

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191417

## 激励性含风电竞标日前市场出清电价机制的建模

聂涌泉<sup>1</sup>, 顾慧杰<sup>1</sup>, 彭超逸<sup>1</sup>, 周华锋<sup>1</sup>, 顾全<sup>2</sup>, 施雄华<sup>2</sup>, 郭超<sup>3</sup>, 谢俊<sup>3</sup>

(1. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510623; 2. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102;  
3. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

**摘要:** 在日前市场出清电价机制中, 为同时实现发电机组个体理性和激励相容以及市场出清总成本最小化的要求, 应用基于 VCG (Vickrey-Clarke-Groves) 的机制设计理论, 给出了一种含风力机组竞标的日前市场出清电价机制。建立了含风电竞标日前市场出清模型, 采用抽样平均逼近法求解该市场出清模型。基于 VCG 机制设计理论, 定义发电机组(常规/风电)获得的支付为该机组参与日前市场出清前后, 日前市场出清总成本的变化量。采用某 2 节点系统和修改的 IEEE14 节点系统为例说明了该含风电竞标日前市场出清电价机制的基本特征。仿真结果表明, 所提电价机制满足市场出清总成本最小化、激励相容以及个体理性等要求。

**关键词:** 电力市场; 风电机组; 机制设计理论; VCG 机制; 日前市场出清; 激励相容; 个体理性; 总成本最小化

### Research on modeling the incentive electricity pricing mechanism in day-ahead electricity market clearing containing wind power bidding

NIE Yongquan<sup>1</sup>, GU Huijie<sup>1</sup>, PENG Chaoyi<sup>1</sup>, ZHOU Huafeng<sup>1</sup>, GU Quan<sup>2</sup>, SHI Xionghua<sup>2</sup>, GUO Chao<sup>3</sup>, XIE Jun<sup>3</sup>  
(1. China Southern Power Grid Dispatching and Control Center, Guangzhou 510623, China; 2. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China; 3. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

**Abstract:** To simultaneously achieve generator individual rationality and incentive compatibility, as well as the minimum market clearing cost, based on the Vickrey-Clarke-Groves (VCG) mechanism in design theory, a price mechanism for day-ahead electricity market considering wind generators is established. A day-ahead market clearing model is established, and a Sample Average Approximation (SSA) method is used to solve the market clearing model. Using the VCG mechanism, the payment received by each generator (wind or traditional generator) is the amount of change in the total market clearing costs before and after the generation unit participates in the market clearing. A 2-bus system and a modified IEEE14-bus system are taken as examples to illustrate the basic characteristics of the pricing mechanism. The simulation results show that the pricing mechanism meets the electricity pricing requirements of market total clearing cost minimization, individual rationality and incentive compatibility.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0901100).

**Key words:** electricity market; wind power generators; mechanism design theory; VCG mechanism; day-ahead market clearing; incentive compatibility; individual rationality; total cost minimization

## 0 引言

自 2016 年以来, 我国能源系统在“四个革命一个合作”的战略思想指引下, 以供给侧结构性改革为主线, 着力推进电力市场化交易。发电计划和竞争性环节电价逐步放开<sup>[1]</sup>。早在 19 世纪 90 年代, 大

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2016YFB0901100)

多国外电力市场已然实现了从受监管的垄断市场体制向自由市场竞争的转变。其中, 以美国 PJM(Pennsylvania—New Jersey—Maryland)电力市场、得克萨斯州、加利福尼亚州、纽约州以及新英格兰地区为代表的电力市场引入了节点边际电价 (Locational Marginal Pricing, LMP)<sup>[2]</sup>。在我国首批 8

个电力现货试点中,广东、山东等电力现货市场也采用 LMP 机制。在该电价机制下,每个发电机组向系统运营商(Independent System Operator, ISO)申报各自的报价,依据发电机组申报的报价,ISO 制定基于 LMP 的市场出清电价<sup>[3-4]</sup>。

对于采用 LMP 出清的日前市场,理论与实际表明,基于 LMP 的日前市场出清电价机制下,市场中的发电机组在竞价时,存在策略性报价,从而使自身利益最大化的行为,而该行为将导致电力市场的运行效率降低<sup>[5-6]</sup>,不利于电力市场的高效健康运行。

在电力市场环境下,发电机组各自的真实信息为私人信息,并不会轻易对外公开,这就导致了发电机组之间的信息不对称性。机制设计理论是在自由选择、信息不完全以及决策分散化的环境下,研究满足市场总成本最小化<sup>[7]</sup>(Market Cost Minimization, MCM)、激励相容(Incentive Compatibility, IC)和参与者个人理性(Individual Rationality, IR)的机制设计理论<sup>[8]</sup>。文献[8]首次应用机制设计理论设计了一种常规发电机组竞价机制,该机制能够激励理性的常规发电机组申报真实的发电成本报价,文献[9]进一步考虑了常规发电机组发电容量成本的合理回收。文献[10]提出了基于电能费用与信息补偿的激励相容电价机制。上述研究,仅仅关注了常规发电机组的电价机制<sup>[11]</sup>问题,ISO 均需要向发电机组支付额外的信息补偿成本,且常规机组特征参数的上下限需要市场监管机构来制定,导致了公平性纠纷。

在机制设计理论中,Vickrey-Clarke-Groves(VCG)机制是一种激励市场参与者申报真实信息的设计方法<sup>[12-14]</sup>。VCG 机制按照一个市场参与者对其他市场参与者的替代效益进行定价。应用 VCG 机制,文献[13]提出了基于价值公平分配的常规发电机组电价机制,定义一台发电机组的价值为该机组对其他机组的替代效益。基于 VCG 的电价机制不需要市场监管机构确定发电机组特征参数的上下限,不需要额外支付信息补偿成本,因此不存在公平性纠纷。

基于 VCG 的机制设计理论在电力市场中的应用已经成为研究热点<sup>[15-17]</sup>。文献[15]研究设计了一种风能聚合商激励参与聚合的风电机组申报真实风电功率概率分布的电价机制,该机制基于 VCG 机制,实现了参与聚合的风电机组激励相容与个体理性,激励参与聚合的风电机组申报真实风电功率概率分布从而获得最大盈余,但该文献没有研究基于 VCG 的含风电机组日前市场电价机制。文献[16]通过对比 LMP 机制和 VCG 机制下的发电总成本和常

