是,从这类地区获取的用于区域范围的运行备用容量必须能够通过联络线送达其他地区,才能真正起到区域备用的作用。这样,从这类地区获取的运行备用容量还需满足:

$$\varphi_i \leq \min \left\{ \bar{R}_i, \sum_{j \in T_i} P_{ATC,ij} \right\} \quad i \in N \quad (2)$$

式中:  $\sum_{j \in T_i} P_{ATC,ij}$  表示与地区  $i$  相连的所有联络线的 ATC 之和。

b. 对于电力资源相对稀缺的地区,其运行备用成本通常较高,相应地发电公司申报的运行备用容量价格就较高。如果备用容量成本较低的相邻地区能够通过联络线提供支援,则从这类地区获取的运行备用容量应尽可能少。然而,超出联络线能够送入该地区(假设为地区  $i$ ) 的 ATC 限额  $\sum_{j \in T_i} P_{ATC,ji}$  的部分只能由该地区的发电公司提供,尽管获取成本较高。因此,有

$$\varphi_i = \min \left\{ \bar{R}_i, \tilde{R}_{A,i} - \sum_{j \in T_i} \min \{P_{ATC,ji}, \varphi_j\} \right\} \quad i \in N \quad (3)$$

式中:  $\varphi_j$  为从与地区  $i$  相连的地区  $j$  所获取的运行备用容量,当由式(3)求得的  $\varphi_i$  为负时,置其为 0。

c. 对介于上述两者之间的地区,一般而言,其所需的运行备用容量  $\tilde{R}_{A,i}$ ,部分由本地区内的发电公司提供,即  $0 \leq \varphi_i \leq \tilde{R}_{A,i}$ ,其他部分(即  $\tilde{R}_{A,i} - \varphi_i$ )由相邻地区通过联络线支援,所支援的容量应满足如下条件:

$$\tilde{R}_{A,i} - \varphi_i \leq \sum_{j \in T_i} \min \{P_{ATC,ji}, \varphi_j\} \quad i \in N \quad (4)$$

在这类地区获取的运行备用容量为:

$$\max \left\{ \tilde{R}_{A,i} - \sum_{j \in T_i} \min \{P_{ATC,ji}, \varphi_j\}, 0 \right\} \leq \varphi_i \leq \tilde{R}_{A,i} \quad (5)$$

基于区域资源互补和优化配置的原则,区域运

行备用容量总需求  $\tilde{R}_{A,N}$  应小于各地区的运行备用需求之和,即

$$\tilde{R}_{A,N} = \sum_{i=1}^N \varphi_i \leq \sum_{i=1}^N \tilde{R}_{A,i} \quad (6)$$

## 2.3 区域运行备用容量的确定与获取算法

假设参与区域运行备用市场投标的发电机组都满足市场规约所要求的机组爬坡性能等技术指标。这些指标需要根据区域电力市场所覆盖的电力系统的具体情况,如发电容量充裕度、负荷变化规律以及水电机组所占比例等因素酌情确定。根据上述分析,可以设计出用于确定与获取区域市场内运行备用容量的算法。主要过程如下:

首先,区域市场运营机构计算区域内各地区间联络线的 ATC 值<sup>[12]</sup>,并取各地区上报的  $\tilde{R}_{A,i}$  中的最大者为需求量初值。之后,对发电公司在区域平台上提交的运行备用容量报价进行无约束排序、统一出清,以使全区域运行备用容量获取成本最小,从而得到从各地区获取的运行备用容量  $\varphi_i$ 。

然后,检验如此得到的  $\varphi_i$  是否满足区域市场上运行备用容量获取的约束条件,即式(2)、式(3)和式(5)。如果这些条件均能够得到满足,则求解完毕。否则:

a. 按约束情况对获取量  $\varphi_i$  进行修正并确定分区出清价格  $\lambda_i$ ,这与在能量市场中确定分区电价的过程相似;

b. 如果经上述处理后,依然无法满足所有约束条件,则适当增加需求量  $\tilde{R}_{A,N}$ (增量  $\Delta \tilde{R}$  由市场运营机构根据系统中有关发电机组的综合爬坡速率统筹设定),之后重新进行无约束排序、统一出清等上述过程。

