

面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型

张敏^{1,2}, 王建学¹, 王秀丽¹, 曹晓宇³, 陈洋¹

(1. 西安交通大学 电气工程学院, 陕西 西安 710049; 2. 国网陕西省电力公司西安供电公司, 陕西 西安 710032;
3. 西安交通大学 自动化科学与工程学院 智能网络与网络安全教育部重点实验室, 陕西 西安 710049)

摘要:高比例新能源接入对我国电网的调峰能力提出了更高要求,发展调峰辅助服务市场将成为促进新能源消纳利用的重要手段。梳理了我国现行调峰辅助服务的市场规则与交易流程,建立了基于火电机组单边报价的市场交易模型,该模型以火电调峰资源的调用成本最小化为目标,并考虑分时功率平衡、新能源弃电、火电爬坡等电网技术约束。为了充分发挥新能源机组的市场主体作用,设计了新能源与火电双边参与报价的市场机制及实施模式。并提出了以综合效益最大化为优化目标的双边交易模型,给出了不同市场主体效益评估方法。在实际算例中,分析单/双边交易机制下调峰市场交易结果、弃风弃光情况和不同主体收益,验证了模型的有效性。

关键词:调峰辅助服务;市场机制;双边报价;新能源消纳

中图分类号:TM 73;F 123.9

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202012005

0 引言

近年来,我国新能源实现了跨越式的发展,其装机和发电量迅速增长。截至2018年底,我国风电装机 1.84×10^8 kW、光伏发电装机 1.74×10^8 kW,分别同比增长12.4%和34%,弃电问题日益突出。随着新能源消纳压力增加,进一步要求火电机组提供调峰服务,出让发电空间^[1]。然而,火电进行深度调峰时,被迫运行在不经济区,收益受损,参与调峰的积极性不高。如果采用市场手段,给予火电机组合理的补偿费用,充分挖掘其调峰能力,将有效解决新能源消纳问题,推进我国电力体制改革建设。

国外电力市场起步较早,辅助服务市场发展较为成熟。文献[2]针对备用辅助服务市场的交易机制展开研究,通过在日内市场购买旋转备用减少风电预测的不确定性对系统运行的不利影响;文献[3]设计了火电提供调频辅助服务的实施策略,通过市场与调度手段促进新能源发电的消纳利用。由于成熟的实时市场或平衡机制的存在,国外辅助服务市场体系中不包含调峰交易^[4];而我国电网的火电装机比例较高,新能源消纳问题更加突出,负荷低谷时段的减发能力(即调峰能力)是国内电力辅助服务市场的发展焦点^[5]。长期以来,我国多数地区执行“两个细则”相关规定,辅助服务责任主要由发电企业承担,逐步形成了有章可循的补偿机制,对促进电力系统安全可靠运行起到了一定的积极作用。为了

完善火电调峰补偿机制,文献[6-8]从公平性、激励性、有效性等角度进行了深入研究,以期提高电网的新能源消纳能力。

然而随着新能源的发展,现行“两个细则”的部分内容需要根据实际需求进行完善。2014年,东北率先启动调峰市场,为我国电力辅助服务市场的构建奠定基础。此后,山东、福建、安徽等省份纷纷出台了辅助服务市场交易规则,开展深度调峰交易。2018年12月,山西省发布的电力市场深化建设方案指出,在建设现货市场的初期仍会保留深度调峰市场以激励火电机组进行灵活性改造,进一步说明了发展深度调峰市场的重要性。目前大部分省份,以东北为代表,均采用火电单边报价机制。华北调峰市场提出了“待条件具备后引入双边报价机制”的思想,但是其具体实施措施有待深入研究。文献[9-10]分别对华东、东北调峰市场规则进行了解读,分析其市场设计和实施效果;文献[11]提出了一种省间调峰市场的出清模型,通过市场化手段对提供方火电进行补偿,需求方清洁能源不申报价格。在上述单边报价机制下,新能源仅参与被动分摊,没有表达自身支付意愿的权利。文献[12-13]在买卖双方报价的基础上,分别推导了基于边际成本竞价、双边拍卖理论的调峰交易模型,揭示了调峰市场的积极作用,但所提模型未考虑我国调峰市场的实际规则。文献[14]设计了一种新型分布式电力市场P2P交易机制,通过光伏出力与可控负荷的灵活匹配实现新能源充分就地消纳,但该研究高度依赖于完善的电力市场环境和特定的微能源市场架构。根据上述文献调研发现,现有模型或立足于单边交易机制或适用于市场化程度较高地区。然而,我国大部分地区的电力市场化改革尚在推进,亟需发展双边调峰市场

收稿日期:2020-04-03;修回日期:2020-09-30

基金项目:国家重点研发计划资助项目(2018YFB0905000);
国家电网公司科技项目(SGTJDK00DWJS1800232)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2018YFB0905000) and the Science and Technology Project of SGCC(SGTJDK00DWJS1800232)

机制解决高比例新能源接入带来的消纳难题,与之相关的理论建模研究仍待完善。

在此背景下,本文开展如下工作:对我国现行的调峰市场规则进行梳理和分析,通过分析参与深度调峰的火电机组报价规则,建立基于单边报价机制的市场交易模型;对单/双边报价机制的适用场景、结算模式、利益主体等进行对比分析,建立面向综合效益最大化为目标的调峰市场双边交易模型;对单/双边2种机制下的调峰辅助市场进行仿真分析,通过比较交易结果以及不同参与主体的经济效益,说明了采用双边报价机制对新能源发展的促进作用。

1 我国调峰辅助服务市场规则的总体框架

我国现有的调峰辅助服务市场规则中,调峰交易种类包括深度调峰、调停备用、可中断负荷、电储能调峰和跨省调峰交易^[15]。本文研究将围绕应用最为广泛的深度调峰交易展开。