规发电机组的结算电价,得出 VCG 机制下的常规发电机调度成本低于 LMP 机制下的发电总成本;文献[17]应用 VCG 机制设计理论研究了储能聚合商对电池储能的电价机制设计,激励储能电池申报真实信息。由于风电技术的发展使得风电上网补贴逐年减少,风电场为了获得更多的利润,必须参与市场竞争。且随着风电在电网发电中的比例日益提高,进一步提出了研究基于 VCG 的考虑风电竞标日前市场出清电价机制的需要。然而,上述文献均没有研究基于 VCG 的考虑风电机组直接参与日前市场竞价的情况。

基于上述考虑,本文首先建立含风电竞标的日前市场出清模型。然后,基于 VCG 机制设计理论,定义发电机组(常规/风电)获得的支付为该机组参与日前市场出清前后,日前市场出清总成本的变化量,从而建立了含风电竞标的日前市场出清电价机制。进一步,证明了本文电价机制满足市场出清总成本最小化、激励相容以及个体理性等性质。最后,采用某 2 节点系统和修改的 IEEE 14 节点系统为例说明了该含风电竞标日前市场出清电价机制的有效性。

## 1 日前市场出清电价机制

### 1.1 日前市场出清模型

在日前市场出清模型中,有如下三点假设:①假设每个节点最多只有一台发电机组(无论风电机组还是传统机组,对于没有发电机组的节点,则将该节点机组功率上下限设为0);②假设忽略网损和无功功率,市场出清采用直流潮流模型;③常规机组  $i$  发电成本函数为  $f_i(P_i) = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P_i + \gamma_i$ , 常规机组向独立系统运营商(ISO)提交的报价为发电成本系数  $\alpha_i$ 、 $\beta_i$  和  $\gamma_i$ ;风电机组向 ISO 提交的报价为其预测的风电功率概率分布函数。

以一个由  $n$  个节点,  $m$  条线路组成的输电网络为例。以市场出清总成本  $\Gamma$  (常规机组发电总成本和风电出力不足导致的实时市场预期切负荷成本)最小化为目标函数,假设所有常规机组向 ISO 申报自身发电成本报价组成行向量  $\mathbf{C}$ 。考虑风电机组竞标,所有风电机组报价为其预测的风电功率概率分布函数组成向量  $\boldsymbol{\varphi}$ 。令  $P_{\text{wind},i}^{\text{pre}}$  表示节点  $i$  处风电机组在日前市场的出清功率;  $D_i$  表示节点  $i$  的负荷需求功率;  $\boldsymbol{\phi} = (\phi_1, \mathbf{L}, \phi_n)$  表示系统中各节点实际风电机组功率约束上限。系统所有常规发电机组在日前市场出清出力组成列向量  $\mathbf{P}$ 。含风电竞标的日前市场出清模型如下。

目标函数

$$\min \Gamma(\mathbf{C}, \boldsymbol{\varphi}) = \sum f_i(P_i) + E\{Q(\mathbf{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}}, \boldsymbol{\varphi})\} \quad (1)$$

约束条件

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^n (P_i + P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} - D_i) = 0 \quad (2)$$

(2) 输电线路容量约束

$$\sum_{i=1}^n H_{li} (P_i + P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} - D_i) \leq \bar{P}_l^L \quad \forall l \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n H_{li} (P_i + P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} - D_i) \geq -\bar{P}_l^L \quad \forall l \quad (4)$$

(3) 常规机组出力约束

$$0 \leq P_i \leq \bar{P}_i \quad \forall i \quad (5)$$

(4) 风电机组出力约束

$$0 \leq P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} \leq \phi_i \quad \forall i \quad (6)$$

式中:  $f_i(P_i)$  表示常规机组  $i$  的出力为  $P_i$  时的发电成本;  $\bar{P}_i$  为常规机组出力上限;  $Q(\mathbf{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}}, \boldsymbol{\varphi})$  表示含风电竞标的日前市场出清中, 由于风电机组输出功率的不确定性<sup>[18]</sup>, 系统运营在实时市场产生的切负荷成本;  $E\{\cdot\}$  表示期望;  $H_{li}$  为节点  $i$  对输电线路  $l$  的功率转移分布因子;  $\bar{P}_l^L$  为线路  $l$  的传输容量。

在实时市场中, 令节点  $i$  处风电机组的实际的实时功率为  $P_{\text{wind},i}$ , 那么, 实时市场的出清时: 如果  $P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} < P_{\text{wind},i}$ , 则风电机组采取弃风措施, 弃风量为  $P_{\text{wind},i}^{\text{aban}}$ ; 如果  $P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} \geq P_{\text{wind},i}$ , 那么, 系统运营商在实时市场切负荷, 切负荷量为  $P_{\text{wind},i}^{\text{shed}}$ 。因此, 含风电竞标的实时市场出清模型如下:

目标函数

$$\min Q(\mathbf{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}}, \boldsymbol{\varphi}) = bP_{\text{wind}}^{\text{shed}} \quad (7)$$

约束条件

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^n (P_{\text{wind},i} + P_{\text{wind},i}^{\text{shed}} - P_{\text{wind},i}^{\text{aban}} - P_{\text{wind},i}^{\text{pre}}) = 0 \quad \forall i \quad (8)$$

(2) 输电网络约束

$$\sum_{i=1}^n H_{li} (P_i + P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} - P_{\text{wind},i}^{\text{shed}} + P_{\text{wind},i}^{\text{aban}} - D_i) \leq \bar{P}_l^L \quad \forall l \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^n H_{li} (P_i + P_{\text{wind},i}^{\text{pre}} - P_{\text{wind},i}^{\text{shed}} + P_{\text{wind},i}^{\text{aban}} - D_i) \geq -\bar{P}_l^L \quad \forall l \quad (10)$$

(3) 风电机组出力约束

$$0 \leq P_{\text{wind},i} \leq \phi_i \quad \forall i \quad (11)$$

(4) 实时市场切负荷约束

$$P_{\text{wind},i}^{\text{shed}} \geq 0 \quad \forall i \quad (12)$$

(5) 风电机组弃风功率约束

$$P_{\text{wind},i}^{\text{aban}} \geq 0 \quad \forall i \quad (13)$$

式中:  $b$  为实时市场中 ISO 切负荷的单位成本;  $bP_{\text{wind}}^{\text{shed}}$  即为总切负荷成本。

求解上述考虑实时市场的日前市场出清模型, 即可得到常规机组和风电机组的日前市场出力计划。上述考虑实时市场的日前市场出清模型是一个二阶段随机规划问题, 可采用抽样平均逼近方法 (Sample Average Approximation, SAA)<sup>[19-20]</sup> 求解该考虑实时市场的日前市场出清的随机规划模型。