如此迭代进行,直至所有约束条件都得到满足为止,此时的  $\tilde{R}_{A,N}$  即为区域运行备用容量总需求,同时可得到从各个地区获取的运行备用容量  $\varphi_i$  和对应的运行备用容量分区价格  $\lambda_i$ 。

由上述过程可看出,在协调运作的区域运行备用容量市场中,各市场运营分支机构应尽量做好所辖地区的运行备用容量需求预测。区域市场运营机构应在配置区域电力资源的过程中,激励各方加强输电系统特别是联络线的建设,并设计相应的激励措施以鼓励发电公司参与区域运行备用容量市场。

## 3 基于合作博弈理论的区域运行备用收益分配

设参与区域运行备用容量市场的  $N$  个地区形成联盟  $S$ ,在区域范围内获取运行备用容量所产生的收益(后称“区域收益”),是指在区域范围内配置

运行备用容量所节省的备用容量成本和导致的系统安全水平的提高。针对不同的电力市场化进程,可以采用不同的方法分配区域收益。考虑到我国区域电力市场建设的实际情况,下面介绍一种区域收益的计算和分配方法。

区域收益  $v(S)$  可以定义为由各个地区单独获取运行备用容量的总成本和通过区域市场获取运行备用容量的成本之差,亦即所节约的获取成本:

$$v(S) = \sum_{i \in S} C_A(\{i\}) - C_A(S) \quad (7)$$

式中:  $C_A(\{i\})$  表示由第  $i$  个地区单独获取运行备用容量的成本;  $C_A(S)$  表示由区域市场获取运行备用容量的成本。

根据前面介绍的备用容量的报价和清算机制,  $C_A(\{i\})$  和  $C_A(S)$  均不难求得。

现在的问题是如何将  $v(S)$  公平合理地分配给相关的地区  $i, i \in S$ , 从而鼓励各地区参与区域运行备用容量市场的积极性。合作博弈论提供了解决这一问题的有效途径。

$v(S)$  满足超加性。证明如下:

对于两个不相交的地区联盟  $S$  和  $T$ , 结合条件(5)可以得到:  $C_A(S \cup T) \leq C_A(S) + C_A(T)$ 。而  $\sum_{i \in S \cup T} C_A(\{i\}) = \sum_{i \in S} C_A(\{i\}) + \sum_{i \in T} C_A(\{i\})$ 。因此, 地区联盟  $S$  和  $T$  联合组建的运行备用容量市场所产生的区域收益不小于两者单独获取备用容量的收益之和, 即

$$v(S \cup T) \geq v(S) + v(T) \quad S \cap T = \emptyset \quad (8)$$

证毕。

这样, 对于由  $N$  个地区组成的区域运行备用容量市场所产生的总收益  $v(N)$  在区域内的各地区 ( $i \in N$ ) 的合理分配问题, 必须满足下面两个条件才能使各地区满意所得的收益份额  $x_i$ :

a. 群体合理性:  $\sum_{i \in N} x_i = v(N)$ 。表示在不考虑交易成本的前提下, 分配到每个地区的份额之和不应该超出全区域的总收益。

b. 个体合理性:  $x_i \geq v(\{i\}), i = 1, 2, \dots, N$ 。在我们所研究的问题中,  $v(\{i\})$  为 0。 $x_i \geq v(\{i\})$  表示地区  $i$  参加区域运行备用容量市场时需要支付的获取成本不大于单独获取时的成本。