1.1 调峰市场组织流程

我国调峰市场与能量市场协调运行。调度中心根据各发电厂中长期电量指标安排每日计划出力,允许次日开机的机组参与调峰市场。根据我国现有多个深度调峰市场规则,梳理交易流程。

(1)交易申报:日前,有意参与深度调峰市场的火电机组申报次日报价及可调出力区间^[15]。一般采用“阶梯式”报价方式,分不同档位浮动报价。

(2)日内调用:调度中心根据实际需求在日内依据价格排序结果由低到高依次调用,报价相同时采用一定原则进行修正。

(3)实时出清:多数省份采用档内市场出清价格进行结算,档内出清价是指单位周期内同一档内调用到的最后一台机组的报价(市场统一出清价 MCP (Market Clearing Price)模式),部分省份(如安徽省)的出清价格为其所在深度调峰分档区间内的报价(按报价支付PAB(Pay As Bid)模式)。

(4)费用分摊:有偿调峰补偿费用由风电、光伏以及区内负荷率高于有偿调峰基准的火电厂按照调用时段共同分摊。

基于上述交易规则,图1给出了深度调峰市场的实施流程:①深度调峰市场开展前,由电力调度部门提供火电、风电、光伏的计划出力和预测弃风、弃光量等初始数据,火电机组自愿提交报价,报价方式将在1.2节中说明;②以调用成本最小化为目标,考虑调峰约束、电网运行约束等进行出清,并根据规则对出清结果进行修正;③出清结束后,计算分摊费用,对各市场主体的效益进行评估。



图1 深度调峰市场的实施流程图

Fig.1 Implementation flowchart of deep peak regulation market

1.2 参与调峰市场的火电机组报价分析及建模

1.2.1 报价分析

一般而言,火电机组的调峰过程分成基本(义务)调峰、不投油和投油深度调峰3个阶段^[16]。火电机组处于义务调峰阶段时,需要提供一定的无偿调峰容量,不进行报价;当机组负荷率小于补偿基准时,处于不投油深度调峰阶段,火电机组单位煤耗成本、寿命损失成本增加,允许机组报价获取补偿;当机组出力低于一定程度时需进一步增加投油成本,处于投油深度调峰阶段,报价相应升高。

考虑到火电机组特殊的调峰过程,多数省份采用“阶梯式”报价方式:以机组各档负荷率作为报价区间,负荷率降低的同时档位升高,高档位报价不低于低档位报价^[15]。其中,东北、宁夏、甘肃等分为两档报价,安徽、山东将报价区间分为五档及以上,但其报价原理是相同的。火电调峰过程决定了其报价特征:①与一般的市场价格不同,在义务调峰阶段出现零价;②机组出力越低,报价越高。

1.2.2 报价建模

以两档报价为例,时段 h 火电机组 i 的报价折线图见图2。不同省份对分界基准有不同取值,以50%为义务调峰基准,40%为一、二档分界基准为例进行说明。即第一档为负荷率在 $[40\%, 50\%)$ 之间,报价上限为 $\lambda_{i,h}^{I,\max}$ (单位为元/(kW·h));第二档为负荷率低于40%,报价上限为 $\lambda_{i,h}^{II,\max}$ (单位为元/(kW·h))。参与报价的机组 i 可提交时段 h 的一档价格 $\lambda_{i,h}^I$ 与二档价格 $\lambda_{i,h}^{II}$ 。根据现有规则,机组 i 提供义务调峰的下限 $P_i^{\text{base}} = 50\%P_i^{\max}$,出力高于 P_i^{base} 的部分不进行补偿,视为零价;当机组出力介于一档调峰服务的下限 P_i^I 与 P_i^{base} 之间时,机组 i 提供一档调峰服务,其报价为 $\lambda_{i,h}^I$;当出力介于 P_i^I 与 P_i^{\min} 之间时,机组提供第

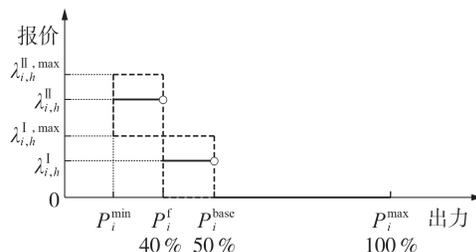


图2 时段 h 火电机组 i 的报价折线图

Fig.2 Bidding curve of thermal unit i at time period h

二档调峰服务,其报价为 $\lambda_{i,h}^{\text{II}}$ 。多档报价与两档报价原理类似,报价曲线可根据图2推出。

将机组负荷率进行划分,即对各档调用调峰容量进行限制,可表示为式(1)–(3)。若初始计划出力 $P_{i,h}^{\text{ini}}$ 高于有偿调峰基准,则该机组具备义务调峰能力,在弃电发生时优先压缩它的发电空间;若所有的火电出力均降至50%后仍有弃电,则有意愿参与调峰市场的火电可以提供深度调峰服务,式(2)表示一档调峰容量介于40% P_i^{max} 与50% P_i^{max} 之间,式(3)表示二档调峰容量介于40% P_i^{max} 与 P_i^{min} 之间。

$$0 \leq P_{i,h}^0 \leq \hat{u}_i^0 (\max(P_{i,h}^{\text{ini}}, P_i^{\text{base}}) - P_i^{\text{base}}) \quad (1)$$

$$0 \leq P_{i,h}^{\text{I}} \leq \hat{u}_i^{\text{I}} (\min(P_i^{\text{base}}, P_{i,h}^{\text{ini}}) - \max(P_i^{\text{I}}, P_i^{\text{min}})) \quad (2)$$

$$0 \leq P_{i,h}^{\text{II}} \leq \hat{u}_i^{\text{II}} (\min(P_i^{\text{I}}, P_{i,h}^{\text{ini}}) - P_i^{\text{min}}) \quad (3)$$

