



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 107153986 A

(43)申请公布日 2017.09.12

(21)申请号 201710322989.1

(51)Int.Cl.

(22)申请日 2017.05.09

G06Q 30/06(2012.01)

(71)申请人 西安交通大学

G06Q 30/08(2012.01)

地址 710049 陕西省西安市碑林区咸宁西路28号

G06Q 30/02(2012.01)

申请人 中国电力科学研究院  
国网江苏省电力公司

G06Q 50/06(2012.01)

G06Q 10/04(2012.01)

(72)发明人 王秀丽 薛必克 张炜 李言  
史新红 郑亚先 杨廷天 耿建  
邵平 龙苏岩 姚建国 杨争林  
杨胜春 程海花 郭艳敏 赵彤  
王高琴 徐骏 吕建虎 叶飞  
张旭

(74)专利代理机构 西安通大专利代理有限责任  
公司 61200

代理人 安彦彦

权利要求书3页 说明书9页 附图1页

(54)发明名称

一种促进新能源消纳的发电权交易方法

(57)摘要

一种促进新能源消纳的发电权交易方法,各电厂在日前上报发电权交易报价及机组有功出力可调区间,根据报价高低形成调用先后顺序;各省调根据本省电厂报价排序和负荷预测,进行省内和跨省机组发电权交易安排;各省调完成省内交易后,将本省交易信息汇总上报区域网公司;如省内交易结果无法满足需求,则向区域网公司申请跨省发电权交易,区域网公司根据各省发电厂调峰资源进行跨省交易;根据日前制定的省内交易和跨省交易计划,日内进行实时调用,并计算费用。本发明计算了合理的发电权竞价参与容量标准,促进了火电机组参与调峰的积极性。根据机组发电权交易应获收益研究制定了竞价交易报价上限,使机组获得合理收益的同时避免恶意报价情况的发生。

1. 一种促进新能源消纳的发电权交易方法,其特征在于,包括以下步骤:

步骤I:日前机组报价及新能源出力预测:

各电厂在日前上报发电权交易报价及机组有功出力可调区间,根据报价高低形成调用先后顺序;各省调进行本身负荷预测、风电和光伏出力预测;

步骤II:制定日前省内机组发电权交易计划;

各省调根据本省电厂报价排序和负荷预测,进行省内机组发电权交易安排;

步骤III:制定跨省交易安排计划;

各省调完成省内交易后,将本省交易信息汇总上报区域电网公司;如省内交易结果无法满足需求,则向区域电网公司申请跨省发电权交易,区域电网公司根据各省发电厂调峰资源进行跨省交易;

步骤IV:实时调用:

根据日前制定的省内交易和跨省交易计划,日内进行实时调用;

步骤V:交易费用计算:

机组调用完成后,由省电力公司进行省内发电权交易费用的计算,跨省交易费用由区域电网公司计算;

省内发电权交易费用和跨省交易费用的计算方法方法如下:

根据参与分摊火电厂实际负荷率的不同,分三档依次加大分摊比重,进行阶梯式分摊;

首先对参与分摊的火电机组发电量进行阶梯式修正:

$$W_i^t = \sum_{l=1}^3 W_i^l \cdot k_l \quad (13)$$

式中, $W_i^t$ 为火电厂*i*修正后发电量; $W_i^l$ 为火电厂*i*在*l*档实际发电量; $k_l$ 为*l*档修正系数, $l=1、2$ 或 $3$ ;其中,负荷率小于 $70\%$ 部分电量为第一档,负荷率在 $70\%$ 至 $80\%$ 之间部分电量为第二档,负荷率大于 $80\%$ 部分电量为第三档,对应三档的修正系数分别为 $k_1=1、k_2=1.5、k_3=2$ ;

则火电厂*i*的分摊金额 $f_i$ 为:

$$f_i = F_{all} \frac{W_i^t}{\sum_i W_i^t + \sum_j W_j^w} \quad (14)$$

式中, $F_{all}$ 为发电权交易总金额; $W_j^w$ 为新能源电厂*j*的发电量,*i*为火电厂数目,*j*为新能源电厂数目。

2. 根据权利要求1所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法,其特征在于,步骤I中发电权交易报价通过以下过程得到:

1) 发电权竞价参与容量标准:

有偿调峰基准为额定容量的 $50\%$ ,设此基准提高到额定容量 $(50+x_c)\%$ , $x_c$ 为基准提高量, $0 \leq x_c \leq 5$ ,当火电机组按额定容量 $5\%$ 进行申报,即机组有功下降到为容量的 $(50+x_c-5)\%$ 时,则从额定容量的 $(50+x_c)\%$ 降到基准额定容量 $50\%$ ,这 $x_c\%$ 部分由于基准提升导致的费用将由新能源电厂来分摊;由基准额定容量 $50\%$ 降到 $(50+x_c-5)\%$ ,这 $(5-x_c)\%$ 部分仍由新能源企业和未参与发电权竞价的火电企业共同分担;