## 1.2 机制设计指标

为分析电价机制的优劣, 机制设计理论基于若干标准化的性质与条件。本文重点关注日前市场出清总发电成本最小 (Market Cost Minimization, MCM)、个体理性 (Individual Rationality, IR) 以及激励相容 (Incentive Compatibility, IC)。下面分别描述性质含义。

### 1.2.1 市场出清总成本最小化

本文假设系统负荷为刚性负荷, 市场出清总成本最小化是指, 通过日前市场出清模型求解得到常规机组和风电机组的出力计划, 能够达到各常规机组申报真实发电成本和各风电机组申报真实风电功率概率分布函数的运行状态。

当所有常规机组申报真实发电成本且所有风电机组申报真实风电功率概率分布函数时, 日前市场出清模型自动满足市场出清总成本最小化的性质; 若存在常规机组虚报发电成本或风电机组虚报风电功率概率分布函数, 则可能导致系统常规机组和风电机组的出力计划难以实现市场出清总成本最小化。

### 1.2.2 个体理性

个体理性, 即为市场成员的参与约束, 是指系统中所有机组参与市场竞标是自愿的。如果某一电价机制满足个体理性, 那么, 该电价机制下所有常规机组和风电机组的净利润不小于零; 否则, 净利润小于零的常规机组或风电机组因为不能获利而退出市场竞标<sup>[21-22]</sup>。

### 1.2.3 激励相容

激励相容条件要求每一个市场成员按照自身利益最大化的原则参与市场竞标的行为与整个系统实现价值最大化 (市场出清总成本最小) 的目标相吻合。在电力市场中, 一种竞价机制满足激励相容即

为系统所有的常规机组均申报真实的发电成本为实现自我利益最大化的最优选择<sup>[23]</sup>。

激励相容条件要求代理人在委托人设计的机制下得到的期望净效益必须不小于该代理人的机会成本<sup>[9]</sup>。在日前市场出清中,一种电价机制满足激励相容意味着各常规机组申报真实发电成本是其最优选择,各风电机组申报真实风电功率概率密度函数是其最优选择,而不是策略性申报虚假的发电成本或风电功率概率密度函数,即发电机组追求个体利益的行为与实现市场出清总成本最小化的市场出清目标相一致<sup>[9-10]</sup>。

### 1.3 节点边际价格机制(LMP)

根据考虑实时市场的日前市场出清模型,各市场成员(常规机组和风电机组)向系统运营商提交各自报价后,求解市场出清模型得最优解 $(\hat{P}, \hat{P}_{wind}^{shed})$ ;那么,当节点*i*处的电价为 $\lambda_i^{LMP}$ 时,根据该节点电价,ISO支付给常规机组*i*的费用 $Q_{con,i}^{LMP}$ 为

$$Q_{con,i}^{LMP} = \lambda_i^{LMP} \hat{P}_i \quad \forall i \quad (14)$$

ISO支付给风电机组*i*的费用 $Q_{wind,i}^{LMP}$ 为

$$Q_{wind,i}^{LMP} = \lambda_i^{LMP} \hat{P}_{wind,i}^{re} - E\{Q(\hat{P}_{wind,i}^{re}, \varphi)\} \quad \forall i \quad (15)$$

## 2 基于VCG的电价机制

为激励各常规机组申报真实发电成本,各风电机组申报真实风电功率概率分布函数,实现日前市场出清总成本最小化,本文应用VCG机制设计理论,提出日前市场出清的激励性电价机制。

### 2.1 VCG机制概述

在机制设计理论中,VCG机制是一种激励市场成员申报真实信息的机制设计方法。应用VCG机制理论,按照任意一个发电机组对其他发电机组替代效益的贡献进行市场结算。VCG机制消除了各个发电机组的市场力(Market Power),无论其他发电机组采取何种竞标策略,每个发电机组自身都能通过申报其真实发电成本或风电功率概率分布函数,以实现各自利益最大化。

### 2.2 基于VCG的电价机制

市场中,某一市场成员的价值表现为该成员对其他市场成员的替代效益,亦称对社会整体利益的贡献。在本文日前市场出清模型中,某一常规机组或风电机组的价值体现为,该常规机组以及风力机组在参与市场出清前后,市场出清总成本的变化量。所有常规机组以及风力机组按照其价值获得支付。

根据日前市场出清模型,所有常规机组向ISO

申报自身发电成本报价*C*,风电机组申报其预测的风电功率概率分布函数 $\varphi$ 。假设 $(\hat{P}, \hat{P}_{wind}^{shed})$ 为系统所有常规机组和风电机组参与日前市场出清的最优出力(也即式(1)-式(13)的市场出清模型最优解)。

常规机组*i*的发电成本为 $f_i(\hat{P}_i)$ ,令 $M(P, P_{wind}^{shed})$ 表示所有市场成员参与出清时的最优市场出清总成本;令 $M_{-i}^{con}(P_{-i}, P_{wind}^{shed})$ 表示不包含常规机组*i*时,新系统的最优市场出清总成本(也即在出清模型中增设 $P_i = 0$ 的约束条件);令 $M_{-i}^{wind}(P, \varphi_{-i})$ 表示不包含风力机组*i*时,新系统的最优市场出清总成本(也即将 $\varphi_i$ 置为0),其中, $\varphi_{-i}$ 表示其余风电机组提交的风电功率概率分布函数。

那么,基于本文的VCG机制,在日前市场中,常规机组*i*获得的系统支付为

$$q_i^{con}(\hat{P}_i) = M_{-i}^{con}(P_{-i}, P_{wind}^{shed}) - (M(P, P_{wind}^{shed}) - f_i(\hat{P}_i)) \quad (16)$$

上式即为常规机组*i*参与市场出清前后,市场出清总成本的变化量。

对于风电机组*i*,其获得的支付为

$$q_i^{wind}(P, \varphi_i) = M_{-i}^{wind}(P, \varphi_{-i}) - M(P, P_{wind}^{shed}) \quad (17)$$

本文基于VCG机制的电价机制的经济学意义在于,利用市场成员的替代效益进行结算,从而实现市场成员个体利益与市场出清总成本最小化的一致性。

### 2.3 基于VCG的电价机制性质证明

本节证明本文提出的基于VCG的电价机制满足激励相容、个体理性以及市场出清总成本最小化等性质。

#### 2.3.1 激励相容

##### (1) 常规机组

假设所有风电机组均提交各自真实的风电功率概率分布函数,对于常规发电机组*i*而言,当其他常规发电机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ 时,常规发电机组*i*可以选择是否申报真实发电成本。若其虚报自身发电成本为 $\hat{C}_i$ ,则获得的VCG支付为

$$q_i^{con}(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i) = M_{-i}^{con}(\hat{P}_{-i}, P_{wind}^{shed}) - (M(\hat{P}, P_{wind}^{shed}) - f_i(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i)) \quad (18)$$