合作博弈的“核心”是能够令各地区都满意的解, 因为核心中的任何分配都具有很强的稳定性, 任何联盟都不会有比此更好的分配, 也就没有动机改变或偏离它。 $x_i$  在核心中的充要条件为:  $\sum_{i \in S} x_i \geq v(S), S \subseteq N$ , 称之为联盟合理性。

不过, 基于核心的分配方法要求苛刻, 对于有些问题可能找不到核心。Shapley 值是一种应用较多的收益分配方法, 其实质是根据参与合作的地区对增加区域收益的“平均”贡献大小来分配收益, 是以 3 个公理(有效性公理、对称性公理、可加性公理)为基础得到的方法。具体算法如下<sup>[13]</sup>:

$$x_i = \sum_{i \in S} \frac{(N-|S|)!(|S|-1)!}{N!} \cdot [v(S) - v(S-\{i\})] \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (9)$$

本文采用这种方法在地区间分配区域备用容量收益。

#### 4 算例

下面以地区 A, B, C 所组成的区域电力市场为例说明所提出的方法。地区 A, B, C 分别有 5 台、4 台和 4 台机组参与区域运行备用容量市场, 如图 1 所示。图 1 中也标出了发电机组参与运行备用容量市场的报价数据(假设每个发电机组只报一个容量段和价格)。

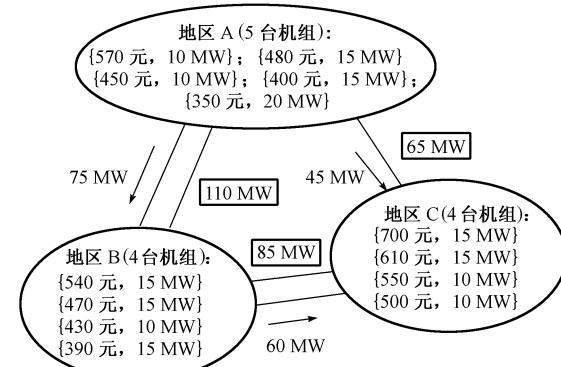


图 1 由 3 个地区组成的区域电力市场  
Fig. 1 A regional electricity market with three areas

地区间联络线约束见表 1。地区 A, B, C 的运行备用容量需求分别为 45 MW, 45 MW, 50 MW。

表 1 地区间联络线容量与交换功率  
Table 1 Capacities and exchange powers of tie-lines between areas

联络线号	起始地区	终止地区	容量约束/MW	输电可靠性裕度/MW	交换功率/MW
1	A	B	110	10	75
2	A	C	65	5	45
3	B	C	85	5	60

区域电力市场运营机构首先将区域备用容量需求设定为各地区申报的运行备用容量需求中的最大者, 即地区 C 的 50 MW。之后迭代确定所需获取的总备用容量以及在各地区的分配。根据报价情况,

地区 A 有 35 MW 的备用容量入序, 地区 B 有 15 MW, 而地区 C 则没有备用入序。地区 A 的获取量能够满足自己的需要, 但在地区 B 需要支援时, 由 A 送 B 的联络线可用容量只有 25 MW, 加上 B 自身留取的 15 MW, 仍不能满足 B 所需的运行备用容量。地区 C 的运行备用容量缺额更大。逐步增加获取量(给定增量为 10 MW), 当获取量增加到 70 MW 时, A 和 B 的备用容量已得到满足, 但由于联络线容量的约束, 在这两个地区进一步增加获取的容量也不会对 C 提供更多的支持。此时, 地区 C 只能靠自己区内的机组来提供尚缺的运行备用容量。当将区域获取量增加到 80 MW 时, 从 C 获取了 20 MW, 此时所有的要求和约束均得到满足。最后, 从地区 A,B,C 分别获取的运行备用容量和相应的分区价格分别为 {35 MW, 400 元/(MW·h)}, {25 MW, 430 元/(MW·h)} 以及 {20 MW, 550 元/(MW·h)}。