根据计算得到,发电权交易参与有偿调峰界限提高的范围小于 $2.05\%$ ,因此将发电权

交易参与标准按照额定容量的52%进行划分,火电机组有功出力下降到其额定容量52%及以上的部分为无偿调峰,下降到额定容量52%以下的部分参与发电权交易;

2) 发电权交易竞价报价范围确定:

采用分档报价机制,分为三档,第一档:52% > 负荷率 ≥ 45%,第二档:45% > 负荷率 ≥ 40%,第三档:负荷率 < 40%;并分别确定每一档发电权交易竞价的报价范围。

3. 根据权利要求2所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法,其特征在于,步骤1)中计算过程如下:

新能源企业增加的发电权交易成本 $\Delta C_p$ :

$$\Delta C_p = p_{thermal} \left( x_c + \frac{5-x_c}{2} \right) \Delta Q \cdot H \quad (1)$$

新能源企业由发电权交易获得的收益 $F_{wind}$ :

$$F_{wind} = p_{wind} (5-x_c) \Delta Q \cdot H \quad (2)$$

式中, $p_{thermal}$ 为火电机组的发电权竞价报价, $p_{wind}$ 表示新能源上网电价, $\Delta Q$ 表示每调整机组额定容量1%的出力所带来的容量, $H$ 表示发电权交易持续时间;

新能源企业的收益大于等于成本:

$$F_{wind} \geq \Delta C_p \quad (3)$$

取新能源上网 $p_{wind}$ 电价为0.61元/kWh,火电机组的发电权竞价报价 $p_{thermal}$ 为0.5元/kWh,得到:

$$x_c \leq 2.05 \quad (4)$$

4. 根据权利要求2所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法,其特征在于,步骤2)中确定每一档发电权交易竞价的报价范围的条件为:火电机组的出力调整深度介于30%~60%之间,其中200/300MW机组最低不投油稳燃负荷降到50%,600MW机组最低不投油稳燃负荷降到40%。

5. 根据权利要求4所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法,其特征在于,步骤2)中确定每一档发电权交易竞价的报价范围的具体过程如下:

假设火电机组的输出由负荷率52%下降 $x\%$ ,则 $0 \leq x \leq 7$ 全部在第一档; $7 < x \leq 12$ 时,前7%在第一档,后 $(x-7)\%$ 在第二档,当 $x > 12$ 时,前7%在第一档,中间7~12%在第二档,最后 $(x-12)\%$ 在第三档,三档发电权交易竞价报价分别为 $p_{t1}$ 元/kWh、 $p_{t2}$ 元/kWh、 $p_{t3}$ 元/kWh,机组的额定容量为 $P_N$  MW,火电机组的发电成本为 $c_g$ 元/kWh,上网电价为 $p_g$ 元/kWh;当机组出力下降后发电成本变动系数为 $k$ ,则发电权交易前火电机组收益为 $F_{thermal}$ :

$$F_{thermal} = 52\% (p_g - c_g) P_N \quad (5)$$

a) 第一档报价范围:

进行发电权交易后火电机组收益为 $F'_{thermal}$ :

$$F'_{thermal} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + P_N \cdot x\% \cdot p_{t1} \quad (6)$$

进行发电权交易后,火电机组获得的收益大于发电权交易前:

$$F'_{thermal} \geq F_{thermal} \quad (7)$$

第一档发电权交易竞价价格针对52% > 负荷率 ≥ 45%部分容量,火电机组发电成本变动变动系数 $k$ 取1.2,计算解得第一档报价 $p_{t1}$ :

$$p_{t1} \geq 0.464 \quad (8)$$

则设定第一档发电权交易竞价的报价范围为0~0.5元/kWh;

b) 第二档报价范围:

第二档发电权交易竞价价格针对45% > 负荷率 ≥ 40% 部分容量, 负荷率在45%至52% 之间部分按照第一档价格结算, 因此发电权交易后火电机组收益为:

$$F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + 7\% P_N \cdot p_{t1} + (x-7)\% P_N \cdot p_{t2} \quad (9)$$

火电机组发电成本变动变动系数k取1.5, 解得第二档报价 $p_{t2}$ :

$$p_{t2} \geq 0.631 \quad (10)$$

则设定第二档发电权交易竞价的报价范围为0.5~0.7元/kWh;

c) 第三档报价范围:

第三档发电权交易竞价的价格针对负荷率 < 40% 部分容量, 发电权交易后火电机组收益为:

$$F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + 7\% P_N \cdot p_{t1} + 5\% P_N \cdot p_{t2} + (x-12)\% P_N \cdot p_{t3} \quad (11)$$

火电机组发电成本变动变动系数k取2.1, 解得第三档报价 $p_{t3}$ :

$$p_{t3} \geq 0.808 \quad (12)$$

则设定第三档发电权竞价交易的报价范围为0.7~0.9元/kWh。

6. 根据权利要求1所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法, 其特征在于, 步骤IV中若有临时需要, 根据机组报价顺序进行临时调用。

