

基于需求省新能源电场报价竞争的 省间双边电力调峰市场模式研究

王鹏, 褚云龙, 任冲, 王世杰

国家电网公司西北分部, 陕西省西安市 710048

Study on the Mode of Bilateral Power Peaking Market in Provinces based on the quotation competition of New energy power plants with demand

WANG Peng, CHU Yun-long, REN Chong, WANG Shi-jie

(Northwest Branch of State Grid Company, Xi'an 710048, China)

摘要: 本文从梳理现行省间电力调峰单边市场存在的问题入手, 通过完善市场双边化运作, 旨在构建基于需求省新能源电场报价竞争的省间电力调峰双边市场模式, 充分调动新能源电场加强预测精度和参与申报竞争的能动性, 进一步提升市场配置资源的效率。具体操作是采用 15 分钟细颗粒度下“块电量”申报和偏差界定的方法, 借鉴并完善“增量体系”、“偏差考核”、“差价结算”等运作思路, 进一步理顺新能源精确量与偏差量的付费职责, 按照“精确量”和“偏差量”间“三七开”的付费比例划分, 实现精确量的受让付费。采取实时二次出清优先确定“差价结算”费用, 余量由偏差考核费用填补, 按日倒推偏差考核标准, 从而体现偏差在电能量与辅助服务方面应承担的职责。通过设置五种新能源典型情况的算例, 计算分析结果表明新能源精确申报者具有明显的受让付费收益, 验证了新模式运作的可行性和缜密性。

关键词: 省间电力调峰 增量 偏差考核 差价结算

Abstract: This paper starts with sorting out the problems existing in the current inter-provincial power peaking unilateral market, aims to build the Mode of Bilateral Power Peaking Market in Provinces based on the quotation competition of New energy power plants with demand, fully mobilizing new energy plants to enhance forecasting accuracy and initiative in declare competition, Improving the bilateral operation of the market and further the efficiency of market allocation of resources. By adopting the operation method of “block power” declaration and deviation defined by fine grain size in 15 minutes, we can learn from and improve the operation ideas such as “incremental system”, “bias assessment” and “price difference settlement”, further rationalize the payment responsibility of the precise amount and deviation of the new energy electric field, and realize the accurate amount of transfer payment, according to the “precision amount” and “deviation amount” between the “three seven open” payment ratio division, to achieve accurate amount transfer payment. Adopt real-time secondary clearing to prioritize the “spreading settlement” expenses, the remaining amount is filled by the deviation assessment fee, and the deviation assessment standard is reversed according to the day, thus reflecting the responsibility of deviation in electric energy and auxiliary services. The calculation and analysis results of the examples of five new energy typical cases, shows that the new energy accurate applicants have obvious transfer payment income, which verifies the feasibility and rigor of the new model operation.

Keywords: Inter-provincial power peaking; Increment; Deviation assessment; Spread settlement

0 引言

现行省间电力调峰市场模式, 是由调峰需求省电力公司确定本省调峰受限型弃风弃光电量, 作为市场的“电量”边界。然后在调峰提供省火电厂间开展报价竞争, 由低到高排序并在满足“电量”边界时出清, 形成市场的“出清价格”^[1]。该模

式优势是操作方式简洁, 提供省火电的收益固化, 易于调动调峰的积极性; 同时需求省新能源进一步降低弃电空间, 各电场按实发电量占比“利益均沾”。

当前随着电力市场化改革的不断推进^[2], 该模式问题日益突出: 一方面需求省新能源电场缺乏反映主体诉求的渠道, 无法完整体现市场双边

需求；另一方面“占比分摊、利益均沾”模式难以培养新能源场的市场竞争意识，导致其缺乏提升预测精度管理的动力。

以上问题症结在于现行省间调峰市场模式未向新能源电场提供报价竞争手段，未体现新能源电场的市场申报与利益分配、责任担当之间的关系，已显得“不合时宜”。

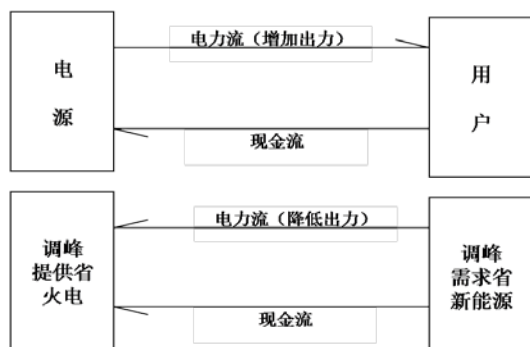
本文从梳理现行省间电力调峰市场的问题入手，旨在构建基于需求省新能源电场报价竞争的省间电力调峰市场，释放新能源竞争的能动性，强化预测管理精度和精确申报水平，进一步提升市场资源配置效率。

1 当前省间电力调峰市场模式的基本特征

省间电力调峰由调峰提供省火电通过竞价方式降低出力提供消纳空间，调峰需求省新能源增发出力占用这部分消纳空间，并按市场出清价格承担付费职责。与一般“电源-用户”市场中电力流与现金流反向流动^[3]的特点不同，省间电力调峰市场呈现电力流与现金流同向的特点。详见图1所示。

图1 电源-用户市场模式与省间电力调峰市场的“电力流”、“现金流”关系对比

fig.1 Comparison of "power flow" and "cash flow" between power-user market model and inter-provincial power peaking market