下面讨论该区域运行备用容量市场的收益分配问题。不难计算在地区间形成不同的联盟情况下的收益。而且各地区的分配要满足:

a. 个体合理性条件:

$$x_A \geq v_A = 0, x_B \geq v_B = 0, x_C \geq v_C = 0$$

b. 为检验联盟合理性条件, 首先要计算出地区 A,B 和 C 两两组合下的区域联盟的运行备用获取量和分区价格。一般情况下, 不同的联盟组合下各地区的获取量和价格是不同的, 其容量/价格对(单位为 MW 和元/(MW·h))如下: 由 A 和 B 组成的联盟 AB 中, A 为 {35, 400}, B 为 {25, 430}; 在联盟 AC 中, A 为 {20, 350}, C 为 {35, 610}; 在联盟 BC 中, B 为 {15, 390}, C 为 {35, 610}。于是:

$$x_A + x_B \geq v(AB) = 19\ 800 \text{ 元}$$

$$x_A + x_C \geq v(AC) = 26\ 900 \text{ 元}$$

$$x_B + x_C \geq v(BC) = 32\ 100 \text{ 元}$$

c. 全体合理性条件:

$$x_A + x_B + x_C = v(ABC) = 43\ 800 \text{ 元}$$

利用 Shapley 值方法进行收益分配的结果如表 2 所示。

表 2 区域运行备用容量的确定、获取和收益分配结果  
Table 2 Simulation results

区域需求/MW	地区 A 获取量/MW	地区 B 获取量/MW	地区 C 获取量/MW	是否满足约束?
50	35	15	0	B,C 不满足
60	35	25	0	C 不满足
70	35	25	10	C 不满足
80	35	25	20	均满足

注: 地区 A,B,C 的分摊收益分别为 11 683.3 元, 14 283.3 元, 17 833.3 元, 总收益为 43 800 元。

由表 2 可看出, 通过区域市场获取的运行备用容量的费用小于各自单独获取时的费用总和, 其中地区 C 节约的备用容量成本最大, 如果不是由于联络线容量约束, 可以节约的成本更多。总之, 通过区域市场获取运行备用容量取得了相当大的收益, 而且在地区间公平合理的分摊收益有利于保持各地区间的相互合作, 促进区域市场的稳定和良性运营。

## 5 结语

在区域电力市场环境下, 既要兼顾规模经济效益, 又要发挥竞争机制作用; 既要计及地区间联络线可用输电能力(ATC)这类显性约束, 也要考虑各地区自身的社会福利这类隐性约束。因此, 区域电力市场运行备用的确定与获取较之省级电力市场要复杂得多。本文首先探讨了区域运行备用容量市场设计的两种不同模式, 即“协调运作”和“统一运作”模式, 并重点就“协调运作”模式下的区域运行备用容量的确定和获取进行了研究, 充分考虑了地区间联络线的容量约束, 提出了可行的市场机制。随后, 讨论了区域运行备用容量市场收益的分配问题, 提出了基于合作博弈理论的分配模型。最后, 通过一个简单的仿真算例说明了所提出的针对区域电力市场环境下的运行备用容量的确定、获取及收益分配方法的基本特征。

## 参 考 文 献

- 国家电力监管委员会(State Electricity Regulatory Commission of China). 关于区域电力市场建设的指导意见(Instructions for Establishing Regional Electricity Markets). [http://www.serc.gov.cn/djh/upload/yxf\\_obj\\_123\\_kkk\\_76\\_more0.pdf](http://www.serc.gov.cn/djh/upload/yxf_obj_123_kkk_76_more0.pdf)
- 傅书遏, 白晓民, 张扬, 等(Fu Shuti, Bai Xiaomin, Zhang Yang, et al). 区域电力市场模式及运营方式(Regional Power Market Modes and Their Operation). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(9): 1~5
- 薛禹胜(Xue Yusheng). 综合防御由偶然故障演化为电力灾难——北美“8·14”大停电的警示(The Way from a Simple Contingency to System-wide Disaster—Lessons from the Eastern Interconnection Blackout in 2003). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(18): 1~5
- 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
- 王建学, 王锡凡, 张显, 等(Wang Jianxue, Wang Xifan, Zhang Xian, et al). 电力备用市场的竞价模型(Bidding Model of Reserve Capacity in Electricity Market). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 7~11
- 赵学顺, 余志伟, 钟志勇, 等(Zhao Xueshun, Yu C W, Chung C Y, et al). 基于高峰负荷定价理论的运行备用的获取和定价