其中, $P_{i,h}^0$ 、 $P_{i,h}^{\text{I}}$ 、 $P_{i,h}^{\text{II}}$ 分别为调峰机组的义务、一档和二档调用容量; \hat{u}_i^0 、 \hat{u}_i^{I} 、 \hat{u}_i^{II} 为0–1参数,分别用于指示火电机组是否参与义务、一档或二档调峰,当 $\hat{u}_i^x=1$ ($x=0, \text{I}, \text{II}$)时表示参与相应档次调峰,当 $\hat{u}_i^x=0$ 时表示不参与。理论上所有机组在任意时段均必须参与义务调峰,但在冬季部分机组承担供热任务,可能存在无法参与义务调峰的情况。

进一步地,将时段 h 下火电机组 i 的总调峰容量 $\Delta P_{i,h}$ 表示为各档调用容量之和:

$$\Delta P_{i,h} = \hat{u}_i^0 P_{i,h}^0 + \hat{u}_i^{\text{I}} P_{i,h}^{\text{I}} + \hat{u}_i^{\text{II}} P_{i,h}^{\text{II}} \quad \forall i \in N^{\text{th}}, \forall h \in H \quad (4)$$

其中, N^{th} 为火电机组的集合; H 为时段集合。

2 基于火电机组单边报价的市场模型

2.1 目标函数

我国已开展的调峰市场中多采用“火电单边报价,新能源被动分摊”模式。通过提炼现有交易模式特征,建立单边市场交易模型,即优化火电调峰资源的分时段调用情况,在满足功率平衡、火电爬坡、新能源弃电约束等电网运行约束前提下,实现日调用成本的最小化^[17]。市场交易优化的目标函数如下:

$$\min \sum_{h \in H} \sum_{i \in N^{\text{th}}} (C_{i,h}^{\text{I}} + C_{i,h}^{\text{II}}) \quad (5)$$

$$C_{i,h}^{\text{I}} = \lambda_{i,h}^{\text{I}} P_{i,h}^{\text{I}} \Delta h, C_{i,h}^{\text{II}} = \lambda_{i,h}^{\text{II}} P_{i,h}^{\text{II}} \Delta h \quad \forall i \in N^{\text{th}}, \forall h \in H \quad (6)$$

其中, $C_{i,h}^{\text{I}}$ 为火电机组的一档调用成本,可以表示为一档报价 $\lambda_{i,h}^{\text{I}}$ 与一档调用量 $P_{i,h}^{\text{I}} \Delta h$ 的乘积, Δh 为交易量计算的基本时间单位; $C_{i,h}^{\text{II}}$ 为二档调用成本。

2.2 约束条件

2.2.1 系统级运行约束

调峰过程中,机组之间的电量分配将发生改变,但系统总发电量保持不变,故引入市场调峰需求约束(式(7))与分时功率平衡约束(式(8))。

$$\sum_{i \in N^{\text{th}}} \Delta P_{i,h} \leq \sum_{w \in N^{\text{wt}}} P_{w,h}^{\text{ini}} + \sum_{s \in N^{\text{pv}}} P_{s,h}^{\text{ini}} \quad \forall h \in H \quad (7)$$

$$\sum_{w \in N^{\text{wt}}} \Delta P_{w,h} + \sum_{s \in N^{\text{pv}}} \Delta P_{s,h} = \sum_{i \in N^{\text{th}}} \Delta P_{i,h} \quad \forall h \in H \quad (8)$$

其中, $\Delta P_{i,h}$ 为火电机组 i 在时段 h 出让的调峰容量; $P_{w,h}^{\text{ini}}$ 、 $P_{s,h}^{\text{ini}}$ 分别为风电机组 w 、光伏机组 s 在时段 h 的预测弃风、弃光量; $\Delta P_{w,h}$ 、 $\Delta P_{s,h}$ 分别为风电机组 w 、光伏机组 s 在时段 h 的增发容量; N^{wt} 、 N^{pv} 分别为风电、光伏机组的集合。式(7)表示电力系统在时段 h 的总调峰量应不超过预测弃电量。

2.2.2 火电机组运行约束

火电机组的调峰过程变化和“阶梯式”的报价方式决定了其分不同档位出让调峰容量,引入式(1)–(3)对各档调峰容量进行约束。同时,火电机组作为深度调峰交易的供给方,需满足爬坡约束和出力约束:

$$-R_i^{\text{D}} \Delta h \leq P_{i,h}^{\text{ini}} - \Delta P_{i,h} - (P_{i,h-1}^{\text{ini}} - \Delta P_{i,h-1}) \leq R_i^{\text{U}} \Delta h \quad (9)$$

$$P_i^{\text{min}} \leq P_{i,h}^{\text{ini}} - \Delta P_{i,h} \leq P_i^{\text{max}} \quad \forall i \in N^{\text{th}}, \forall h \in H \quad (10)$$

其中, R_i^{D} 、 R_i^{U} 分别为机组 i 的向下、向上爬坡速率; $P_{i,h}^{\text{ini}} - \Delta P_{i,h}$ 表示调峰市场实施后机组 i 在时段 h 的实际出力水平。

2.2.3 新能源机组运行约束

新能源机组作为消费者,在调峰市场实施后的出力水平应不超过其在时段 h 的最大可用出力:

$$0 \leq P_{w,h}^{\text{ini}} + \Delta P_{w,h} \leq \bar{P}_{w,h} \quad \forall w \in N^{\text{wt}}, \forall h \in H \quad (11)$$

$$0 \leq P_{s,h}^{\text{ini}} + \Delta P_{s,h} \leq \bar{P}_{s,h} \quad \forall s \in N^{\text{pv}}, \forall h \in H \quad (12)$$