现行省间电力调峰市场具有三大特征：一是新能源需求总量由省电力公司统一代理，并未向新能源电场放开报价；二是出清价格基于提供省火电厂报价竞争单边形成，需求省只发挥“电量”边界作用于出清；三是调峰总费用按照对应时段新能源电场实发电量占比，分摊到各新能源电场身上^[4]。

2 现行省间电力调峰市场存在的问题

2.1 新能源缺乏反映主体诉求的报价渠道

新能源电场未放开报价渠道，缺乏“议价”话语权和“争量”博弈力，难以调动其参与市场竞争的积极性。

2.2 单边市场运作的不完整性

“单边市场”难以完整体现市场的双边需求和价格期许，不符合电力市场充分化运作的原则。

2.3 事后均摊未与新能源预测精度挂钩

新能源各电场按实发电量占比均摊费用，未与预测精度挂钩，难以督促各电场强化预测精度和培养精确申报的市场竞争意识。

2.4 未区分存量和增量体系运作范畴

省间电力调峰市场运作的是弃风弃光电量，属于增量范畴。而事后分摊却以全部发电量为依据，未对存量和增量加以区分，因此有失偏颇。

鉴于上述问题，完善需求侧新能源电场间开展报价竞争，是非常及时和必要的。

3 需求省新能源电场报价竞争的省间电力调峰市场应具备的特征

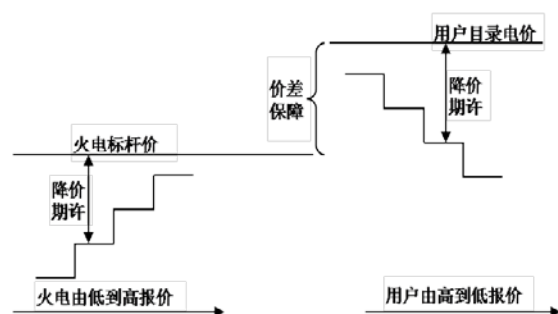
构建基于需求省新能源电场报价竞争的省间电力调峰市场，首先需针对既有模式的“三大特征”，研究哪些需要保留，哪些需要改变。

3.1 提供省火电单边竞价形成机制特征需保留

在“电源-用户”市场中，电源以本省标杆价为基准向下报价，用户以本省目录电价为基准向下报价。供给和需求双方通过博弈各自降价的心理底线，达成新的成交均衡点^[5]。由于电源标杆价和用户目录电价均为政府审批的历史产物，用户目录电价一定能够包住电源发电成本，所以“电源-用户”市场开展双边报价就有明确的报价基准和成交保障。详见图2所示。

图2 “双边模式”下的电源-用户报价方式

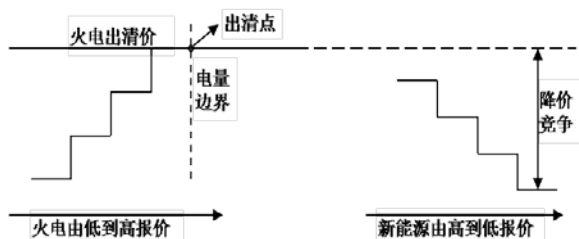
fig.2 Power-user quotation method under "bilateral mode"



而在省间电力调峰市场中，作为需求侧的新能源电场缺乏报价基准。若仅从意愿上报价，很难包住提供侧火电成本，导致市场无法成交。因此为避免双边意愿性报价导致供需失配，应保留“提供省火电单边价格形成机制”特征不变。需求省新能源电场以提供省火电出清价格作为报价基准，开展向下报价竞争。详见图2所示。

图3 以火电出清价为基准向下报价的
省间电力调峰市场新能源报价方式

fig.3 New energy quotation method for inter-provincial power peaking market based on the price of thermal power out of the clearing price



3.2 需求省电力公司统一代理新能源总需求量特征需保留

省间电力调峰市场只解决新能源的调峰受限，无法解决断面受限问题^[6]。即使放开新能源电场申报，亦不能简单将其申报量累加形成总需求，仍须由电力公司开展电网断面安全校核，扣除掉新能源断面受阻容量，形成纯调峰受限的弃电空间，作为省间电力调峰市场的“电量”边界。所以省电力公司统一代理总需求特征仍应保留。

3.3 新能源电场“事后费用分摊制”需改变

“事后费用分摊制”容易滋养新能源电场发多少、摊多少的懈怠心态，因此有必要前移到“事前申报竞争制”，通过建立新能源电场报价渠道，获取对总量分配的利益竞争，真实体现市场诉求和效率化配置作用^[7]。

4 当前开展需求侧新能源电场报价存在的困难

4.1 存量体系下新能源场缺乏市场竞争积极性

省间电力调峰市场运作的是需求省内无法消纳的弃风弃光电量，若不提供省间调峰该部分电量会在省内受限。但即使受限，亦不会影响新能源场在省内的存量计划。况且省间电力调峰市场一般具有较高的调节成本（提供省火电出清价格），明显高于省内调节成本（需求省新能源在

省内“两个细则”分摊费用）。这样在只有存量计划体系的形势下，新能源电场不可能在承诺完成省内存量计划的情况下，再付出更高的省间调峰成本，去完成一部分本属于省内的存量计划，而是更愿在未来时刻通过较低的省内调节成本来完成。