7. 根据权利要求1所述的一种促进新能源消纳的发电权交易方法, 其特征在于, 步骤V中火电厂i分摊金额上限为发电权交易期间每度电承担费用不超过0.5倍火电脱硫标杆电价; 新能源电场j分摊金额上限为每度电承担费用不超过火电脱硫标杆电价。

## 一种促进新能源消纳的发电权交易方法

### 技术领域

[0001] 本发明属于电力系统运行与电力市场领域,涉及一种促进新能源消纳的发电权交易方法。

### 背景技术

[0002] 随着国家经济的快速发展及人民生活水平日益提高,全国的用电结构也发生了变化。第一产业的用电比重逐年下降,第二、三产业的用电比重逐年上升,造成电网峰谷差日趋增大。加之风电、光伏装机量的不断增大以及风电反调峰特性,电网调峰幅度和消纳新能源的难度越来越大。

[0003] 对于新能源的消纳,我国采用辅助服务的机制。现行辅助服务机制是按照《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》(以下简称“两个细则”)的规定执行,电厂机组根据调度指令进行调峰。

[0004] 1) 发电权交易市场化机制原则

[0005] 现行的电厂调峰辅助服务分为基本调峰服务和有偿调峰服务,基本调峰服务为发电厂义务无偿提供,有偿调峰服务应获得一定的费用补偿。对于有偿调峰,“两个细则”采用积分制,无法准确衡量电厂的贡献,难以调动电厂积极性。而且,在“两个细则”中规定有偿调峰是指火电机组有功出力在其额定容量50%以下的调峰运行方式。但50%的有偿调峰的界限,无法充分调动火电机组的调峰积极性。直接提高有偿调峰界限并不能完全对火电机组形成激励,因为当有偿调峰划分标准提高后,如果火电机组依然报送有偿调峰范围为额定容量的50%,这样系统的调峰容量并没有增加,而其他电厂却要增加一笔调峰补偿费用。因此如何设定合理的交易机制提高火电机组的调峰积极性是一个亟待解决的问题。

[0006] 2) 发电权交易竞价模式

[0007] 我国的区域电网组织架构包括区域电网公司和区域内省(区)电力公司。区域电网公司负责该区域内部分电厂的调管以及省(区)间联络线的控制。省(区)电力公司负责地理界线省(区)内其余非区域电网公司直调电厂的调管以及省内输电线路的控制发电权交易机制根据参与对象的不同分为“省内交易”和“跨省交易”。省内交易是指参与双方为一省(区)范围内的发电权交易行为,跨省交易是指通过调整省(区)间联络线进行的跨省发电权交易。

[0008] “以网为主”模式是以区域电网公司为核心搭建统一的运行平台,各省(区)公司在平台内分别建立各自的模块。区域电网公司负责平台的运行和管理。“省为实体”模式是由各省(区)调独立建设平台,全面负责省内调峰交易。区域电网公司建立跨省交易平台,负责跨省调峰管理。“以网为主”突出了统一管理的特点,但是由于区域电网公司负责全部省内和跨省调峰的组织和信息处理,工作点多、信息量大,对工作流程和平台建设及运转的效率要求很高,而各省(区)调更多侧重于执行,开展组织和参与协调的能力有所限制。“省为实体”突出了各省(区)相互独立的特点,但是缺乏统一的平台支撑可能存在各平台标准不够统一、运转流程效率有差异的情况。同时由于数据无法实现共享,区域电网公司对各电厂的

具体报价和参与情况不能实时掌握,不利于跨省调峰的进一步组织和开展。

## 发明内容

[0009] 本发明的目的在于针对电力系统中火电机组调峰积极性不足及风电等新能源消纳的问题,提出了一种促进新能源消纳的发电权交易方法。

[0010] 为实现上述目的,本发明采用的技术方案是:

[0011] 一种促进新能源消纳的发电权交易方法,包括以下步骤:

[0012] 步骤I:日前机组报价及新能源出力预测:

[0013] 各电厂在日前上报发电权交易报价及机组有功出力可调区间,根据报价高低形成调用先后顺序;各省调进行本身负荷预测、风电和光伏出力预测;

[0014] 步骤II:制定日前省内机组发电权交易计划;

[0015] 各省调根据本省电厂报价排序和负荷预测,进行省内机组发电权交易安排;

[0016] 步骤III:制定跨省交易安排计划;

[0017] 各省调完成省内交易后,将本省交易信息汇总上报区域电网公司;如省内交易结果无法满足需求,则向区域电网公司申请跨省发电权交易,区域电网公司根据各省发电厂调峰资源进行跨省交易;

[0018] 步骤IV:实时调用:

[0019] 根据日前制定的省内交易和跨省交易计划,日内进行实时调用;

[0020] 步骤V:交易费用计算:

[0021] 机组调用完成后,由省电力公司进行省内发电权交易费用的计算,跨省交易费用由区域电网公司计算;

[0022] 省内发电权交易费用和跨省交易费用的计算方法方法如下:

[0023] 根据参与分摊火电厂实际负荷率的不同,分三档依次加大分摊比重,进行阶梯式分摊;

[0024] 首先对参与分摊的火电机组发电量进行阶梯式修正:

$$[0025] \quad W_i^t = \sum_{l=1}^3 W_i^l \cdot k_l \quad (13)$$

[0026] 式中, $W_i^t$ 为火电厂*i*修正后发电量; $W_i^l$ 为火电厂*i*在*l*档实际发电量; $k_l$ 为*l*档修正系数, $l=1,2$ 或 $3$ ;其中,负荷率小于 $70\%$ 部分电量为第一档,负荷率在 $70\%$ 至 $80\%$ 之间部分电量为第二档,负荷率大于 $80\%$ 部分电量为第三档,对应三档的修正系数分别为 $k_1=1$ 、 $k_2=1.5$ 、 $k_3=2$ ;

[0027] 则火电厂*i*的分摊金额 $f_i$ 为:

$$[0028] \quad f_i = F_{all} \frac{W_i^t}{\sum_i W_i^t + \sum_j W_j^w} \quad (14)$$

[0029] 式中, $F_{all}$ 为发电权交易总金额; $W_j^w$ 为新能源电厂*j*的发电量,*i*为火电厂数目,*j*为新能源电厂数目。

[0030] 本发明进一步的改进在于,步骤I中发电权交易报价通过以下过程得到:

[0031] 1) 发电权竞价参与容量标准:

[0032] 有偿调峰基准为额定容量的50%，设此基准提高到额定容量 $(50+x_c)\%$ ， $x_c$ 为基准提高量， $0 \leq x_c \leq 5$ ，当火电机组按额定容量5%进行申报，即机组有功下降到为容量的 $(50+x_c-5)\%$ 时，则从额定容量的 $(50+x_c)\%$ 降到基准额定容量50%，这 $x_c\%$ 部分由于基准提升导致的费用将由新能源电厂来分摊；由基准额定容量50%降到 $(50+x_c-5)\%$ ，这 $(5-x_c)\%$ 部分仍由新能源企业和未参与发电权竞价的火电企业共同分担；

[0033] 根据计算得到，发电权交易参与有偿调峰界限提高的范围小于2.05%，因此将发电权交易参与标准按照额定容量的52%进行划分，火电机组有功出力下降到其额定容量52%及以上的部分为无偿调峰，下降到额定容量52%以下的部分参与发电权交易；

[0034] 2) 发电权交易竞价报价范围确定：

[0035] 采用分档报价机制，分为三档，第一档： $52\% > \text{负荷率} \geq 45\%$ ，第二档： $45\% > \text{负荷率} \geq 40\%$ ，第三档： $\text{负荷率} < 40\%$ ；并分别确定每一档发电权交易竞价的报价范围。

[0036] 本发明进一步的改进在于，步骤1) 中计算过程如下：

[0037] 新能源企业增加的发电权交易成本 $\Delta C_p$ ：

$$[0038] \quad \Delta C_p = p_{\text{thermal}} \left( x_c + \frac{5-x_c}{2} \right) \Delta Q \cdot H \quad (1)$$

[0039] 新能源企业由发电权交易获得的收益 $F_{\text{wind}}$ ：

$$[0040] \quad F_{\text{wind}} = p_{\text{wind}} (5-x_c) \Delta Q \cdot H \quad (2)$$

[0041] 式中， $p_{\text{thermal}}$ 为火电机组的发电权竞价报价， $p_{\text{wind}}$ 表示新能源上网电价， $\Delta Q$ 表示每调整机组额定容量1%的出力所带来的容量， $H$ 表示发电权交易持续时间；

[0042] 新能源企业的收益大于等于成本：

$$[0043] \quad F_{\text{wind}} \geq \Delta C_p \quad (3)$$

[0044] 取新能源上网 $p_{\text{wind}}$ 电价为0.61元/kWh，火电机组的发电权竞价报价 $p_{\text{thermal}}$ 为0.5元/kWh，得到：

$$[0045] \quad x_c \leq 2.05 \quad (4)$$

[0046] 本发明进一步的改进在于，步骤2) 中确定每一档发电权交易竞价的报价范围的条件为：火电机组的出力调整深度介于30%~60%之间，其中200/300MW机组最低不投油稳燃负荷降到50%，600MW机组最低不投油稳燃负荷降到40%。