其中, $P_{w,h}^{\text{ini}}$ 、 $P_{s,h}^{\text{ini}}$ 分别为风电机组 w 和光伏机组 s 在时段 h 的初始计划出力; $\bar{P}_{w,h}$ 、 $\bar{P}_{s,h}$ 分别为风电机组 w 和光伏机组 s 在时段 h 的理论最大出力。

2.2.4 弃风/弃光率约束

为了保障新能源的充分消纳,对系统整体的弃风/弃光率进行限制,其约束如下:

$$\sum_{h \in H} \sum_{w \in N^{\text{wt}}} [\bar{P}_{w,h} - (P_{w,h}^{\text{ini}} + \Delta P_{w,h})] \Delta h \leq r_w \sum_{h \in H} \sum_{w \in N^{\text{wt}}} \bar{P}_{w,h} \Delta h \quad (13)$$

$$\sum_{h \in H} \sum_{s \in N^{\text{pv}}} [\bar{P}_{s,h} - (P_{s,h}^{\text{ini}} + \Delta P_{s,h})] \Delta h \leq r_s \sum_{h \in H} \sum_{s \in N^{\text{pv}}} \bar{P}_{s,h} \Delta h \quad (14)$$

其中, r_w 、 r_s 分别为全天的弃风和弃光率上限,根据电网的实际需求制定。

通过梳理国内现有的调峰市场规则,明确市场流程设计,得到基于火电单边报价的市场交易模型的混合整数线性规划形式,如式(1)–(14)所示。本文所提模型可以应用商业优化软件(如CPLEX)实现高效、可靠求解。

3 基于新能源–火电双边报价的市场模型

3.1 双边报价机制

当前阶段,我国各省区的调峰市场多采用火电机组单边报价机制。在此模式下,调度中心“代理”购买火力发电空间,新能源则被动分摊补偿费用。

不难看出,单边报价模式便于管理、可操作性强,能大幅缓解新能源消纳困难的局面,是我国电力体制改革的重要步骤,符合我国调峰市场的发展现状。

然而,随着新能源接入比例提升及调峰市场发展,单边报价模式的不足开始逐渐显露:首先,新能源只能被动地接受分摊结果,没有自主选择的权利,产生的盈亏不受自身控制,极端情况下会出现采用高价去购买低价发电权益的现象;其次,新能源作为购买方,无法表达自身购买意愿,会导致供给方(火电)缺乏动力去降低出让成本进而降低报价,扭曲市场配置资源的价值规律^[18]。

为了充分发挥市场对于高比例新能源消纳的引导和促进作用,引入双边机制逐渐成为市场发展的趋势。在双边报价机制下,新能源机组需提交其购买火力发电空间的价格,有利于发挥新能源机组的市场主体作用,通过市场传递价格信号,从而实现调峰资源的优化配置及各市场主体的经济利益均衡。

对双边报价模式与现阶段采用的单边报价模式进行对比分析,如表 1 所示。单边报价模式旨在以高价鼓励火电参与调峰市场;双边报价模式则进一步允许新能源机组作为报价方参与调峰市场,提高新能源参与的积极性,保障了调峰市场的顺利运转。可以看出,双边报价模式既考虑了多个市场主体的利益,又实现了节能减排,有利于调峰市场的长远发展。值得注意的是,双边报价机制的引入是市场化的体现,同时也提高了竞争性,市场风险随之增加。开放了买方的选择权可能会出现买方报低价(价格风险)从而导致交易量下降(交易风险)等问题,因此应不断完善风险防范机制,保证双边调峰市场的健康发展。

表 1 2 种报价模式对比

Table 1 Comparison of two bidding strategies

报价模式	考虑因素	优势	不足
单边	火电调峰过程与调用成本	鼓励火电积极参与、保障新能源消纳	未完全体现市场价值规律、市场主体参与不足
双边	火电调峰过程与调用成本、新能源机组收益、节能减排效益	均衡各市场主体利益、有利于调峰市场长远发展	对市场环境和市场主体要求较高

3.2 新能源-火电机组的报价方式

在双边报价模式下,火电机组的报价方式与 1.2 节相同,下面将进一步说明新能源机组的报价方式。新能源机组根据风光资源和弃电情况,针对意向交易各个时段,提交购买价格和购买量(这里采用单段报价机制),价格高者优先成交。

根据上述特征,我国调峰市场规则中应给出有意愿参与该市场的风电机组报价的下限值 $\lambda_{w,h}^{\min}$ 和光伏机组报价的下限值 $\lambda_{s,h}^{\min}$ 。图 3 给出了在时段 h 风电

机组 w 的报价示意图,图中功率为标幺值。可以看出,如果在时段 h 风电大发,弃风现象严重,机组 w 有意愿购买火电的发电空间,则可出价 $\lambda_{w,h}$ 参与市场竞价;如果在时段 h 风电没有购买需求,则无需出价(也可理解为出价为 0),风电机组 w 维持计划出力。光伏机组的报价方式与风电类似。