因此在存量体系下，新能源电场无法明确参与省间调峰市场的竞争目标，也就缺乏报价的源动力。所以构建“增量体系”^[8]是开展新能源电场报价竞争的先决条件。

4.2 新能源电场对省间调峰增量的申报竞争难以精确到电力层面

“增量”和“存量”均属于电量计划体系范畴，在电网运行中很难量化到电力层面。因此省间电力调峰市场难以开展基于电力的申报。

4.3 新能源电场申报的偏差部分未承担相应的考核和差价结算职责问题

新能源受预测精度和不可控性限制，日前市场出清结果在实时执行时将产生较大偏差，导致实时中标量和出清价格都会发生明显变化，根源则在于新能源电场自身的预测偏差。

新能源的偏差应承担两方面的职责：一是考核的责任。目前新能源电场在“存量市场”内的预测偏差通过省内“两个细则”来约束，但省间电力调峰市场对应于“增量市场”的范畴，尚无省间辅助服务考核体系予以约束；二是结算的责任。对于实时市场价格较日前价格发生变化，新能源偏差量也应体现出对价格变化的实时跟踪上来。因此考核和结算的责任都需要在新模式中完善予以体现。

另外，在新能源电场偏差考核费用和偏差结算费用之间、偏差量付费与精确量付费之间，也需要确定相互配合关系，理顺电能量和辅助服务方面的责任排序^[9]，充分体现偏差多承担付费、精确量受让付费的原则。

5 对相关市场运作模式的参考借鉴与改进

5.1 与“电源-用户双边模式”的异同比较

“电源-用户双边模式”的交易出清机理详见图4所示。对于偏差考核一般采用2倍考核法，对于偏差结算采取基于金融结算的双向差价合约法CFD^[10]。

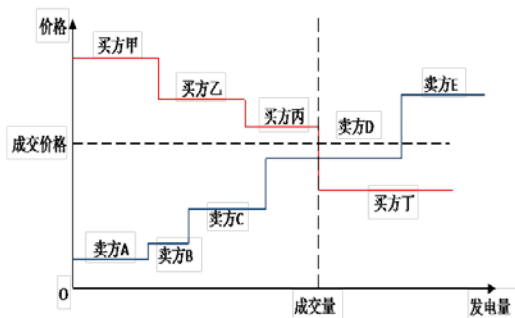
“电源-用户双边模式”中电源作为供给侧，

一方面通过报低价竞争电量。另一方面作为价费的获取方，优先争取收益。因此竞争模式属于“既争量又争价”。

省间电力调峰市场中需求侧的新能源也是电源，一方面通过报高价来竞争电量，另一方面作为价费的付出方，通过受让付费来体现“让责”收益，因此竞争模式属于“争量但受让价”。

图 4 电源-用户双边模式下的交易出清机理

fig.4 The clearing mechanism of the transaction in the power-user bilateral mode



5.2 与“现货模式”的异同比较

“现货模式”主要体现对电网重要输电断面可用容量的稀缺性竞争，一般按照电力曲线开展申报，实现对通道冗余度即时性的捕捉。而省间电力调峰市场与之不同，新能源电场申报目标是直接对调峰受限空间在电量层面的分割，并非通过电力竞争曲线的方式来累积电量，因此省间电力调峰不必刻意沿用基于电力曲线申报的方式。

5.3 省间电力调峰市场对“增量体系”、“偏差考核”、“差价结算”的引用及改进

“现货模式”与省间调峰市场相同，运作的都是省内无法消纳的弃风弃光电量。新能源电场中标电量不再占用存量计划，而是纳入增量计划体系，且申报越精准“增量效益”越高^[11]。因此省间电力调峰市场可引用“增量计划体系”的运作思路，作为引导新能源电场积极参与市场竞争的源动力。

“现货模式”虽然提供了“增量体系”运作的基本思想，但仍存在几个问题：一是新能源的“增量”按日结算周期界定，相当于日内各短时段的正、负偏差电量可互相抵消，实质只反映了新能源的电量预测精度而非电力精度；二是细颗粒度下的偏差量缺乏省间辅助服务的考核约束机制；三是日前层面锁定出清价格，实时层面只对量进行调整，在实时层面缺乏对价格跟踪变化的

反映^[12]。

针对以上几方面问题，一是可将出清和结算周期缩短为 15 分钟的细颗粒度，作为界定偏差量的时长标准。这样即使在长周期申报模式下申报量与实际量相等的情况，在短周期模式下由于每 15 分钟间的正、负偏差不可抵消，偏差量可能还要加倍。具体差异比较详见图 5 所示；二是引入“电源-用户双边模式”中的用户偏差考核，体现偏差量在辅助服务方面的付费职责；三是引入“电源-用户双边模式”中的差价结算思想，体现偏差量在电能量市场方面的付费职责。

最后还要捋清电能量和辅助服务方面付费的顺序，体现偏差量优先于精确量承担付费职责，降低精确量“受让”额度。

图 5 长周期与短周期申报模式下偏差量的界定差异比较

fig.5 Comparison of definitions of deviations in long-term and short-period Reporting modes