式中: $\hat{P}_{-i}$ 表示常规机组*i*不参与市场出清,新系统的所有常规机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ 时,这些常规机组的市场出清; $\hat{P}$ 表示系统所有常规机组的总出清; $\hat{P}_i^*$ 表示常规机组*i*虚报发电成本 $\hat{C}_i$ 时的市场最优出清。

若常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ , 则获得的VCG支付为

$$q_i^{\text{con}}(P_i^{\text{B}}, C_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left[ M(\hat{P}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) \right] \quad (19)$$

式中,  $P_i^{\text{B}}$ 表示常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ 时的市场最优出清。

对于常规机组而言, 其参与市场出清的目标为使自身净利润最大化, 也即该常规机组获得的支付减去该机组自身的发电成本。因此, 当常规机组*i*虚报自身发电成本为 $\hat{C}_i$ 时, 净利润为

$$q_i^{\text{con}}(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i) - f_i(\hat{P}_i^*, C_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left[ M(\hat{P}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - f_i(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i) \right] - f_i(\hat{P}_i^*, C_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left[ \sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^*) + f_i(\hat{P}_i^*, C_i) \right] \quad (20)$$

式中:  $f_i(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i)$ 和 $f_i(\hat{P}_i^*, C_i)$ 分别为常规机组*i*虚报自身发电成本为 $\hat{C}_i$ 时, 系统优化调度常规机组*i*出清 $\hat{P}_i^*$ 分别在其虚假发电成本报价 $\hat{C}_i$ 和真实发电成本报价 $C_i$ 下的发电成本;  $\sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^*)$ 为所有市场成员参与出清, 且常规机组*i*虚报自身发电成本为 $\hat{C}_i$ , 其他常规机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ , 系统其他常规机组(即除*i*之外的发电机组)最优发电成本之和。

当常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ 时, 净利润为

$$q_i^{\text{con}}(P_i^{\text{B}}, C_i) - f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left[ M(\hat{P}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) \right] - f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left[ \sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^{\text{B}}) + f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) \right] \quad (21)$$

式中:  $f_i(P_i^{\text{B}}, C_i)$ 表示其他常规机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ , 常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ 时, 市场出清常规机组*i*出清 $P_i^{\text{B}}$ 在其真实发电成本报价 $C_i$ 下的发电成本;  $\sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^{\text{B}})$ 表示所有市场成员参与出清, 且其他常规机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ , 常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ , 系统其他常规机组(即除*i*之外的发电机组)最优发电成本之和。

对于式(25)、式(26), 等式右端第一项与常规机

组*i*申报的发电成本报价无关; 而 $P_i^{\text{B}}$ 和 $\hat{P}_k^{\text{B}}$  ( $k \neq i$ )分别为常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ , 其他常规机组申报发电成本 $\hat{C}_{-i}$ 时的系统常规发电机组最优出清计划, 所以有

$$\sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^{\text{B}}) + f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) \leq \sum_{k \neq i} f_k(\hat{P}_k^*) + f_i(\hat{P}_i^*, C_i) \quad (22)$$

所以, 常规机组*i*申报真实发电成本 $C_i$ 获得的净利润不小于虚报时的净利润, 即

$$q_i^{\text{con}}(P_i^{\text{B}}, C_i) - f_i(P_i^{\text{B}}, C_i) \geq q_i^{\text{con}}(\hat{P}_i^*, \hat{C}_i) - f_i(\hat{P}_i^*, C_i) \quad (23)$$

由上述证明可知, 无论系统内其他常规机组申报真实发电成本与否, 常规机组*i*申报真实的发电成本是该机组的最优策略。

## (2) 风电机组

假设所有常规机组均申报真实发电成本, 对于风电机组*i*而言, 当其他风电机组申报风电功率概率分布函数 $\hat{\phi}_{-i}$ 时, 风电机组*i*可以选择是否申报真实风电功率概率分布函数。若其虚报自身风电功率概率分布函数为 $\hat{\phi}_i$ , 则获得的VCG支付为

$$q_i^{\text{wind}}(P_{\text{wind}}^{\text{shed}*}, \hat{\phi}_i) = M_{-i}^{\text{wind}}(P, \hat{\phi}_{-i}) - M(P, P_{\text{wind}}^{\text{shed}*}) \quad (24)$$

式中,  $P_{\text{wind}}^{\text{shed}*}$ 表示基于风电机组*i*虚报风电功率概率分布函数为 $\hat{\phi}_i$ , 其他风电机组申报风电功率概率分布函数 $\hat{\phi}_{-i}$ 时, 系统的切负荷量。

若风电机组*i*申报真实风电功率概率分布函数为 $\phi_i$ , 则获得的VCG支付为

$$q_i^{\text{wind}}(P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}, \phi_i) = M_{-i}^{\text{wind}}(P, \hat{\phi}_{-i}) - M(P, P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}) \quad (25)$$

式中,  $P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}$ 表示基于风电机组*i*申报真实风电功率概率分布函数为 $\phi_i$ , 其他风电机组申报风电功率概率分布函数 $\hat{\phi}_{-i}$ 时, 系统的切负荷量。

对于式(29)、式(30), 等式右端第一项与风电机组*i*申报的风电功率概率分布函数无关; 而 $P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}$ 为风电机组*i*申报真实风电功率概率分布函数 $\phi_i$ , 其他风电机组申报风电功率概率分布函数 $\hat{\phi}_{-i}$ 时, 系统的最优切负荷量, 且必有 $P_{\text{wind}}^{\text{shed}**} \leq P_{\text{wind}}^{\text{shed}*}$ 。所以有

$$M(P, P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}, \phi_i) \leq M(P, P_{\text{wind}}^{\text{shed}*}) \quad (26)$$

因此, 风电机组*i*申报真实风电功率概率分布函数 $\phi_i$ 获得的系统支付不小于虚报时的系统支付, 也即

$$q_i^{\text{wind}}(P_{\text{wind}}^{\text{shed**}}, \varphi_i) \geq q_i^{\text{wind}}(P_{\text{wind}}^{\text{shed*}}, \hat{\varphi}_i) \quad (27)$$

由上述证明可知, 无论系统内其他风电机组申报真实风电功率概率分布函数与否, 风电机组*i*申报真实的风电功率概率分布函数是该机组的最优策略。

因此, 本文提出的基于VCG的电价机制满足激励相容, 其意义在于: 系统内任一常规机组或风电机组的最优策略是申报真实发电成本或风电功率概率分布函数, 虚报将使得该常规机组或风电机组对其他常规和风电机组的替代效益降低, 从而降低自身发电收益。