[0047] 本发明进一步的改进在于，步骤2) 中确定每一档发电权交易竞价的报价范围的具体过程如下：

[0048] 假设火电机组的输出由负荷率52%下降 $x\%$ ，则 $0 \leq x \leq 7$ 全部在第一档； $7 < x \leq 12$ 时，前7%在第一档，后 $(x-7)\%$ 在第二档，当 $x > 12$ 时，前7%在第一档，中间7~12%在第二档，最后 $(x-12)\%$ 在第三档，三档发电权交易竞价报价分别为 $p_{t1}$ 元/kWh、 $p_{t2}$ 元/kWh、 $p_{t3}$ 元/kWh，机组的额定容量为 $P_N$ MW，火电机组的发电成本为 $c_g$ 元/kWh，上网电价为 $p_g$ 元/kWh；当机组出力下降后发电成本变动系数为 $k$ ，则发电权交易前火电机组收益为 $F_{\text{thermal}}$ ：

$$[0049] \quad F_{\text{thermal}} = 52\% (p_g - c_g) P_N \quad (5)$$

[0050] a) 第一档报价范围：

[0051] 进行发电权交易后火电机组收益为 $F'_{\text{thermal}}$ ：

$$[0052] \quad F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + P_N \cdot x\% \cdot p_{t1} \quad (6)$$

[0053] 进行发电权交易后，火电机组获得的收益大于发电权交易前：

[0054]  $F'_{\text{thermal}} \geq F_{\text{thermal}} \quad (7)$

[0055] 第一档发电权交易竞价价格针对52% > 负荷率 ≥ 45% 部分容量,火电机组发电成本变动变动系数k取1.2,计算解得第一档报价 $p_{t1}$ :

[0056]  $p_{t1} \geq 0.464 \quad (8)$

[0057] 则设定第一档发电权交易竞价的报价范围为0~0.5元/kWh;

[0058] b) 第二档报价范围 ( $7 < x \leq 12$ ):

[0059] 第二档发电权交易竞价价格针对45% > 负荷率 ≥ 40% 部分容量,负荷率在45%至52%之间部分按照第一档价格结算,因此发电权交易后火电机组收益为:

[0060]  $F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + 7\% P_N \cdot p_{t1} + (x-7)\% P_N \cdot p_{t2} \quad (9)$

[0061] 火电机组发电成本变动变动系数k取1.5,解得第二档报价 $p_{t2}$ :

[0062]  $p_{t2} \geq 0.631 \quad (10)$

[0063] 则设定第二档发电权交易竞价的报价范围为0.5~0.7元/kWh;

[0064] c) 第三档报价范围 ( $x > 12$ ):

[0065] 第三档发电权交易竞价的价格针对负荷率 < 40% 部分容量,发电权交易后火电机组收益为:

[0066] 
$$F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + 7\% P_N \cdot p_{t1} + 5\% P_N \cdot p_{t2} + (x-12)\% P_N \cdot p_{t3} \quad (11)$$

[0067] 火电机组发电成本变动变动系数k取2.1,解得第三档报价 $p_{t3}$ :

[0068]  $p_{t3} \geq 0.808 \quad (12)$

[0069] 则设定第三档发电权竞价交易的报价范围为0.7~0.9元/kWh。

[0070] 本发明进一步的改进在于,步骤IV中若有临时需要,根据机组报价顺序进行临时调用。

[0071] 本发明进一步的改进在于,步骤V中火电厂i分摊金额上限为发电权交易期间每度电承担费用不超过0.5倍火电脱硫标杆电价;新能源电场j分摊金额上限为每度电承担费用不超过火电脱硫标杆电价。

[0072] 与现有技术相比,本发明具有的有益效果:本发明采用的促进新能源消纳的“网省协作”交易机制结合了现行电网调度管理实际情况,提出先由省调组织省内机组进行发电权竞价交易,再由区域网公司组织跨省发电权交易的方案。“网省协作”结合了“以网为主”模式和“省为实体”模式的优点,统一运作平台,所有机组可调容量数据共享,有利于掌握和调动全网调峰资源。同时采用分层管理模式,区域网公司负责跨省调峰平台管理,各省调负责省内调峰交易。计算了合理的发电权竞价参与容量标准,促进了火电机组参与调峰的积极性。调峰竞价机制中要求调峰报价以额定容量的5%为最低报送容量,避免直接提高有偿调峰界限后,火电机组依然报送有偿调峰容量不变,多拿补贴的现象。同时,根据机组发电权交易应获收益研究制定了竞价交易报价上限,使机组获得合理收益的同时避免恶意报价情况的发生。

## 附图说明

[0073] 图1为机组分摊费用与分摊上限对比图。



## 具体实施方式

[0074] 下面结合附图和实施例对本发明作进一步详细说明。本发明中的省(区)为省或自治区。

[0075] “网省协作”模式由各省(或自治区)电力公司负责省内发电权交易,由区域电网公司负责跨省交易。区域电网公司搭建用于竞价交易的公共平台,并负责平台管理。各省(区)电力公司负责在平台内建立子站,并承担子站的日常管理。各电厂每日在平台内上报次日发电权交易的相关参与信息。具体步骤如下:

[0076] 步骤I:日前机组报价及新能源出力预测。各电厂在日前上报发电权交易报价及机组有功出力可调区间,根据报价高低形成调用先后顺序。各省(区)调进行本身负荷预测、风电和光伏出力预测。

[0077] 日前机组报价的方法如下:

[0078] 1) 发电权竞价参与容量标准

[0079] 考虑在电网实际运行中,如果频繁更改机组出力会给系统安全调度和发电机组经济运行带来很大压力,因此本发明结合调度方式和火电机组运行特点,设定机组在参与发电权竞价时,交易起始参与容量应不小于机组额定容量的5%。

[0080] 现行“两个细则”中规定有偿调峰是指火电机组有功出力在其额定容量50%以下的调峰运行方式。为鼓励火电机组参与发电权交易的积极性,发电权竞价机制考虑适当降低机组参与交易的标准(即提高有偿调峰界限)。

[0081] 根据学者对火电机组的调研和电厂的运行手册分析可知,火电机组的调峰率一般介于30%~60%之间。其中200/300MW机组最低不投油稳燃负荷可以降到50%左右,600MW机组最低不投油稳燃负荷可以降到40%左右。为鼓励火电机组参与发电权交易的积极性,考虑将现行的“机组出力在额定容量50%以下”的深度调峰界限适当提高。

[0082] 现行有偿调峰基准为额定容量的50%,设此基准提高到额定容量 $(50+x_c)\%$ , $x_c$ 为基准提高量, $0 \leq x_c \leq 5$ ,即假设提高在5%以内。当火电机组按交易起始参与容量(额定容量5%)进行申报,即机组有功下降到为容量的 $(50+x_c-5)\%$ 时,则从额定容量的 $(50+x_c)\%$ 降到基准额定容量50%,这 $x_c\%$ 部分由于基准提升导致的费用将由新能源电厂来分摊;由现行基准额定容量50%降到 $(50+x_c-5)\%$ ,这 $(5-x_c)\%$ 部分(原补偿费用)仍由新能源企业和未参与发电权竞价的火电企业共同分担。

[0083] 为了调动新能源机组的积极性,要使其由发电权交易获得的收益大于发电权交易成本。

[0084] 新能源企业增加的发电权交易成本 $\Delta C_p$ :

$$[0085] \quad \Delta C_p = p_{thermal} \left( x_c + \frac{5-x_c}{2} \right) \Delta Q \cdot H \quad (1)$$

[0086] 新能源企业由发电权交易获得的收益 $F_{wind}$ :

$$[0087] \quad F_{wind} = p_{wind} (5-x_c) \Delta Q \cdot H \quad (2)$$

[0088] 式中, $p_{thermal}$ 为火电机组的发电权竞价报价, $p_{wind}$ 表示新能源上网电价, $\Delta Q$ 表示每调整机组额定容量1%的出力所带来的容量, $H$ 表示发电权交易持续时间。

[0089] 新能源企业的收益大于等于成本:

$$[0090] \quad F_{\text{wind}} \geq \Delta C_p \quad (3)$$

[0091] 取新能源上网 $p_{\text{wind}}$ 电价为0.61元/kWh,火电机组的发电权竞价报价 $p_{\text{thermal}}$ 为0.5元/kWh,可得:

$$[0092] \quad x_c \leq 2.05 \quad (4)$$

[0093] 根据计算得到,发电权交易参与标准(有偿调峰界限)提高的范围应当小于2.05%,因此将发电权交易参与标准按照额定容量的52%进行划分,火电机组有功出力下降到其额定容量52%及以上的部分为无偿调峰,下降到额定容量52%以下的部分参与发电权交易。

[0094] 2) 发电权交易竞价报价范围确定

[0095] 在发电权竞价交易市场机制中,为了防止电厂机组无限制抬高交易价格,设立报价上限。随着机组出力调整深度的增加,火电机组的发电成本将呈非线性的递增,为了更加有针对性的鼓励机组发电权置换行为,采用分档报价机制,分为三档,第一档:52% > 负荷率  $\geq$  45%,第二档:45% > 负荷率  $\geq$  40%,第三档:负荷率 < 40%。

[0096] 假设火电机组的输出由负荷率52%下降 $x\%$ ,则 $0 \leq x \leq 7$ 全部在第一档; $7 < x \leq 12$ 时,前7%在第一档,后 $(x-7)\%$ 在第二档,当 $x > 12$ 时,前7%在第一档,中间 $7 \sim 12\%$ 在第二档,最后 $(x-12)\%$ 在第三档,三档发电权交易竞价报价分别为 $p_{t1}$ 元/kWh、 $p_{t2}$ 元/kWh、 $p_{t3}$ 元/kWh,机组的额定容量为 $P_N$  MW,火电机组的发电成本为 $c_g$ 元/kWh,上网电价为 $p_g$ 元/kWh;当机组出力下降后发电成本变动系数为 $k$ ,则发电权交易前火电机组收益为 $F_{\text{thermal}}$ :

$$[0097] \quad F_{\text{thermal}} = 52\% (p_g - c_g) P_N \quad (5)$$

[0098] a) 第一档报价范围( $0 \leq x \leq 7$ ):

[0099] 进行发电权交易后火电机组收益为 $F'_{\text{thermal}}$ :

$$[0100] \quad F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + P_N \cdot x\% \cdot p_{t1} \quad (6)$$