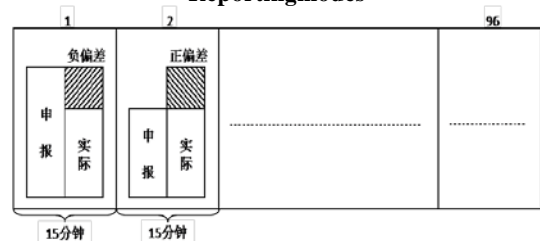


图 5.1 长周期申报模式下与实际的偏差比较

fig.5.1 Comparison with actual deviation in long-term declaration mode

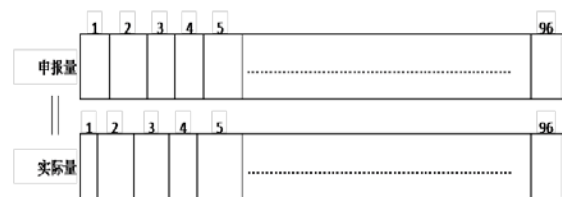
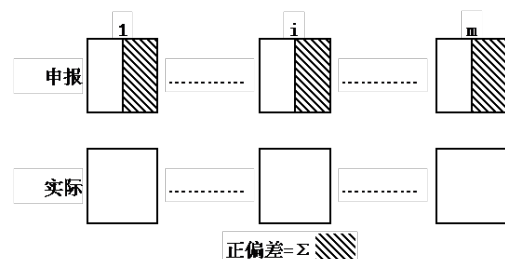


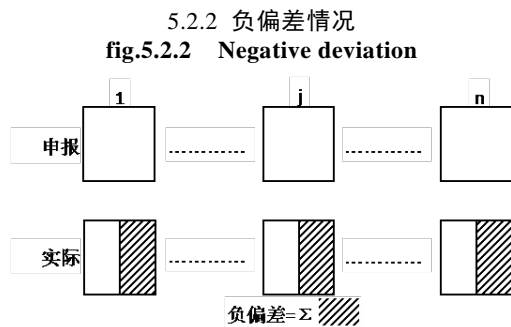
图 5.2 短周期申报模式下与实际的偏差比较

fig.5.2 Comparison with actual deviation in short-term declaration mode

5.2.1 正偏差情况

fig.5.2.1 Positive deviation





6 构建基于需求侧新能源电价竞争的省间电力调峰市场具体操作方式

6.1 省间电力调峰市场中新能源电场的量、价申报方式

鉴于增量电力的边界难以确定，因此在省间调峰市场中对于新能源电场的申报，可采取每 15 分钟“块电界量”申报的方式替代电力曲线申报，以体现对总需求空间的分割。这样通过每 15 分钟一“块电量”申报、一偏差界定、一出清结算的方式，充分反映新能源的即时变化特点。

需求侧新能源电场以火电出清价格为基准向下报价，只是用来决定新能源中标的个体，其出清价格不作为实际付费依据。新能源电场的具体付费要根据实际“精确量”和“偏差量”的比例，形成付费关系后倒推生成。

6.2 引入增量运作体系，采取细颗粒度时段偏差界定方法，充分引导主体积极性

细颗粒度下偏差量界定的具体做法是：以省间调峰开始的 0 时刻出力作为基准，将每 15 分钟时段内新能源电场实际发电曲线与初始 0 时刻出力的直线形成的包络面积作为增量实发电量。

按照上述新能源 15 分钟“块电量”的申报方法，将实发增量电量与申报量进行比对，实际发电与申报吻合的部分称为“精确量”，实际较申报量多发的部分称为“正偏差量”，实际较申报量少发的部分称为“负偏差量”。其中“精确量”全部计入增量体系，相当于调增了年度发电计划，以此作为引导新能源电场积极参与竞争的动力。

“正偏差量”仍占用存量计划空间，不纳入增量空间。从概念上可理解为这部分电量本可通过省间电力调峰市场运作为增量电量，但由于新能源电场自身的预测误差导致仍挤占省内存量计划指标，使得增量效益没有充分拓展。

对于“负偏差量”情况则恰相反，相当于是

把一部分已发的存量电量“转移”到了增量电量体系。对于新能源电场自身而言，可理解为这部分本可在省内消纳、无须付出跨省调节成本的新能源电量，由于自身预测的误差导致拿到省间调峰市场去交易了。因此不仅要额外付出省间调峰成本，并且还造成了年度存量计划空间的萎缩。具体详见图 6 所示。

图 6 “块电量”申报模式下存量和增量体系界定关系图

fig.6 Relationship diagram between stock and incremental system in the "block power" declaration mode

图 6.1 正偏差情况

fig.6.1 Positive deviation

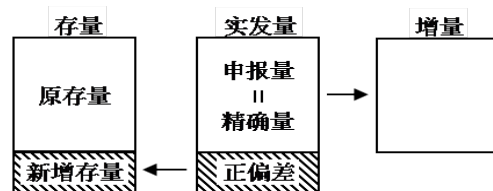
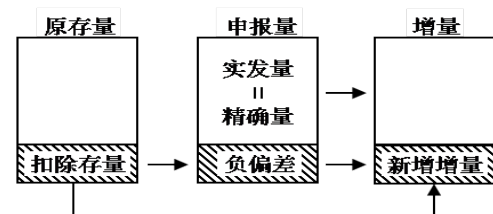