- (Procurement and Pricing of Operating Reserves Based on the Peak-load Pricing Theory). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 24~28
- 7 Wen Fushuan, David A K. Optimally Coordinated Bidding Strategies in Energy and Ancillary Services Markets. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(3): 331~339
- 8 甘德强, 胡朝阳, 沈沉 (Gan Deqiang, Hu Zhaoyang, Shen Chen). 美国新英格兰备用电力市场设计和优化新模型 (Design and Optimization Model of USA New England Reserve Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 19~23
- 9 薛禹胜 (Xue Yusheng). 电力市场稳定性与电力系统稳定性的相互影响 (Interconnections Between Power Market Stability and Power System Stability). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(21): 1~6; 26(22): 1~4
- 10 范越, 史可琴, 段来越, 等 (Fan Yue, Shi Keqin, Duan Laiyue, et al). 西北电网暂态稳定影响因素的量化分析 (Quantitative Analysis on the Factors Influencing the Transient Stability of Northwest Power Network). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 24~28

- Electric Power Systems), 2003, 27(22): 92~93
- 11 North American Electric Reliability Council. Available Transfer Capability Definitions and Determination. <http://www. nerc. com/~filez/atcwg. html>, 1996
- 12 王锡凡 (Wang Xifan). 现代电力系统分析 (Contemporary Power System Analysis). 北京: 科学出版社 (Beijing: Science Press), 2003
- 13 刘德铭, 黄振高 (Liu Deming, Huang Zhengao). 对策论及其应用 (Game Theory and Application). 长沙: 国防科技大学出版社 (Changsha: National University of Defence Technology Press), 1994

赵学顺 (1974—), 男, 博士, 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@vip. sina. com

文福拴 (1965—), 男, 博士, 主要研究方向为电力市场和电力系统故障诊断。

汪震 (1976—), 男, 硕士, 主要研究方向为电力市场和信息化技术在电力系统中的应用。

## A PRELIMINARY INVESTIGATION ON DETERMINATION AND PROCUREMENT OF OPERATING RESERVE CAPACITY IN REGIONAL ELECTRICITY MARKETS

Zhao Xueshun<sup>1</sup>, Wen Fushuan<sup>2</sup>, Wang Zhen<sup>1</sup>, Gan Deqiang<sup>1</sup>, Huang Minxiang<sup>1</sup>

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

(2. The University of Hong Kong, Hong Kong)

**Abstract:** A mechanism is presented for determining and procuring operating reserve capacity in regional electricity markets (REM). First, two candidate procurement modes of operating reserve capacity in REM, i.e. the unified mode and the coordinated mode, are discussed. A method for determining and procuring operating reserve capacity in REM is next presented. Constraints associated with inter-provincial tie-line power flow could be taken into account in the proposed method. An allocation mechanism of benefits concerning the operation reserve provision based on cooperative game theory is developed, and conflicts of interest between the region-wide profit and each provincial own profit could thus be resolved. Finally, a numerical example is served for demonstrating the essential features of the proposed model and method.

This work is jointly supported by Research Fund for the Doctoral Program of Higher Education (No. 2000033530), the Research Grant Committee (RGC) of Hong Kong Government (No. HKU 7173/03E) and a Seed Funding Project from the University of Hong Kong.

**Key words:** regional electricity market; ancillary services; operating reserve; procurement mechanism; allocation mechanism; game theory; Shapley value