[0101] 进行发电权交易后,火电机组获得的收益大于发电权交易前:

$$[0102] \quad F'_{\text{thermal}} \geq F_{\text{thermal}} \quad (7)$$

[0103] 第一档发电权交易竞价价格针对52% > 负荷率  $\geq$  45%部分容量。即火电机组发电成本变动变动系数 $k$ 取1.2,计算解得第一档报价 $p_{t1}$ :

$$[0104] \quad p_{t1} \geq 0.464 \quad (8)$$

[0105] 则设定第一档发电权交易竞价的报价范围为0~0.5元/kWh;

[0106] b) 第二档报价范围:

[0107] 第二档发电权交易竞价价格只针对45% > 负荷率  $\geq$  40%部分容量,负荷率在45%至52%之间部分按照第一档价格结算,因此发电权交易后火电机组收益为:

$$[0108] \quad F'_{\text{thermal}} = (52-x)\% (p_g - c_g k) P_N + 7\% P_N \cdot p_{t1} + (x-7)\% P_N \cdot p_{t2} \quad (9)$$

[0109] 由于大部分中等容量机组已经难以直接达到如此负荷率,需要借助投油助燃保持机组稳定,因此发电成本将大幅上升,其变动系数 $k$ 取1.5,解得第二档报价 $p_{t2}$ :

$$[0110] \quad p_{t2} \geq 0.631 \quad (10)$$

[0111] 则设定第二档发电权交易竞价的报价范围为0.5~0.7元/kWh。

[0112] c) 第三档报价范围:

[0113] 第三档发电权交易竞价的价格只针对负荷率 < 40%部分容量,其余调峰容量按照各档价格进行结算,

[0114] 因此发电权交易后火电机组收益为：

$$F'_{thermal} = (52-x)\%(p_g - c_g k)P_N + 7\%P_N \cdot p_{t1} + 5\%P_N \cdot p_{t2} + (x-12)\%P_N \cdot p_{t3} \quad (11)$$

[0116] 第三档调峰区间大部分机组已难以稳定运行，需要借助投油助燃保持机组稳定，且设备使用寿命将受到影响，操作难度加大。发电成本将大幅上升，其变动系数k取2.1，解得第三档报价 $p_{t3}$ ：

$$p_{t3} \geq 0.808 \quad (12)$$

[0118] 则设定第三档发电权竞价交易的报价范围为0.7~0.9元/kWh。

[0119] 综合三档发电权交易的报价范围如表1：

[0120] 表1发电权交易机组报价范围

[0121]

火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
52% > 负荷率 ≥ 45%	0	0.5
45% > 负荷率 ≥ 40%	0.5	0.7
负荷率 < 40%	0.7	0.9

[0122] 步骤II：制定日前省内机组发电权交易计划。各省(区)调根据本省电厂报价排序和负荷预测，进行省内机组发电权交易安排。

[0123] 步骤III：制定跨省交易安排计划。各省(或自治区)调完成省内交易后，将本省交易信息汇总上报区域电网公司。如省内交易结果无法满足需求，则向区域电网公司申请跨省发电权交易。区域电网公司根据各省(区)发电厂调峰资源进行跨省交易。

[0124] 步骤IV：实时调用。根据日前制定的省内交易和跨省交易计划，日内进行实时调用。如有临时需要可根据机组报价顺序进行临时调用。

[0125] 步骤V：交易费用计算。机组调用完成后，由省(区)电力公司进行省内发电权交易费用的计算，跨省交易费用由区域电网公司计算。

[0126] 省(区)电力公司进行省内发电权交易费用的计算以及跨省交易费用的计算均采用如下方法：

[0127] 发电权交易的参与方为火电机组和新能源机组。其中由于火电机组容量和型号差异，有些供热机组或者小机组难以参与发电权交易。考虑火电机组具有系统调峰义务，对参与发电权交易的火电机组在出让发电权时应获得一定的补偿费用，而该补偿费用由未参与发电权交易的火电厂和新能源电厂共同分摊。其中在系统有调峰需求时，火电机组出力越大，对系统的调峰贡献越小，应承担更多的分摊费用。因此根据参与分摊火电厂实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。

[0128] 首先对参与分摊的火电机组发电量进行“阶梯式”修正：

$$W_i^t = \sum_{l=1}^3 W_l^i \cdot k_l \quad (13)$$

[0130] 式中， $W_i^t$ 为火电厂i修正后发电量； $W_l^i$ 为火电厂i在l档实际发电量； $k_l$ 为l档修正系数， $l=1, 2$ 或 $3$ 。其中，负荷率小于70%部分电量为第一档，负荷率在70%至80%之间部分电量为第二档，负荷率大于80%部分电量为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1=1, k_2=$