图 6.2 负偏差情况

fig.6.2 Negative deviation



具体的增量电量认证和偏差界定的计算公式表达如下：

设【0, t】时段内 (t=15 分钟) 新能源电场在 0 时刻的发电出力是 P_0 ，在 0 时刻的初始发电量是 Q_0 （即在 0 时刻之前该新能源电场的累计发电量）。用 P 代表 t 时段内的发电出力，这样【0, t】时段内新能源电场的实发增量电量为 Q_F 。则：

$$Q_F = \int_0^t (P - P_0) dt$$

当 $Q_F > 0$ 时，设新能源电场在【0, t】时段内的申报电量为 Q_{SB} （注意 Q_{SB} 恒大于等于

段内的申报电量为 Q_{SB} （注意 Q_{SB} 恒大于等于

零，其中未申报者视为申报量为 0 的特殊者），实发电量为 Q_F ，精确量为 Q_{ZQ} ，偏差量为 Q_{PC} 。分为正偏差和负偏差两种情况探讨：

(1) 正偏差情况：

当 $Q_F > Q_{SB}$ 时，则 $Q_{PC} = Q_F - Q_{SB} > 0$

将新能源电场的电量计划分为“存量”和“增量”两个体系。设新能源电场的存量体系内的累计发电量为 Q_{CL} ，增量体系内的累计发电量为 Q_{ZL} 。则有：

$$Q_{ZQ} = Q_{SB}$$

$$Q_{CL} = Q_0 + Q_{PC}$$

$$Q_{ZL} = Q_{SB} = Q_{ZQ}$$

(2) 负偏差情况：

当 $Q_F < Q_{SB}$ 时，则 $Q_{PC} = |Q_{SB} - Q_F| > 0$ 。

此时：

$$Q_{ZQ} = Q_F$$

$$Q_{CL} = Q_0 - Q_{PC}$$

$$Q_{ZL} = Q_F = Q_{ZQ}$$

由此可见，增量电量实际上是通过比对实发与申报的吻合度来认定具体量值，从而督促新能源电场精确申报争取增量效益最大化。

6.3 偏差量应承担的考核费用职责

如前所述，“增量体系”运作只体现对增量的赏罚，并未界定偏差量应承担的职责。偏差量缺乏考核会助长新能源电场刻意从策略角度去申报，从而扭曲市场的真实需求。因此对偏差量进行考核是非常必要的。

按照构建考核机制的基本思路，精确量计入增量体系且不接受考核，而偏差量不仅不能计入增量体系而且还要接受考核。这样就使新能源电场树立了“预测精度即增量效益”的基本导向，一方面从增量体系方面进行引导，另一方面从考核体系方面进行规范，形成“一疏一堵”的良性引导约束机制。

由于每日按 15 分钟分为 96 个时段，设每个新能源电场的正偏差时段有 m 个，负偏差时段有 n 个，于是 $m+n=96$ ^[13]。设一日内该电场的正偏差总电量为 Q_1 ，负偏差总电量为 Q_2 。用 15 分钟确定每个时段的偏差，各时段之间的偏差不可抵消。于是有：

$$Q_1 = \int_{Q_{PC} > 0} \sum_{i=1}^m Q_{PC}$$

$$Q_2 = \int_{Q_{PC} < 0} \sum_{j=1}^n |Q_{PC}|$$

设中标的新能源电场数目为 w 个，偏差量的考核标准为 k （单位：元/千瓦时），每日的偏差总考核费用为 B_{KH} 。则有：

$$B_{KH} = k * \sum_{i=1}^w (Q_1 + Q_2)$$

6.4 偏差量应承担的结算费用职责

考虑到新能源实时较日前格会发生明显变化，因此省间电力调峰市场须在日前一次出清基础上，在实时层面进行二次出清。即申报者每日事后按照实发电量而非申报量重新出清，形成新的实时出清价格。

为了精确区分新能源预测偏差在两次出清价格差异中所应承担的差价结算职责，可借鉴“双边模式”中基于金融结算的双向差价合约结算 CFD 思路，由新能源偏差量将承担实时出清价格与日前出清价格间的差值。具体是：

设日前一次出清价格为 C_1 ，实时二次出清价格为 C_2 。设对应于正偏差量的结算费用为 B_{JS1} ，

对应于负偏差量的结算费用为 B_{JS2} ，定义付费方向为正，收费方向为负。于是每个新能源电场正、负偏差量的结算费用分别为：

$$B_{JS1} = C_2 * Q_1$$

$$B_{JS2} = (C_1 - C_2) * Q_2$$

这样每日新能源总偏差量的差价结算总费用

$$B_{JS} = \sum_{l=1}^w (B_{JS1} + B_{JS2})$$

为

于是偏差量需承担的考核及差价结算总付费为

$$B_{PC} = B_{KH} + B_{JS}$$

设火电出清的全部费用为 B_Z ，精确量的付

费单价为 C_{JS} 。为显著体现精确量较偏差量的受让收益，初期设定偏差量直接承担七成的总付费职责，精确量只承担三成的总付费职责，充分体现受让。于是有：

$$C_{JS} Q_{ZQ} = 0.3 B_Z \quad (1)$$

从而求出精确量所对应的付费单价 C_{JS} ，并可证明 $C_{JS} < C_1$ 。

这样偏差量就需要承担全部费用中七成的职责。其中：偏差量的考核体现的是省间调峰辅助服务方面的付费职责，差价结算体现的是电能量方面的付费职责。因此应确定两者之间的付费次序。考虑到省间辅助服务属于新搭建的考核体系，尚无明确标准。而差价结算运作有明确的差价体系，因此差价结算对应的电能量方面优先付费，不足的余量再通过辅助服务考核付费来填补。这样考核的标准并不固定，可根据每日新能源资源的不同，按照“一日一算”的原则^[14]倒推确定辅助服务考核标准。具体是：

$$k * \sum_{l=1}^w (Q_1 + Q_2) + \sum_{l=1}^w [C_2 * Q_1 + (C_1 - C_2) * Q_2] = 0.7 B_Z \quad (2)$$

