

分布式光伏参与调频辅助服务交易机制研究

赵晋泉^{1*}, 孙中昊¹, 杨余华¹, 王永华², 胡国胜³, 陈刚³

(1. 河海大学能源与电气学院, 江苏省 南京市 210098;

2. 国网南昌供电公司, 江西省 南昌市 330069;

3. 江西电力交易中心有限公司, 江西省 南昌市 330077)

Study on Frequency Regulation Ancillary Service Trading Mechanisms for Distributed Photovoltaic Generation

ZHAO Jinquan^{1*}, SUN Zhonghao¹, YANG Yuhua¹, WANG Yonghua², HU Guosheng³, CHEN Gang³

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, Jiangsu Province, China;

2. Nanchang Power Supply Company, State Grid Jiangxi Electric Power Company, Nanchang 330069, Jiangxi Province, China;

3. Jiangxi Power Exchange Center, State Grid Jiangxi Electric Power Company, Nanchang 330077, Jiangxi Province, China)

Abstract: This paper addresses the problem of increased frequency regulation demand and pressure caused by the rapid development of distributed photovoltaic (DPV) systems by proposing frequency regulation ancillary service (FRAS) trading mechanisms. First, combined with the characteristics of DPV, the access conditions for DPV to participate in frequency regulation are provided. Then, an FRAS compensation mechanism for DPV under the “two rules” mode is added, including compensation methods, assessment criteria, settlement, and allocation methods. Next, an FRAS market mechanism for DPV is proposed, frequency regulation capacity and frequency regulation mileage are considered, and capacity prices and mileage prices are adjusted. A DPV credibility index is introduced, and the trading process and clearing model of the FRAS market are described. A two-part compensation mechanism is adopted, which considers capacity compensation with opportunity cost and mileage compensation with a frequency regulation performance index. The cost of frequency regulation is shared by users. Finally, the simulation results show that the effectiveness of the proposed FRAS trading mechanisms.

Keywords: distributed photovoltaic; trading mechanism; frequency regulation ancillary service

摘要: 针对分布式光伏大规模发展导致电网调频需求和压

力日益增大的问题, 提出了分布式光伏参与调频辅助服务的交易机制。首先, 结合分布式光伏的特点, 给出了其参与调频的准入条件。其次, 增补了“两个细则”模式下分布式光伏参与调频的补偿机制, 包括补偿方式、考核标准、结算分摊方法等。然后, 提出了分布式光伏参与调频的市场机制, 考虑了调频容量和调频里程2种交易标的, 对其价格进行调整, 引入了分布式光伏可信度指标, 给出了调频市场的交易流程与出清模型, 采取了考虑机会成本的容量补偿和考虑调频性能指标的里程补偿的两部制补偿机制, 并由用户侧分摊调频费用。最后, 算例验证了所提调频辅助服务交易机制的有效性。

关键词: 分布式光伏; 交易机制; 调频辅助服务

0 引言

分布式光伏 (distributed photovoltaic, DPV) 等新能源发电成本不断降低^[1], 受财政补贴和优先发电政策的激励^[2-3], 中国新能源发电占比不断增加。新能源发电出力具有随机性和波动性, 大规模并网给电网的安全稳定经济运行带来了挑战, 使电网的调频需求大幅增加^[4-6]。对于配网中含高渗透率分布式光伏的区域电网, 一方面, 除常规机组外分布式光伏也需要参与电网二次调频辅助服务, 承担相应的调频责任; 另一方面, 在发电补贴不断降低甚至无补贴平价上网的背景下, 分布式光伏参与调频为其带来了新的盈利点^[7-10]。同时随着第二轮电改的有序推进, 中国电力市场机制的研究和应用有了长足发展, 很多省份和区域已经建

基金项目: 国网江西省电力公司管理咨询项目 (分布式电源参与辅助服务市场化交易模式和机制设计研究)。

Management Consulting Project of State Grid Jiangxi Electric Power Company (Study on Ancillary Service Market Trading Model and Mechanism Design for Distributed Generation).

立了调频辅助服务市场。因此,针对由分布式光伏集成商代理的、接入10 kV高压配网的光伏发电单元群(或光伏单元群+储能单元),亟需研究其参与调频辅助服务的交易机制,充分发掘分布式光伏的调频能力,并推动其积极参与调频辅助服务,缓解电网调频压力。

目前国内外对于分布式光伏参与调频的研究大多集中于技术实现问题,鲜有涉及调频交易机制方面的研究。文献[11-12]指出分布式光伏集群作为一种新型的分布式电源管理模式,其内部资源调度灵活,可向电网提供类似传统电厂的辅助服务,从而提高电网的经济性和安全性;文献[13-14]提出了分布式光伏的集群划分方法和调度控制策略,但未涉及分布式光伏的交易机制;文献[15]引入虚拟电厂作为分布式光伏发电应用示范区参与市场运营管理的方式,这是分布式光伏参与电力辅助服务市场的一种可行途径;文献[16]将多种分布式资源组合成资源聚合商参与电网调度,执行电网调频等调度指令,这也是分布式光伏参与辅助服务的可行模式,但没有考虑聚合商参与调频辅助服务的交易机制;文献[17-18]对比分析了美国PJM、加州、纽约等区域的调频补偿机制,并梳理了各区域的调频市场定价机制,分析对比了其交易标的、市场组织时序、报价出清流程、结算规则、机会成本等,但没有给出具体的调频出清模型,也未针对分布式光伏研究调频交易机制。文献[19]仅以调频里程作为交易标的,未考虑调频容量的报价及价格调整,也未考虑机会成本问题。