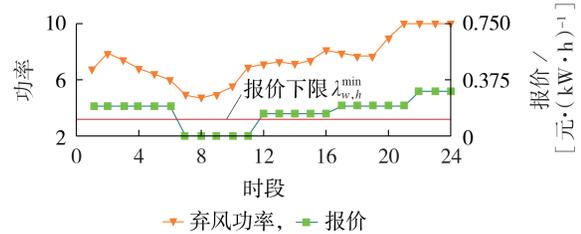


图 3 风电机组 w 的报价曲线

Fig.3 Bidding curve of wind unit w

3.3 模型构建与讨论

根据 3.1 节中的分析可知,双边报价机制考虑了多方面因素,故本文以综合效益最大化为目标构建调峰市场双边交易模型。从整个调峰市场层面考虑,可能获取的收益包括两部分,即市场向新能源出售调峰电量获得的经济收益以及火电出让电量带来的环保效益。相应地,市场成本主要是调用火电机组付出的补偿费用。因此,调峰市场的效用函数 (utility function) 可以表示为市场收益减去补偿成本,对应目标函数 U_B 如下:

$$U_B = \max \sum_{h \in H} \sum_{w \in N^{wt}} C_{w,h} + \sum_{h \in H} \sum_{s \in N^{pv}} C_{s,h} + \gamma_c \sum_{h \in H} \left(\sum_{w \in N^{wt}} P_{w,h}^{buy} + \sum_{s \in N^{pv}} P_{s,h}^{buy} \right) \Delta h - \sum_{h \in H} \sum_{i \in N^{th}} (C_{i,h}^I + C_{i,h}^{II}) \quad (15)$$

$$C_{w,h} = \lambda_{w,h} P_{w,h}^{buy} \Delta h \quad \forall w \in N^{wt}, \forall h \in H \quad (16)$$

$$C_{s,h} = \lambda_{s,h} P_{s,h}^{buy} \Delta h \quad \forall s \in N^{pv}, \forall h \in H \quad (17)$$

其中, $C_{w,h}$ 、 $C_{s,h}$ 分别为风电、光伏购买价格 $\lambda_{w,h}$ 、 $\lambda_{s,h}$ 与购买量 $P_{w,h}^{buy} \Delta h$ 、 $P_{s,h}^{buy} \Delta h$ 的乘积,其总和为向新能源企业出售调峰电量获得的经济收益; γ_c 为削减耗煤量及污染物排放带来的单位收益。

此外,双边交易市场实施需要满足系统级运行约束、火电机组和新能源机组运行约束和弃电约束,如式(1)–(3)、(7)–(14)所示。下面对所提模型进行深入讨论。

(1)若要最大化目标函数,理论上新能源机组将优先付费购买调峰资源。但在调峰市场开放前,应充分利用火电机组的义务调峰能力。

(2)单边市场中新能源的分摊费用与火电补偿费用持平,在发电侧内部形成平衡;不同于单边市场,双边市场可能出现市场收益(新能源付费)与市场成本(火电获取的补偿费用)不相等的情况。为了

保障调峰市场的正常运营,一种可行的解决方式是设立平衡账户进行调节,即收益为正的部分进入平衡账户,差额部分由平衡账户弥补^[19],可以引入一些补充机制维持调峰市场的顺利运营,还可以采用引入额外资金、考核调峰能力不足的火电机组以及向用户侧传导等方式。

(3)以上设计综合考虑多方主体利益,且计及了调峰市场带来的社会环境效益。在正常情况下,目标函数值为正,表明社会效益为正,这有利于调峰市场的长期良性发展。需要指出的是,在冬季供热且新能源大发的特殊情况下,火电调峰成本普遍偏高,尤其是高档位调峰成本由于采用投油助燃等措施而急剧增加;另一方面,从理性市场主体角度出发,新能源购买调峰资源的报价应低于自身发电上网价格,可能导致高档位交易难以成交。然而在国家政策层面,颁布了《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》,计划在2020年将新能源弃电率控制在5%以内。因此在所提模型中加入新能源弃电约束,可保障新能源按比例充分消纳。随着我国新能源规划方案的优化以及电力输送能力的提升,这类特殊情况将越来越少。

4 调峰辅助服务市场主体效益评估

为实现深度调峰市场的正常运转,需要计算各市场参与主体的效益,评估深度调峰交易的实施效果。

4.1 火电参与调峰市场的效益分析

火电深度调峰成本主要为投油成本、寿命损耗成本、维修增加成本等,考虑到深度调峰交易中火电机组出让电量可以在后续调度滚动中补回,这里没有考虑机会成本。与此同时,火电机组从调峰市场中得到一定的补偿费用。据此可得到火电厂参与调峰市场所产生的净收益:

$$R_{th,k} = C_{th,k}^{market} - C_{th,k}^{loss} \quad \forall k \in K_{th} \quad (18)$$

其中, $R_{th,k}$ 为火电厂 k 的净收益; $C_{th,k}^{market}$ 为火电厂 k 参与调峰市场所得的补偿收入,是火电厂 k 出让的各档补偿电量乘以各档出清电价之和; $C_{th,k}^{loss}$ 为火电厂 k 的调峰成本; K_{th} 为火电厂集合。

4.2 新能源参与调峰市场的效益分析

新能源作为调峰市场的购买方,必须支付一定费用来购买火电的发电空间。交易达成后,新能源获得卖电收益。由于我国新能源的上网电价包括火电标杆电价 ρ_{th} 和补偿电价 ρ_{sby} 两部分,而国家补贴一般有一定延迟,需折算至现值。因此,新能源收益的计算公式可表示为:

$$R_{res,k} = \left[\rho_{th} + \frac{\rho_{sby}}{(1+\phi)^{y-1}} \right] \Delta Q_{res,k} - C_{res,k} \quad \forall k \in K_{res} \quad (19)$$

其中, $R_{res,k}$ 为新能源净收益; ϕ 为折现率; y 为补贴延迟发放的年限; $\Delta Q_{res,k}$ 为增发电量; K_{res} 为新能源厂站集合;单边报价模式下 $C_{res,k}$ 为新能源的分摊费用,分摊规则可参考各省区电力辅助服务市场运营规则,双边报价模式下 $C_{res,k}$ 为新能源参与市场支付的费用,是市场报价与成交电量的乘积。