可反求出对应于当日的偏差考核标准 k 。

7 算例分析

设某省在日内有6小时（对应时段为1-24，每个时段时长15分钟）需通过省间电力调峰运作。选取五个具有典型特性的新能源电场，其中X1代表“块电量申报精准无偏差”的情况，X2代表“全周期电量申报精准但块电量呈正态偏差”的情况，

X3代表“块电量实际较申报纯正偏差”的情况，X4代表“块电量实际较申报负偏差”的情况，X5代表“全周期电量申报精准但块电量呈前正后负偏差”的情况。各电场的申报及实发数据详见表1所示。

7.1 “块电量申报精准无偏差”与“全周期电量申报精准但块电量呈正态偏差”情况比较

对于新能源块电量申报精准无偏差的X1电场而言，申报的72万千瓦时电量全部纳入增量体系，增量收益最大。而对于全周期电量申报精准但块电量呈正态偏差的X2电场而言，虽然申报和实发电量也是72万千瓦时，但按照细颗粒度下每个时段都取较小值的原则，对应于实际增量为“5”的时段，相当于只按电力“3”计入增量，而另外的电量“2”只计入存量体系，从而导致增量效益缩小。因此只有56万千瓦时电量纳入增量体系，增量收益率只有前者的77.8%。

由此可见，在电量申报相同的情况下，新能源电场必须保障在15分钟细颗粒度下的块电量申报精度，才能实现增量效益的最大化。

7.2 “块电量实际较申报纯正偏差”与“块电量实际较申报纯负偏差”及“全周期电量申报精准但块电量呈前正后负偏差”的情况比较

对X3、X4、X5三种典型情况进行比较。其中X3代表全时段内申报值均低于实际值，整体呈现正偏差的情况；X4代表在全时段内申报值均高于实际值，整体呈现负偏差情况；X5代表在部分时段（前半时段）申报值低于实际值，部分时段（后半时段）申报值高于实际值，呈现正、负偏差相间的情况。

由于X3、X4电场均属于申报与实际单向偏差的情况，所以按照按照每个时段内申报电量与实发电量之间较小值的方法（即在72和96之间取小者），精确量均为72万千瓦时，纳入增量体系。而X5属于申报值与实际值正负偏差相间的情况，虽然申报量与实发电量总体相同，均为 $3*12+4*12=84$ 万千瓦时，但按照每15分钟时段内都是取较小值的原则，增量收益仍为 $3*12+3*12=72$ 万千瓦时，即与X3和X4情况的增量收益相同。

相应的，X3和X4偏差均为 $96-72=24$ 万千瓦时。X5偏差为 $(4*12-3*12) + [4*12-3*12] = 24$ 万千瓦时。因此X3、X4、X5三个电场的总偏差电

量均为 24 万千瓦时。

7.3 五种典型情况统一放入“大池子”运作分析

五种典型情况的新能源电场放入统一池子平衡后的增量、偏差电量及付费额度详见表 1 所示。

设日前出清价 $C_1=0.11$ 元/千瓦时，实时出清价 $C_2=0.13$ 元/千瓦时，于是有 $C_1-C_2=-0.02$ 元/千瓦时。

如上表 1 所示，统一“池子”内五个新能源电场的申报中标及实发电量为 396 万千瓦时，因此新能源需跨省给火电厂付费的总额是：

$$B_z = 0.13 * 396 * 10000 = 514800 \text{ 元}$$

其中精确电量对应的增量总量为：

$$Q_{zQ} = 72 + 56 + 72 + 72 + 72 = 344 \text{ 万千瓦时}$$

于是精确量应承担的付费为：

$$C_{JS} Q_{zQ} = 0.3 B_z = 514800 * 0.3 = 154440 \text{ 元}$$

对应的精确电量付费单价为：

$$C_{JS} = 154440 / 344 / 10000 = 0.045 \text{ 元/千瓦时}$$

这样偏差量的付费总额为：

$$k * \sum_{l=1}^w (Q_1 + Q_2) + \sum_{l=1}^w [C_2 * Q_1 + (C_1 - C_2) * Q_2] = 0.7 B_z$$

$$= 514800 * 0.7 = 360360 \text{ 元}$$

其中偏差量差价结算付费为：

$$\sum_{l=1}^w [C_2 * Q_1 + (C_1 - C_2) * Q_2] = 31200 - 4800$$

$$+ 13200 + 0 + 17600 = 57200 \text{ 元}$$

这样得到偏差量的考核付费为：

$$k * \sum_{l=1}^w (Q_1 + Q_2) = 360360 - 57200 = 303160 \text{ 元}$$

由于偏差总量为：

$$\sum_{l=1}^w (Q_1 + Q_2) = 0 + 32 + 24 + 24 + 24 = 104 \text{ 万千瓦时}$$

因此偏差量考核单价为：

$$K = 303160 / 104 / 10000 = 0.2915 \text{ 元/千瓦时}$$

由此可看到，偏差量考核标准明显高于精确电量付费标准。偏差费用占到其付费总额的 84.12%，从而充分保障精确量受让付费。并且一日一算倒推考核标准 K ，体现新能源时效性和预测偏差的职责根本所在，是非常必要的。