1.5、 $k_3=2$ 。

[0131] 则火电厂*i*的分摊金额 $f_i$ 为：

$$f_i = F_{all} \frac{W_i^t}{\sum_i W_i^t + \sum_j W_j^w} \quad (14)$$

[0133] 式中， $F_{all}$ 为发电权交易总金额； $W_j^w$ 为新能源电厂*j*的发电量。假设有*i*个火电厂，*j*个新能源电厂。则*i*为火电厂数目，*j*为新能源电厂数目。

[0134] 同时，为不严重影响发电企业的经营，对火电厂和新能源电厂发电权交易分摊金额均设置上限。火电厂分摊金额上限为发电权交易期间每度电承担费用不超过0.5倍火电脱硫标杆电价；新能源电厂分摊金额上限为每度电承担费用不超过火电脱硫标杆电价。

[0135] 下面以一个实施例说明本发明的具体实施步骤。

[0136] 某省级电网在某典型日200MW容量以上火电机组计划开机11台，出力约2150MW，新能源电厂开机8处，出力550MW，因弃新能源情况严重需要组织发电权交易。按照本发明所述发电权交易竞价机制，实施流程如下：

[0137] (1) 新能源预测及机组报价

[0138] 根据日前的负荷预测及电源出力预测，因弃新能源现象较为严重，计划火电机组减少出力200MW。经报价后，有4台机组申请提供发电权交易报价，如表2：

[0139] 表2省内火电机组发电权交易报价

[0140]

机组	容量 (MW)	计划出力 (MW)	最小出力 (MW)	报价 (元/kWh)
火电机组 1	330	171	155 (47%)	0.48
火电机组 2	325	170	153 (47%)	0.45
火电机组 3	300	156	141 (47%)	0.5
火电机组 4	300	156	141 (47%)	0.5

[0141] (2) 安排省内机组发电权交易

[0142] 该省调根据各电厂的发电权交易报价可知火电机组提供发电权交易容量63MW，无法满足新能源需求，所有参与机组均需调用。由此可得第一档的出清价为该档最高报价即0.5元/kWh。

[0143] (3) 申请跨省发电权交易

[0144] 由于该省有发电权交易需求200MW，省内火电厂机组总共可提供容量63MW，仍缺少137MW的发电权置换容量，需要由区域电网公司组织临省可交易发电资源进行跨省交易。区域电网公司组织其直调电厂提供发电权置换容量85MW，临省跨省交易52MW，其中直调电厂负荷率下降到第二档，其报价情况如表3：

[0145] 表3直调火电机组发电权交易报价

[0146]

机组	容量 (MW)	计划出力 (MW)	最小出力 (MW)	报价 (元/kWh)	
				第一档	第二档
直调机组	600	345	260 (43%)	0.5	0.7

[0147] (4) 实时调用及费用计算

[0148] 区域电网公司和省(区)调按照发电权交易计划进行实时调度,并在随后根据参与电量进行费用计算及分配。参与出让发电权的电厂获得补偿费用(按一小时电量计算)如表4:

[0149] 表4参与出让发电权电厂获得补偿费用

[0150]

机组	容量 (MW)	实际出力 (MW)	补偿费用 (万元)
火电机组 1	330	155 (47%)	0.83

[0151]

火电机组 2	325	153 (47%)	0.80
火电机组 3	300	141 (47%)	0.75
火电机组 4	300	141 (47%)	0.75
直调机组	600	260 (43%)	2.8
跨省支援	/	/	2.6

[0152] 火电厂出让发电权共产生补偿费用(按一小时电量计算)8.53万元。根据交易费用分配办法,产生的补偿费用由非参与发电权交易的7个火电机组和8个新能源电厂根据发电量按比例分摊,各机组分摊结果和分摊上限如图1所示。

[0153] 计算各机组所应分摊费用(按一小时电量计算),机组最大分摊费用为0.88万元,该机组分摊费用上限为3.53万元,最小分摊费用为0.21万元,该机组分摊费用上限为1.68万元。所有机组应分摊金额均远小于分摊上限,发电权交易费用的分摊对电厂的实际生产未产生明显的影响。

[0154] 可以看出通过发电权竞价交易机制,火电机组参与出让发电权,使得新能源机组出力由原计划550MW提高到750MW,弃新能源情况得到大幅度缓解,有效地提高了清洁能源的消纳。参与发电权交易的火电机组获得的补偿费用远高于同电量发电收益,获得了更大的收益。

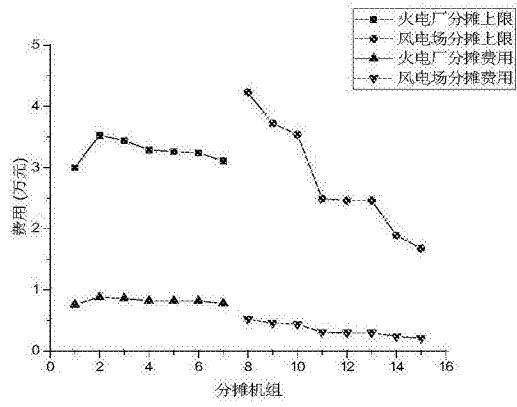


图1