5 算例分析

5.1 算例简介

本文以某省实际系统数据为算例,验证所提交易机制的可行性。分别选取夏季和冬季典型日进行分析,调用义务调峰资源之后,夏季典型日的弃风量为 $6.27348 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{h}$,弃风率为6.49%;弃光量为 $1.66973 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{h}$,弃光率为5.56%。冬季典型日弃风量为 $9.60598 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{h}$,弃风率达9.51%;弃光量为 $1.98869 \times 10^6 \text{ kW}\cdot\text{h}$,弃光率为7.51%。此外,火电机组负荷率在[40%,50%]之间为一档,机组报价上限为0.38元/(kW·h),负荷率低于40%为二档,机组报价上限为0.95元/(kW·h);新能源机组的报价下限为0.2元/(kW·h)。在单边和双边报价模式下分别开展深度调峰交易,研究不同报价机制下的市场交易情况和各市场主体的经济效益。

5.2 调峰市场交易结果分析

首先,在双边报价机制下分析冬季与夏季典型日的调峰市场交易情况,如图4所示。从图4可以看出,与夏季典型日相比,冬季调用的一档调峰电量有所减少。这是因为冬季部分火电机组需承担供热任务无法参与深度调峰,其低价调峰资源难以得到充分利用。如果不计及新能源弃电约束,仅依靠市场作用,冬季典型日也不会调用价格偏高的调峰资源。同时,由于冬季风电大发,难以完成5%的消纳目标。为保证新能源消纳率达到要求,引入弃电约束重新进行测算。发现在弃电约束作用下,冬季典型日开始调用高价的两档调峰资源,导致补偿均价从0.372元/(kW·h)提升至0.5616元/(kW·h)。

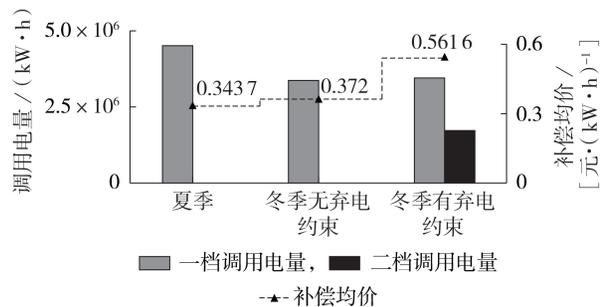


图4 双边报价机制下的典型日市场交易结果

Fig.4 Trading results of typical daily market transaction under bilateral bidding mechanism

图5给出了双边报价机制下的新能源弃电情况。

可以看出,在调峰市场的作用下新能源消纳情况得到了明显改善。夏季典型日削减弃风率 3.03%,削减弃光率 5.35%;对于冬季典型日,由于初始弃电量较大,若不考虑新能源弃电约束,则不会调用价格偏高的二档调峰资源,导致最终弃风率为 7.86%,弃电现象仍然严重。当引入弃电约束后,最终弃风率与弃光率均控制在 5% 内。因此,对于新能源消纳形势较为严峻的运行场景,有必要考虑弃电约束。

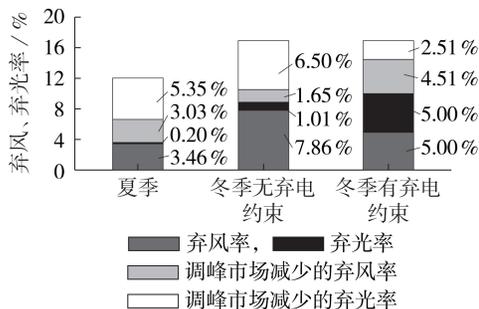


图 5 双边报价机制下的典型日弃风、弃光情况

Fig.5 Typical daily wind and solar power curtailment under bilateral bidding mechanism

为了进一步探索单 / 双边报价机制对调峰市场的影响,对夏、冬季典型日展开研究,得到市场交易结果分别如表 2 和表 3 所示。

表 2 夏季典型日单 / 双边报价机制下的交易结果

Table 2 Trading results under unilateral / bilateral bidding mechanism in typical summer day

报价机制	调用电量 / (kW·h)	补偿均价 / [元·(kW·h) ⁻¹]	最终弃风率 / %	最终弃光率 / %
单边	1.60908×10 ⁶	0.3162	5.00	5.00
双边	4.53330×10 ⁶	0.3437	3.46	0.20

表 3 冬季典型日单 / 双边报价机制下的交易结果

Table 3 Trading results under unilateral / bilateral bidding mechanism in typical winter day

报价机制	调用电量 / (kW·h)	补偿均价 / [元·(kW·h) ⁻¹]	最终弃风率 / %	最终弃光率 / %
单边	5.22142×10 ⁶	0.5626	5.00	5.00
双边	5.22142×10 ⁶	0.5616	5.00	5.00
双边(无)	3.38913×10 ⁶	0.3720	7.86	1.01

注:双边表示考虑弃电约束;双边(无)表示不考虑弃电约束。

夏季典型日下,用单边报价机制时,调用电量为 1.60908×10⁶ kW·h,补偿均价为 0.3162 元 / (kW·h)。相比而言,双边报价模式下的一档调用电量升高至 4.53330×10⁶ kW·h,补偿均价升至 0.3437 元 / (kW·h)。这是因为单边报价模式是用最少的成本去调用火电机组的调峰资源,达到新能源消纳率要求即可终止交易;而双边报价模式下,只要新能源报价加上节能减排的折合单价高于火电报价,即可继续成交,因此出现了调用电量上升的情况。相应地,双边市场作用下新能源消纳情况进一步得到改善。单边调峰市

场下的最终弃风、弃光率均为 5%;双边市场作用下,弃风率进一步降低至 3.46%,弃光率降至 0.20%。值得注意的是,由于一档调峰资源充足,夏季典型日的交易量上升,弃电约束的存在并不影响双边调峰市场的交易结果。