### 2.3.2 个体理性

上一小节证明了在本文的基于VCG的结算机制下, 常规机组*i*将申报真实的发电成本。根据公式(21),  $M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}})$  等效于在所有常规机组参与市场出清的模型中, 将常规机组*i*的出力置为0, 也即在出清模型中增加  $P_i = 0$  约束条件。因此, 出清模型优化可行域缩小, 目标函数值不小于所有常规机组参与日前市场出清的目标函数值。因此

$$q_i^{\text{con}}(P_i^{\text{se}}, C_i) - f_i(P_i^{\text{se}}, C_i) \geq 0 \quad (28)$$

同理, 在本文的基于VCG的电价机制下, 风电机组*i*将申报真实的风电功率概率分布函数。根据公式(25),  $M_{-i}^{\text{wind}}(P, \hat{\varphi}_{-i})$  等效于在所有风电机组参与市场出清的模型中, 将风电机组*i*的风电功率概率分布函数置为0, 也即在出清模型中增加  $\varphi_i = 0$  约束条件。因此, 出清模型优化可行域缩小, 目标函数值不小于所有风电机组参与日前市场出清的目标函数值。因此

$$q_i^{\text{wind}}(P_{\text{wind}}^{\text{shed**}}, \varphi_i) \geq 0 \quad (29)$$

所以, 本文提出的基于VCG的日前市场出清电价机制对常规机组和风电机组均满足个体理性条件。

### 2.3.3 市场出清总成本最小化

由上述证明激励相容及个体理性可知, 在基于VCG的含风电竞标日前市场出清电价机制下, 常规机组与风电机组均自愿参与日前市场出清, 并申报真实发电成本和风电功率概率分布函数。因此, 市场出清总成本最小化条件由式(1)至式(13)组成的市场出清模型自动满足。

## 2.4 电价机制实施流程

基于节点边际电价机制以 VCG 电价机制各自的原理及特点, 本节对两种市场出清电价机制的实施流程进行概述, 如图 1 所示。

由图 1 可知, 本文提出的基于 VCG 的电价机制并未改变传统市场基于报价的交易模式, 而只是

通过改变结算方式, 满足激励相容原理。因此, 本文的电价机制有效地延续了现有的市场交易模式, 具有可操作性和实用性。

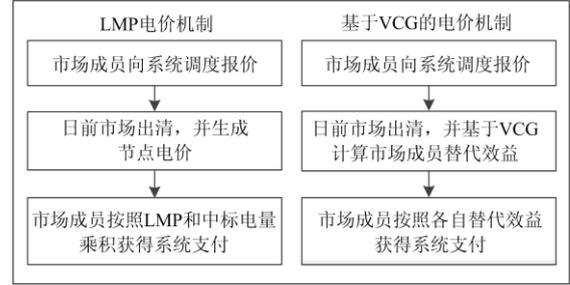


图 1 节点边际电价机制和本文机制的实施流程

Fig. 1 Implementation process of the locational marginal pricing mechanism and the proposed mechanism

## 3 算例分析

以某2节点系统为例, 说明本文基于VCG的电价机制的特点, 并对比节点边际电价机制与本文基于VCG的电价机制的差异。以修改的IEEE14节点系统为例, 进一步说明了本文基于VCG的电价机制的有效性。

### 3.1 某2节点系统

某2节点系统如图2所示。不失一般性, 令*c*和*D*分别为一个正的常数, 图中常规机组1、2和3的真实发电成本分别为  $c \cdot P^2$ 、 $2c \cdot P^2$  和  $1.5c \cdot P^2$ ; 发电机组4为风电机组, 且风电功率概率密度函数为  $F(P_{\text{wind}}) = 1, P_{\text{wind}} \in [0, D]$ ; 三个常规机组的出力约束均为:  $0 \leq P_{\text{Gk}} \leq 2D, (k=1,2,3)$ ; 节点1有一个刚性负荷, 大小为*D*; 系统切负荷成本系数  $b = 2c$ 。

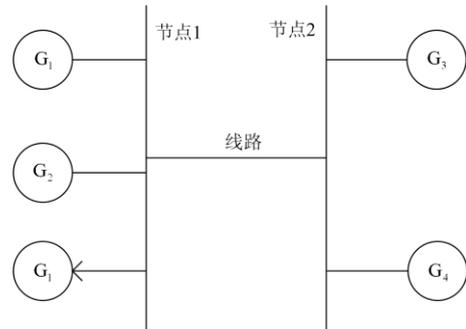


图 2 某 2 节点系统

Fig. 2 A 2-bus power system

#### 3.1.1 节点边际电价

##### (1) 常规机组

假设风电机组提交真实风电功率概率分布函数(此处仅讨论常规发电机组的收益情况, 风电机组

提交的风电功率概率分布函数真实与否不影响该算例的分析), 常规机组2申报真实发电成本报价  $2c$ , 如果常规机组1申报真实发电成本报价  $c$ , 求解由式(1)一式(13)组成的日前市场出清模型知常规机组1被调度, 节点1的电价  $\hat{P}_1^{\text{MP}} = \frac{dcP^2}{dP} = 2cP$ ; 然而,

若常规机组1和3为策略性报价, 选择将成本报价由原来的  $c$  和  $1.5c$  虚报至  $2c - \varepsilon$  ( $\varepsilon$  为某一极小正常数), 求解由式(1)一式(13)组成的日前市场出清模型知常规机组1和3被调度, 此时节点1的电价将被哄抬至  $\hat{P}_1^{\text{MP}} = \frac{d(2c - \varepsilon)P^2}{dP} = 2(2c - \varepsilon)P$ 。

### (2) 风电机组

假设常规机组提交真实发电成本报价(此处仅讨论风电机组的收益情况, 常规机组提交的发电成本报价真实与否不影响最终结果的对比)。当风电机组提交真实的风电功率概率分布函数时, ISO求解市场出清模型, 可得系统的出清为  $\hat{P}_{G1} = \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} = D/2$ 。对于常规机组1, 其成本函数为  $cP^2$ , 得到LMP机制下的节点电价  $\hat{P}_1^{\text{MP}} = \frac{dcP^2}{dP} = 2cP$ , 令  $P = \hat{P}_{G1} = D/2$ , 得到系统的前日市场出清电价为  $\hat{P}_1^{\text{MP}} = Dc$ ; 考虑实时市场的切负荷成本, 则LMP机制下, 风电机组获得的期望支付为

$$\hat{Q}_{\text{wind}}^{\text{MP}} = \hat{P}_1^{\text{MP}} \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} - b \int_0^{\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}}} (\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} - P_{\text{wind}}) F(P_{\text{wind}}) dP_{\text{wind}} = D^2c/4$$