表 1 五种典型情况的新能源电场放入统一池子平衡后的增量、偏差电量及付费额度

单位：万千瓦，万千瓦时

单位：万千瓦， 万千瓦时，元	曲线申报精准无偏差		电量申报精准曲线正态偏差		平均申报策略, 正偏差 情况		平均申报策略, 负偏差情 况		正负偏差相间情况		总和	
	电场 X1		电场 X2		电场 X3		电场 X4		电场 X5		申报	实际
时段	申报电力	实际电力	申报电力	实际电力	申报电力	实际电力	申报电力	实际电力	申报电力	实际电力	--	
1	3	3	3	1	3	4	4	3	3	4		
2	3	3	3	5	3	4	4	3	3	4		
3	3	3	3	3	3	4	4	3	3	4		
4	3	3	3	5	3	4	4	3	3	4		
5	3	3	3	1	3	4	4	3	3	4		
6	3	3	3	3	3	4	4	3	3	4		
7	3	3	3	1	3	4	4	3	3	4		
8	3	3	3	5	3	4	4	3	3	4		
9	3	3	3	3	3	4	4	3	3	4		
10	3	3	3	1	3	4	4	3	3	4		
11	3	3	3	5	3	4	4	3	3	4		
12	3	3	3	3	3	4	4	3	3	4		
13	3	3	3	1	3	4	4	3	4	3		
14	3	3	3	5	3	4	4	3	4	3		
15	3	3	3	1	3	4	4	3	4	3		
16	3	3	3	3	3	4	4	3	4	3		
17	3	3	3	5	3	4	4	3	4	3		
18	3	3	3	1	3	4	4	3	4	3		
19	3	3	3	3	3	4	4	3	4	3		
20	3	3	3	5	3	4	4	3	4	3		



2019年中国电机工程学会年会论文集

21	3	3	3	3	3	4	4	3	4	3		
22	3	3	3	1	3	4	4	3	4	3		
23	3	3	3	3	3	4	4	3	4	3		
24	3	3	3	5	3	4	4	3	4	3		
累积电量	72	72	72	72	72	96	96	72	84	84	396	396
增量电量(精确量)	72		56		72		72		72		344	
正偏差电量	0		16		24		0		12		52	
负偏差电量	0		16		0		24		12		52	
偏差总量	0		32		24		24		24		104	
正偏差结算付费	0		20800		31200		0		15600		67600	
负偏差结算付费	0		-3200		0		-4800		-2400		-10400	
偏差结算付费总额	0		17600		31200		-4800		13200		57200	

注：以上每个时段内均为申报的块电量和实发电量，非电力值。

7.4 五个新能源电场最终付费总额及成分

表2 五个新能源电场最终付费总额及与原模式对比

单位：万千瓦时，元

新能源电场	精确量	精确量付费	偏差量	偏差结算费用	偏差考核费用	合计	较原模式付费增减
X1	72	32328	0	0	0	32328	-61272
X2	56	25144	32	17600	93280	136024	42424
X3	72	32328	24	31280	69960	133488	8688
X4	72	32328	24	-4800	69960	97488	3888
X5	72	32328	24	13200	69960	115488	6288
总计	344	154456	104	57280	303160	514800	0

最终各电场付费额度及与原模式下的对比分别为:

$$X1=0.0449*72*10000=32328 \text{ 元}$$

$$X10=514800*(72/396)=93600 \text{ 元}$$

$$\Delta X1=32328-93600=-61272 \text{ 元}$$

$$X2=17600+0.2915*10000*32+56*10000*0.0449=136024 \text{ 元}$$

$$X20=514800*(72/396)=93600 \text{ 元}$$

$$\Delta X2=136024-93600=42424 \text{ 元}$$

$$X3=0.0449*72*10000+3120+24*10000*0.2915=133488 \text{ 元}$$

$$X30=514800*(96/396)=124800 \text{ 元}$$

$$\Delta X3=133488-124800=8688 \text{ 元}$$

$$X4=0.0449*72*10000-4800+24*10000*0.2915=97488 \text{ 元}$$

$$X40=514800*(72/396)=93600 \text{ 元}$$

$$\Delta X4=97488-93600=3888 \text{ 元}$$

$$X5=0.0449*72*10000+13200+24*10000*0.2915=115488 \text{ 元}$$

$$X50=514800*(84/396)=109200 \text{ 元}$$

$$\Delta X5=115488-109200=6288 \text{ 元}$$

可以看出原模式下付费个体最大差额为124800-93600=31200元。新模式下则达到136024-32328=103696元,提高到3.3倍。具体分析如下:

结合实际情况看,波动性最强的X2电场是消耗系统调峰资源最为剧烈的,所以付费值也由93600骤增到136024元,增幅42424元,付费占总额度的占比也由18.18%提升到26.42%,无论是付费占比还是增幅均排五个电场之首。

纯正偏差的X3电场由于正偏差要承担实时

价格,付费值由124800增至133488元,增幅8688元,付费占总额度的占比由24.24%提升到25.93%,无论付费占比还是增幅均排五个电场中的第二位。

纯负偏差X4由于负偏差量反向赚取了实际价格与日前价格的差价,因此付费额度明显少于X3。X5由于属于正负偏差相间的情况,因此付费水平介于X3和X4之间。X5电场付费值由109200增至115488元,增幅6288元,付费占总额度的占比由21.21%提升到22.43%,无论付费占比还是增幅比例均排五个电场中的第三位。

相应地,纯负偏差的X4电场付费额度由93600增至97488元,增幅3888元,付费占总额度的占比由18.18%提升到18.93%,无论付费占比还是增幅比例均排五个电场中的第四位。

最精准的X1付费额度理应最低,排第五位,且是唯一较原模式付费呈现降低的个体,降幅高达61272,精准申报的收益可见一斑。

上述付费额度的排序与新能源电场申报的精度、对系统调峰资源占用的实际情况完全相符,验证了本算法的合理性和适用性。

八、结论

本文旨在引入需求侧新能源电场参与报价竞争,实现省间电力调峰市场的双边完整化运作。通过借鉴“现货模式”增量体系引导新能源电场积极参与报价竞争,采取每15分钟细颗粒度的“块电量”申报和偏差量界定方法,采取在“精确量”和“偏差量”之间“三七开”付费责任的划定,体现精确量少量承担付费额度的受让特点。同时针对偏差量在电能量和辅助服务方面应承担的职责,借鉴“双边模式”下偏差考核与金融差价合约结算的思路,通过实时二次出清确定“差价”结算费用,用偏差承担的七成总付费减去“差价结算”费用,倒推出对应于省间辅助服务职责的考核标准。

通过设定五种典型的新能源情况组成的群放入统一“池子”计算,得出了精确申报者较不精确者具有明显的受让付费收益,验证了基于需求侧新能源申报竞争的双边模式运作的可行性和缜密性,以及对新能源电场强化预测管理和精确申报的积极促进作用【15】。

参考文献:

- [1] 《东北电力辅助服务市场运营规则（试行）》，2017
- [2] 《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》
（中发〔2015〕9号）及配套文件
- [3] 许亚凡.《我国电力市场运营模式研究》，武汉大学硕士学位论文
- [4]西北能源监管局.关于印发《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》的通知.西北监能市场【2018】66号,2018
- [5]夏清,白杨,钟海旺.《中国推广大用户直购电交易的制度设计与建议》[J],电力系统自动化,2013,37(20):1-7
XIA Qing, BAI Yang, ZHONG Haiwang, et al. Institutional design and suggestions for promotion of direct electricity purchase by large consumers in China[J]. Automation of Electric Power System, 2013, 37(20): 1-7
- [6]《西北跨省调峰辅助服务市场试点运营规则》，2018
- [7]刘永奇,等.《东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践》[J],电力系统自动化,2017.10
Liu Yongqi,etc.Design and Practice of Peak Regulation Ancillary Service Market for Northeast China Power Grid
- [8]甘肃能源监管办.《富余新能源电力跨省跨区增量现货交易规则》，2017
- [9]杨光.《电能主市场与辅助服务市场联合优化决策研究》，上海交通大学硕士学位论文
- [10]贺宜恒,周明,武昭原,龙苏岩,徐骏《国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示》[J].电网技术,2018.11
- [11]裴哲义,郭国梁,胡超凡.《富余可再生能源跨区电力现货交易的探索与实践》[J].中国电力,2018.1
- [12]国家电力调度控制中心,北京交易中心.《跨区域省间富裕可再生能源电力现货试点规则（试行）》，2017
- [13]王鹏,牛拴保等.《基于新能源与火电分区运作的西北电网调峰辅助服务改进模式研究》.中国电机工程学会2018年年会收录论文
- [14]王鹏,任冲,何波,王世杰,邹高域.基于天中直流配套电源的西北-华中跨区辅助服务补偿模式研究[J].电力与能源,2016,6
WANG Peng,REN Chong,HE Bo,WANG Shi-jie,ZHOU Gao-yu.
Northwest-Cental China inter-regional ancillary service compensation mode base on Tianzhong DC Project supporting power[J]. Power & Energy,2016,6:709-715
- [15]王鹏,任冲,王世杰,赵鑫.西北电网风电上网辅助服务补偿机制探索[J].供用电,2013,1
WANG Peng,REN Chong,WANG Shi-jie,ZHAO Xing.A study on wind power ancillary services compensation in Northwerst power grid[J].

作者简介

王鹏(1976—),男,工程硕士,高级工程师,研究方向为电力调度计划管理,现从事发电考核及辅助服务建设工作。

褚云龙(1978—),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力调度计划管理,现任西北电力调控分中心调度计划处长。

任冲(1984—),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统控制,现从事系统方式工作。

王世杰(1981—),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力调度运行控制,现从事系统自动化工作。

联系电话:王鹏 13572271102