冬季典型日下,新能源弃电约束的加入对交易结果有较大影响。新能源弃电约束有一定的计划性,加入该约束则可保障新能源的有效消纳,单 / 双边交易电量相同。不考虑该约束则表示市场完全放开,由价格主导市场交易情况。在该情境下,允许新能源-火电双边报价将导致交易量从 5.22142×10⁶ kW·h 下降至 3.38913×10⁶ kW·h,光伏由于其报价较高(上网电价高)优先成交,故在此典型日下可削减更多的弃光量,但是弃风形势依旧严峻。

此外,2 种报价模式的调用时段也存在差异。这是因为单边报价模式只考虑火电机组的报价,优先选取火电报价低的时段;双边报价模式综合考虑新能源和火电的报价,因此调用时段发生改变。换言之,时段的差异性(报价高低、当前时段的弃电率)和耦合特性(爬坡约束)导致了不同的交易结果。

5.3 市场主体经济效益分析

采用第 4 节中的方法对各市场参与主体(即火电及新能源机组)的经济效益展开评估,分析结果如表 4 和表 5 所示。由表 4 可知,夏季典型日下各市场主体均取得了正收益,单边报价机制下火电净收益为 2.613 万元,风电收益为 11.857 万元,光伏收益为 5.675 万元。相比之下,双边报价机制下市场交易量上升,火电和新能源机组的收入和支出均有所提高。火电净收益提升至 19.829 万元,风电、光伏机组收益分别提升至 38.277 万元和 27.828 万元,与 5.2 节中的结论相符。

表 4 夏季典型日各市场主体收益情况

Table 4 Benefit situation of multiple market entity in typical summer day

市场主体	收入		支出		净收益	
	单边	双边	单边	双边	单边	双边
火电	50.885	155.828	48.272	135.999	2.613	19.829
风电	60.705	123.388	48.848	85.111	11.857	38.277
光伏	7.713	74.123	2.038	46.295	5.675	27.828

表 5 冬季典型日各市场主体收益情况

Table 5 Benefit situation of multiple market entity in typical winter day

市场主体	收入			支出			净收益		
	单边	双边	双边(无)	单边	双边	双边(无)	单边	双边	双边(无)
火电	293.74	293.26	126.06	209.60	209.59	101.67	84.14	83.67	24.39
风电	229.93	229.93	84.16	187.89	181.10	66.80	42.04	48.83	17.36
光伏	37.68	37.68	97.67	105.85	33.72	86.86	-68.17	3.96	10.81

表5为冬季典型日下,2种报价机制下的经济效益分析结果,其中双边机制包含考虑和不考虑弃电约束2种情况。可以看出,在单边报价机制下光伏出现了负收益,这是因为冬季新能源消纳需求增多,调用二档电量导致补偿费用大幅升高,即新能源分摊费用增加。另一方面,整个系统的弃光量远小于弃风量,风电机组将得到更多补偿电量;而现有分摊规则下,新能源按照发电量进行分摊,部分光伏机组在没有得到或得到较少补偿电量的时段仍然需要按照发电量参与分摊,因此收益为负。反观考虑新能源弃电约束的双边报价机制,由于允许新能源机组报价,则很好地规避了这一情况,光伏净收益从-68.17万元提升至3.96万元(转为正收益),风电收益从42.04万元提升至48.83万元。由于新能源机组仅为自身得到的电量付费,在控制自身报价的情况下可以保证利润。

需要说明的是,不考虑弃电约束等于把选择权交给新能源和火电,由于火电二档报价上限较高,新能源将选择购买更为经济的一档调峰能力,整个市场的交易量下降,火电净收益由84.14万元降至24.39万元,风电净收益由42.04万元降至17.36万元,而光伏由于仅为自身购买的电量付费而不再被动分摊的原因,收益由-68.17万元升高至10.81万元。由此可知,在一个完全放开的市场环境下,双边报价机制将在某些场景下减少调峰市场交易量。

此外,采用双边报价机制时买卖双方提交的意愿购买价格对交易方案(包括交易成交时段、交易量以及成交价格)有较大影响。通过计算分析可知,在夏季典型日下即使新能源报价较低,交易量相应下降,但对于新能源消纳的促进作用仍然优于单边市场;在冬季典型日调峰资源紧张的场景下,新能源报价较高仍可以有正收益,进一步说明考虑需求方参与意愿的双边机制有利于平衡市场主体效益,促进调峰市场的有序发展。

综合来看,双边报价机制有利于平衡不同市场主体的利益,促进新能源健康发展。因此,在我国部分省区新能源消纳形势严峻的情况下,采用双边报价机制可能更有利于调峰市场的良性发展。

6 结论

本文根据我国现行的调峰市场规则建立了基于单边报价机制的市场交易模型。在此基础上,设计了新能源与火电双边参与报价的市场机制及实施模式,并且建立相应数学模型。算例结果验证了所提单/双边交易模型的有效性。与传统的单边模式相比,采用双边报价机制可以充分发挥市场的引导作用;在新能源消纳形势较为严峻的情况下,双边机制的应用有利于均衡市场各主体利益,对于发展和完

善我国调峰辅助服务市场有着重要的指导意义。

同时,所提市场交易机制可以扩展应用于分布式电力市场,有助于完善配电侧的辅助服务机制建设。此外,后续研究可以考虑建立辅助服务市场与能量市场联合出清的交易模型,实现主辅市场的联合优化。

参考文献:

- [1] 江岳文,张艺渊. 风火调峰权交易促进风电再次接纳研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(11):14-21.
JIANG Yuewen, ZHANG Yiyuan. Peak regulation right trading between wind farm and thermal unit for second accommodation of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 14-21.
- [2] DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Managing wind power uncertainty through strategic reserve purchasing [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2547-2559.
- [3] VIVEK P, KAILASH C S, ROHIT B, et al. Frequency response constrained modified interval scheduling under wind uncertainty[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 302-310.
- [4] 邹鹏,陈启鑫,夏清,等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 18-27.
- [5] 刘新东,陈焕远,姚程. 计及大容量燃煤机组深度调峰和可中断负荷的风电场优化调度模型[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(2): 95-99.
LIU Xindong, CHEN Huanyuan, YAO Cheng. Economic dispatch considering deep peak-regulation and interruptible loads for power system incorporated with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(2): 95-99.
- [6] 付亦殊,陈红坤,姜欣,等. 促进大规模风电消纳的双层调峰补偿机制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(4): 51-57.
FU Yishu, CHEN Hongkun, JIANG Xin, et al. A bi-layer peak-regulation compensation mechanism for large-scale wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(4): 51-57.
- [7] 梅天华,甘德强,谢俊. 燃煤发电机组调停调峰成本的公平分摊[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12): 69-74.
MEI Tianhua, GAN Deqiang, XIE Jun. Fair allocation of coal-fired unit shutdown cost for peaking in valley time[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 69-74.
- [8] 李丰,张粒子. 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(8): 119-124.
LI Feng, ZHANG Lizi. Accommodation and transaction mechanism of transprovincial large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(8): 119-124.
- [9] 胡朝阳,毕晓亮,王珂,等. 促进负备用跨省调剂的华东电力调峰辅助服务市场设计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 175-182.
HU Zhaoyang, BI Xiaoliang, WANG Ke, et al. Design of peak regulation auxiliary service market for East China power grid to promote inter-provincial sharing of negative reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 175-182.
- [10] 刘永奇,张弘鹏,李群,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,2017,41(10):148-154.
- LIU Yongqi,ZHANG Hongpeng,LI Qun,et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for north-east China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(10):148-154.
- [11] 徐帆,葛朝强,吴鑫,等. 区域电网省间调峰辅助服务的市场机制与出清模型[J]. 电力系统自动化,2019,43(16):109-120.
- XU Fan,GE Zhaoqiang,WU Xin,et al. Market mechanism and clearing model of inter-provincial peak regulation ancillary service for regional power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(16):109-120.
- [12] 梅坚,杨立兵,李晓刚,等. 调峰市场效用分析与低谷调峰市场设计[J]. 电力系统自动化,2013,37(21):134-138,175.
- MEI Jian,YANG Libing,LI Xiaogang,et al. Utility analysis for peak regulation market and trading market design for peak regulation capacity in valley time[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(21):134-138,175.
- [13] 王鹏远. 考虑风电并网影响的调峰辅助服务市场机制研究[D]. 北京:华北电力大学,2018.
- WANG Pengyuan. Research on peak-regulation ancillary service market mechanism considering wind power integration [D]. Beijing:North China Electric Power University,2018.
- [14] ZHANG Z,LI R,LI F. A novel peer-to-peer local electricity market for joint trading of energy and uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2019,11(2):1205-1215.
- [15] 国家能源局东北监管局. 关于印发《东北电力辅助服务市场运营规则(暂行)》的通知[EB/OL]. (2018-12-29)[2020-04-03]. <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20190116/956991.shtml>.
- [16] 林俐,田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. 电网技术,2017,41(7):2255-2263.
- LIN Li,TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. Power System Technology,2017,41(7):2255-2263.
- [17] 索瑞鸿,陈杏,宋依群,等. 计及源荷双边性能指标的市场交易模型[J]. 电力自动化设备,2019,39(2):173-180.
- SUO Ruihong,CHEN Xing,SONG Yiqun,et al. Trading model considering bilateral performance indexes of generation and load[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(2):173-180.
- [18] ETTORE B,TAO H,LI Y. Market equilibrium under incomplete and imperfect information in bilateral electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(3):1231-1240.
- [19] 国家发展改革委. 关于深圳市开展输配电价改革试点的通知[EB/OL]. (2014-10-23)[2020-04-03]. <https://www.jiaheu.com/topic/234546.html>.

作者简介:



张敏

张敏(1995—),女,陕西延安人,硕士研究生,主要研究方向为电力市场、电力系统运行(E-mail:elizabeth99@stu.xjtu.edu.cn);

王建国(1976—),男,重庆人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为电力系统规划与运行、新能源与分布式发电、电力市场等(E-mail:jxwang@mail.xjtu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation

ZHANG Min^{1,2},WANG Jianxue¹,WANG Xiuli¹,CAO Xiaoyu³,CHEN Yang¹

(1. School of Electrical Engineering,Xi'an Jiaotong University,Xi'an 710049,China;

2. State Grid Xi'an Power Supply Company of Shaanxi Power Company,Xi'an 710032,China;

3. Key Laboratory for Intelligent Networks and Network Security,Ministry of Education, School of Automation Science and Engineering,Xi'an Jiaotong University,Xi'an 710049,China)

Abstract: The integration of large-scale renewable energy sources requires a higher level of peak regulation capability in China Power Grid,so rapid development of peak regulation auxiliary service market can serve as an important way to accommodate renewable energy production. The current market design and trading mechanism of peak regulation auxiliary service in China are investigated, and a market trading model based on the unilateral bidding of thermal units is developed. The objective of the model is to minimize the dispatching cost of thermal peak regulation resources,which satisfies a few operating constraints related with real-time power flow balance,renewable energy curtailment,and ramping limits of thermal units. Moreover,a new market mechanism and implementation mode is designed involving the bilateral bidding of both the renewable energy and thermal,which can motivate renewable energy producers to actively participate in the peak regulation market. At the same time,a bilateral trading model that maximizes the total social welfare is proposed, and the evaluation method of interest for different market entities is demonstrated. The case study is performed on a practical system,and the trading results of peak regulation market,renewable energy accommodation situation and interest of different entities under unilateral and bilateral trading mechanism are analyzed,so that the effectiveness of the model is validated.

Key words: peak regulation auxiliary service;market mechanism;bilateral bidding;renewable energy accommodation