如果风电机组4虚报其风电功率概率分布函数为以概率1出力  $\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}} = D/4$ , 那么, 系统此时的最优出清为  $\hat{P} = 3D/4$ ,  $\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}} = D/4$ ; 且此时系统的前日市场出清电价为  $\hat{\lambda}^{\text{LMP}} = 3Dc/2$ , 在LMP机制下风电机组获得的支付为

$$\hat{Q}_{\text{wind}}^{\text{LMP}} = \hat{\lambda}^{\text{LMP}} \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}} - b \int_0^{\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}}} (\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{pre}} - P_{\text{wind}}) F(P_{\text{wind}}) dP_{\text{wind}} = 5D^2c/16 > \hat{Q}_{\text{wind}}^{\text{MP}}$$

显然, 在LMP电价机制下, 常规机组通过虚报发电成本, 风电机组通过虚报风电功率概率分布函数, 常规机组和风电机组存在抬高日前市场的节点电价, 从而使自身获得更大的利润的动机。因此, 传统的LMP节点电价机制难以实现日前市场出清电价机制的激励相容。

### 3.1.2 基于VCG的电价机制

#### (1) 常规机组

同上述节点边际电价机制的分析, 假设风电机组提交真实风电功率概率分布函数, 以常规机组1

为例。如果常规机组1和3虚报发电成本为  $2c - \varepsilon$  (为叙述方便, 后续使用  $2c$  代替  $2c - \varepsilon$  进行计算), ISO求解市场出清模型, 可得系统的出清为  $\hat{P}_{G1} = \hat{P}_{G3} = D/6$ ,  $\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} = 2D/3$ , 且此时系统最优总成本  $M(\hat{P}_{G1}, \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{shed}}) = 2D^2c/3$ 。去掉系统中的常规机组1后, 常规机组2和3以及风电机组4参与日前市场出清, 那么, 同上述式优化求解, 可得系统的最优出清为  $\hat{P}_{G3} = D/3$ ,  $\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} = 2D/3$ , 且新系统最优总成本  $M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{shed}}) = 2D^2c/3$ 。根据式(20), 常规机组1的净利润为

$$q_i^{\text{con}}(\hat{P}_i^*, \hat{c}_i) - f_i(\hat{P}_i^*, c_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left( M(\hat{P}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - f_i(\hat{P}_i^*, \hat{c}_i) \right) - f_i(\hat{P}_i^*, c_i) = \left( 2/3 - \left( 2/3 - 2 \cdot (1/6)^2 \right) - (1/6)^2 \right) * D^2c = D^2c/36$$

相应地, 如果常规机组1申报真实发电成本  $c$ , 其余成员申报情况同上, 那么, 对市场出清模型进行优化求解, 可得系统的最优出清为  $\hat{P}_{G1} = \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} = D/2$ , 且此时系统最优总成本  $M(\hat{P}_{G1}, \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{shed}}) = D^2c/2$ 。去掉系统中的常规机组1后, 常规机组2和3以及风电机组4参与日前市场出清, 那么, 经优化求解, 可得系统的最优出清为  $\hat{P}_{G3} = D/3$ ,  $\hat{P}_{\text{wind}}^{\text{re}} = 2D/3$ , 且新系统最优总成本  $M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, \hat{P}_{\text{wind}}^{\text{shed}}) = 2D^2c/3$ 。根据公式(21), 常规机组1的净利润为

$$q_i^{\text{con}}(P_i^{\text{re}}, c_i) - f_i(P_i^{\text{re}}, c_i) = M_{-i}^{\text{con}}(\hat{P}_{-i}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - \left( M(\hat{P}, P_{\text{wind}}^{\text{shed}}) - f_i(P_i^{\text{re}}, c_i) \right) - f_i(P_i^{\text{re}}, c_i) = \left( 2/3 - \left( 1/2 - (1/2)^2 \right) - (1/2)^2 \right) * D^2c = D^2c/6 > D^2c/36$$

所以, 常规机组1申报真实发电成本时的净收益大于虚报时的净收益, 表明该机制能够激励常规机组申报真实的发电成本。

#### (2) 风电机组

同上述节点边际电价机制分析, 假设常规机组提交真实发电成本报价。如果风电机组提交真实的风电功率概率分布函数, 根据节点边际电价, 可得系统的最优出清为  $P_{G1}^{**} = P_{\text{wind}}^{\text{pre}**} = D/2$ , 且系统最优总成本  $M(P, P_{\text{wind}}^{\text{shed}**}, \varphi_i) = D^2c/2$ 。去掉系统中的风电机组4后, 常规机组1、2和3参与日前市场出清,

那么,经优化求解,可得系统的最优出清为  $P_{G1}^{**} = D$ , 且新系统最优总成本  $M_{-i}^{wind}(P, \hat{\varphi}_{-i}) = D^2 c$ 。根据式 (25), 风力机组 4 获得的系统 VCG 支付为

$$q_i^{wind}(P_{wind}^{shed**}, \varphi_i) = M_{-i}^{wind}(P, \hat{\varphi}_{-i}) - M(P, P_{wind}^{shed**}, \varphi_i) = (1-1/2)D^2 c = D^2 c/2$$

如果风电机组 4 虚报其风电功率概率分布函数为以概率 1 出力  $\hat{P}_{wind}^{pre} = D/4$ , 那么, 系统此时的最优出清为  $P_{G1} = 3D/4, \hat{P}_{wind}^{pre} = D/4$ , 且系统最优总成本  $M(P, P_{wind}^{shed*}, \hat{\varphi}_i) = 5D^2 c/8$ 。去掉系统中的风电机组 4 后, 常规机组 1、2 和 3 参与日前市场出清, 那么, 经优化求解, 可得系统的最优出清为  $P_{G1}^{**} = D$ , 且新系统最优总成本  $M_{-i}^{wind}(P, \hat{\varphi}_{-i}) = D^2 c$ 。根据式 (24), 风力机组 4 获得的 VCG 支付为

$$q_i^{wind}(P_{wind}^{shed*}, \hat{\varphi}_i) = M_{-i}^{wind}(P, \hat{\varphi}_{-i}) - M(P, P_{wind}^{shed*}, \hat{\varphi}_i) = (1-5/8)D^2 c = 3D^2 c/8 < D^2 c/2$$

所以, 风电机组申报真实风电功率概率分布函数时获得的系统支付大于虚报时的系统支付, 表明该机制能够激励风力机组申报真实的风电功率概率分布函数。

因此, 本算例验证了基于 VCG 的电价机制能够激励常规机组以及风电机组申报真实的发电成本和风电功率概率分布函数, 实现电价机制的激励相容、个体理性和日前市场出清总成本最小化。

### 3.2 修改的 IEEE14 节点系统

采用修改的 IEEE14 节点系统, 其中, 系统中有: 4 台常规机组, 分别位于节点 1、节点 2、节点 3 和节点 6; 1 台风电机组, 位于节点 8; 3 个负荷节点, 分别位于节点 9、节点 13 和节点 14, 修改后的 IEEE14 节点系统如图 3 所示。发电机数据被市场竞标数据替代, 不计输电线路电阻, 不考虑无功功率。

本算例测试环境为 DELL Inspiron 15-7560 笔记本电脑, 编程软件平台为 Matlab R2015b, 潮流计算求解器采用 MATPOWER 7.0b1。

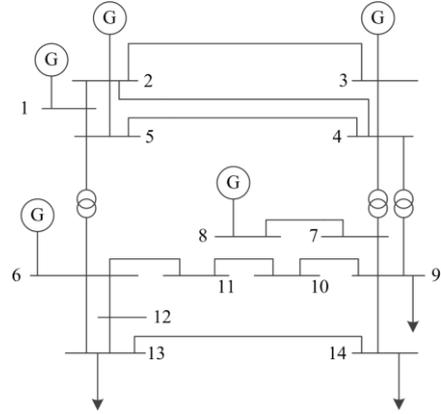


图 3 修改的 IEEE14 节点系统

Fig. 3 Revised 14-bus power system of IEEE

根据本文的电价机制, 一台发电机组获得的支付定义为该发电机组参与日前市场前后, 其他市场成员总发电成本的变化。下面分析在修改的 IEEE 14 节点系统中, 节点 1、2、3、6、8 处的发电机组最优策略为申报真实的发电成本及真实风电功率概率分布函数。系统中 5 个发电机组的参数如表 1 所示。

表 1 修改的 IEEE14 节点系统发电机组参数

Table 1 Parameter of generators in the revised 14-bus

power system of IEEE

序号	发电机组所在节点	发电成本二次项系数/(\$/MW <sup>2</sup> )	发电成本一次项系数/(\$/MW)	发电出力上限/MW
①	1	0.022 01	2.2	120
②	2	0.019 25	1.925	115
③	3	0.068 75	1.1	90
④	6	0.009 13	3.575	95
⑤	8	—	—	60

其中, 节点 8 处风电机组的真实风电功率概率分布函数为正态分布, 该正态分布的均值为 50.26 MW, 标准差为 47.35 MW。系统的负荷数据如表 2 所示。

表 2 修改的 IEEE14 节点系统负荷参数

Table 2 Parameter of loads in the revised 14-bus

power system of IEEE

序号	负荷所在节点	负荷需求/MW
①	9	110
②	13	80
③	14	90

在本文电价机制下, 当系统中的发电机组申报真实发电成本及真实风电功率概率分布函数时, 各个发电机组的出力, 获得的系统支付以及净利润计算结果如表 3 所示。

表 3 本文机制下发电机组申报真实发电成本及风电功率

概率分布函数时的出力、系统支付和净利润

Table 3 Generating capacity, system payment and net profit when generators telling the truth in the proposed mechanism

序号	发电机组 所在节点	发电出 力/MW	系统支 付/\$	净利润/\$
①	1	59.495 9	309.207 6	100.441 9
②	2	75.138 2	407.349	154.027 3
③	3	27.038 7	133.800 6	53.795 5
④	6	68.062 4	369.293 1	83.675 4
⑤	8	50.264 8	227.250 4	227.250 4

为验证本文机制满足激励相容, 下面分别假设发电机组在一定比例范围内虚报各自的发电成本系数及风电功率概率分布函数。图 4 提供了常规机组申报不同发电成本参数时的净利润情况, 图 5 提供了风电机组申报不同风电功率概率分布参数时的净利润情况。

由图 4 和图 5 可见, 对于系统中的 5 台发电机组, 只有在申报值与真实值比例为 1, 也即常规机组申报真实成本系数, 风电机组申报真实风电功率概率分布函数时, 发电机组获得的净利润最大。由图 4 可见, 当常规机组策略性虚报低成本, 机组净利润降低, 部分常规机组甚至出现负值, 如机组 G<sub>3</sub>。由图 5 可见, 当风电机组策略性虚报低概率分布参数时, 从 ISO 获得的支付减小。

由于系统中, 某一台发电机组依据对其他发电机组的替代效应获得相应的支付。因此, 当常规机组策略性虚报高成本时, 该虚报高价的机组对其他机组的替代效应降低, 则获得的支付相应减少, 导

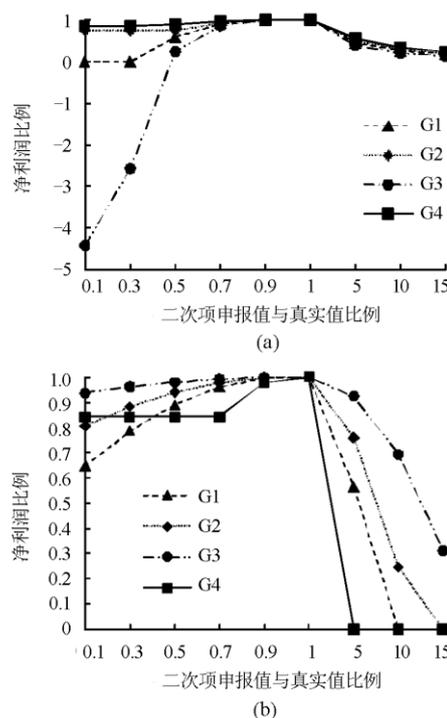


图 4 常规机组申报不同系数下的净利润水平  
Fig. 4 Conventional generators' net profit level when telling various coefficients

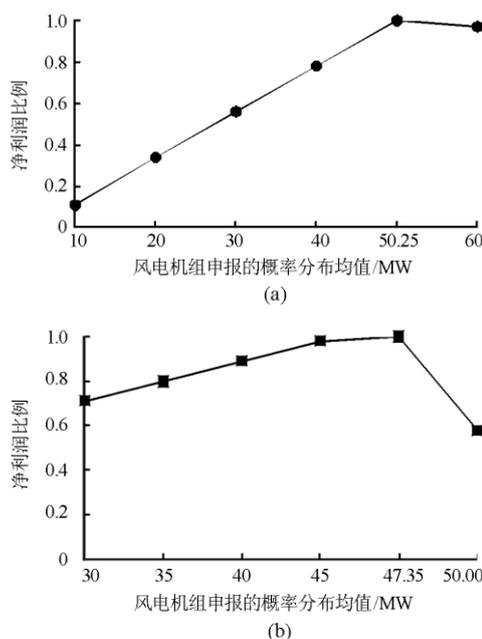


图 5 风电机组申报不同参数下的净利润水平  
Fig. 5 Wind generators' net profit level when telling various parameters

致净利润降低; 当风电机组策略性虚报高概率分布参数时, 系统出清期望切负荷费用增加, 日前市场

出清总成本增加, 则获得的支付减小。

#### 4 结语

本文提出基于 VCG 机制设计理论的含风电竞标日前市场出清电价机制, 该电价机制满足激励相容、个体理性以及日前市场出清总成本最小化的激励性要求。基于某 2 节点和修改的 IEEE 14 节点的算例分析表明: 在本文电价机制下, 发电机组申报真实发电成本及风电功率概率分布函数为最优策略, 即该机制满足激励相容; 参与日前市场的所有发电机组的净利润均不小于 0, 即该机制满足个体理性; 该机制满足市场出清总成本最小化的日前市场出清要求。

#### 参考文献

- [1] 肖云鹏, 王锡凡, 王秀丽, 等. 面向高比例可再生能源的电力市场研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 663-674.  
XIAO Yunpeng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Review on electricity market towards high proportion of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 663-674.
- [2] WU Felix, VARAIVA P, SPILLER P, et al. Folk theorems on transmission access: proofs and counterexamples[J]. Journal of Regulatory Economics, 1996, 10(1): 5-23.
- [3] 孙建平, 戴铁潮. 北欧电力市场发展概况[J]. 华东电力, 2006, 34(12): 60-65.  
SUN Jianping, DAI Tiechao. Development analysis of electricity markets in north Europe[J]. East China Electric Power, 2006, 34(12): 60-65.
- [4] LATAP N, GRANDE O S, RANDEN H, et al. Experience with the Nord Pool design and implementation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 541-546.
- [5] DAVID A K, WEN Fushuan. Market power in electricity supply[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, 21(12): 67-68.
- [6] ZHAO Jinye, BRERETON B, MONTALVO M. Gaming-based reserve constraint penalty factor analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 616-626.
- [7] 赵晋泉, 胡佳, 王珂, 等. 一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(9): 56-63.  
ZHAO Jinqian, HU Jia, WANG Ke, et al. A joint optimization model of day-ahead generation scheduling and day-ahead time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(9): 56-63.
- [8] SILVA C, WOLLENBERG B F, ZHENG C Z. Application of mechanism design to electric power markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(4): 862-869.
- [9] 方勇, 李渝曾. 合理回收容量成本的激励性电力竞价机制的建模研究[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(1): 18-23.  
FANG Yong, LI Yuzeng. A research on modeling the incentive electricity bidding mechanism of reasonable capacity cost recovery[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 24(1): 18-23.
- [10] 谢俊, 陈星莺, 廖迎春, 等. 激励性输配分开电力市场竞争价机制的建模[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(23): 25-31.  
XIE Jun, CHEN Xingying, LIAO Yingchen, et al. Research on modeling the incentive bidding mechanism for transmission and distribution separated electricity markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(23): 25-31.
- [11] 姚星安, 曾智健, 杨威, 等. 广东电力市场结算机制设计与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 76-85.  
YAO Xing'an, ZENG Zhijian, YANG Wei, et al. Electricity market settlement mechanism design and practice in Guangdong[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 76-85.
- [12] CHANG T, NEDIC A, SCAGLIONE A. Distributed constrained optimization by consensus-based primal-dual perturbation method[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2014, 59(6): 1524-1538.
- [13] 王剑晓, 钟海旺, 夏清, 等. 基于价值公平分配的电力市场竞争机制设计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(2): 7-17.  
WANG Jianxiao, ZHONG Haiwang, XIA Qing, et al. Competitive mechanism design in electricity market based on fair benefit allocation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(2): 7-17.
- [14] 张少华, 方勇, 李渝曾. 电力市场中激励性机制设计[J]. 电网技术, 2003, 27(1): 52-56.  
ZHANG Shaohua, FANG Yong, LI Yuzeng. Incentive mechanism design in electricity markets[J]. Power System Technology, 2003, 27(1): 52-56.
- [15] TANG Wenyuan, RAHUL J. Aggregating correlated wind power with full surplus extraction[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 9(6): 6030-6038.
- [16] XU Yunjian, LOW S H. An efficient and incentive compatible mechanism for wholesale electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 128-138.
- [17] CONTRERAS-OCANA J E, ORTEGA-VAZQUEZ M A, ZHANG Baosen. Participation of an energy storage aggregator in electricity markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 10(2): 1171-1183.
- [18] LI Zhi, YE Lin, ZHAO Yongning, et al. Short-term wind power prediction based on extreme learning machine with error correction[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 9-16. DOI: 10.1186/s41601-016-0016-y.
- [19] PAGNONCELLI B K, AHMED S, SHAPIRO A. Sample average approximation method for chance constrained

- programming: theory and applications[J]. Journal of Optimization Theory and Applications, 2009, 142(2): 399-416.
- [20] ANTON J K, ALEXANDER S, TITO H M. The sample average approximation method for stochastic discrete optimization[J]. SIAM Journal on Optimization, 2002, 12(2): 479-502.
- [21] WANG Jianxiao, ZHONG Haiwang, YU Yang, et al. Incentive mechanism for cooperative energy sharing[C] // IEEE Power & Energy Society General Meeting, December 24, 2018, Portland, OR, USA: 5-10.
- [22] TANG Wenyuan, RAHUL J. Market mechanisms for buying random wind[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1615-1623.
- [23] 王正, 王佳伟, 赵海波, 等. 考虑分布式电源节能减排和市场博弈行为的配电网节点电价定价方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 124-134.  
WANG Zheng, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, et al. Study on LMP pricing method in distribution networks based on energy conservation and emission reduction of DG using market game behavior[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 124-134.

收稿日期: 2019-11-13; 修回日期: 2020-04-03

作者简介:

聂涌泉(1990—), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为电力市场和电力控制系统; E-mail: nieyq@csg.cn

顾慧杰(1985—), 男, 硕士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为电力市场; Email: guhj@csg.cn

谢俊(1979—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力市场与电力系统安全经济运行。E-mail: jxie@hhu.edu.cn

(编辑 张爱琴)