针对上述问题,本文以分布式光伏集成商为基础,提出了分布式光伏参与调频辅助服务的交易机制。首先,给出了分布式光伏参与调频的准入条件;然后,针对我国电力市场的不同发展阶段,在未开展调频市场机制或现货市场不成熟的阶段,增补了分布式光伏在“两个细则”下的调频补偿机制,在现货市场成熟阶段,提出了分布式光伏参与调频的市场机制;最后通过算例验证了所提分布式光伏参与调频辅助服务交易机制的有效性。

1 分布式光伏参与调频的准入条件

分布式光伏具有单体容量小、数量多、分布广泛的特点,难以直接被电网调度,以个体形式参与辅助服务是不现实的,但分布式光伏可通过集成商以集群形式接入电网自动发电控制(automatic generation control, AGC)系统,根据调度AGC指令按一定的调

节速率调整实时有功出力来参与调频辅助服务^[16]。

分布式光伏集成商接收到电网调频指令后,通过直接或间接调度方式,使分布式光伏参与调频^[16]。申请参与调频的主体应为分布式光伏集成商,可根据各区域的具体情况设置准入容量门槛值。集成商中除了分布式光伏,还可以包含储能系统。

分布式光伏应满足相应的调频调节要求,并入电网时,应合理选取与配置并网计量点和关口计量点,使其能准确计量不同分布式光伏主体的发电量、上网电量和调频电量,用于发用电结算和调频费用结算。各分布式光伏的实时功率、申报的调频数据等信息要能够上传到集成商,且计量点处的信息应能及时上传到调度中心和交易中心。

2 分布式光伏参与调频的补偿机制

针对未开展调频市场或现货市场不成熟的阶段,本文给出了分布式光伏参与调频的补偿机制,即在“两个细则”的基础上,增补其参与调频的补偿方式、考核标准、结算与分摊方法等。

2.1 分布式光伏参与调频的补偿方式

分布式光伏集成商提供调频服务的补偿分为基本补偿和调用补偿。调频服务按每个分布式光伏集成商计量,补偿费用按天统计,按月结算。

1) 基本补偿。

基本补偿是对分布式光伏集成商因预留调频容量而损失发电收益的补偿,按日补偿。预留调频容量为分布式光伏集成商可投入AGC运行的调节容量的上下限之差。

$$A_{AGC1,i} = \lambda_{AGC1,i} R_{c,i} Y_{AGC1} \quad (1)$$

式中: $A_{AGC1,i}$ 、 $\lambda_{AGC1,i}$ 、 $R_{c,i}$ 分别为分布式光伏集成商*i*的基本补偿费用、AGC投运率和预留的调频容量(MW); Y_{AGC1} 为基本补偿的补偿标准,应结合电网实际情况并考虑光伏参与调频予以一定激励的原则来制定。

2) 调用补偿。

调用补偿是根据分布式光伏集成商的调频贡献量进行补偿。

$$A_{AGC2,i,j} = M_{i,j} \times Y_{AGC2} \quad (2)$$

$$A_{AGC2,i} = \sum_{j=1}^n A_{AGC2,i,j} \quad (3)$$

式中: $A_{AGC2,i,j}$ 、 $M_{i,j}$ 分别为分布式光伏集成商 i 第 j 次调频的补偿费用和该次调节过程的贡献量(MWh); Y_{AGC2} 为AGC调用补偿的补偿标准,应结合电网实际情况并考虑光伏参与调频予以一定激励的原则来制定; $A_{AGC2,i}$ 为分布式光伏集成商 i 的日调用补偿费用; n 为日调节次数。

2.2 分布式光伏参与调频的考核标准

参考华中区域对常规火电参与调频的考核标准,对分布式光伏集成商在是否投入AGC功能、AGC日均调节性能、月投运率、实际出力与调度指令的偏差等方面按电量进行考核。考核电量乘以各分布式光伏批复的上网电价即为考核费用^[20]。

2.3 分布式光伏参与调频的结算与分摊方法

发电厂和分布式光伏集成商的所有考核费用全部用于补偿提供辅助服务的各电厂和各集成商,若当月考核费用小于辅助服务补偿费用,则不足部分按各电厂和各集成商当月上网电量等比例分摊;反之,按当月上网电量等比例返还给各电厂和各集成商^[21]。集成商内部各分布式光伏的调频费用根据其调频贡献量进行分摊。

调频服务补偿费用采用电费结算的方式,即在各电厂和各集成商该月电费总额的基础上加(减)应获得(支付)的调频服务补偿费用^[21]。

3 分布式光伏参与调频的市场机制

补偿式的调频机制激励分布式光伏主动参与调频的程度有限,难以发现调频价格。因此,需要建立竞争式的调频市场机制来提高其参与调频的积极性。为了更好的体现各市场主体(分布式光伏集成商、火电)的实际调频量和调频价值,本文考虑调频容量和调频里程2种交易标的,并引入可信度指标以衡量分布式光伏参与调频的真正容量。在使用调频市场机制后,补偿机制便不再适用。

3.1 调频性能指标

为了衡量不同市场主体提供调频服务的效果差异,在出清和结算机制中引入调频性能指标,使调频效果好的主体更容易优先出清,并获得更高的调频收益。

本文结合文献[19,21]中有关调频性能指标的计算方法,用调节速率指标 k_1 、调节精度指标 k_2 、响应时间指标 k_3 评价调频市场主体每次收到AGC指令后的响应情况,最后得出综合调频性能指标 k' 。

调节速率指标 k_1 是指市场主体响应AGC指令速率与标准调节速率之比:

$$v = \frac{P_E - P_S}{T_E - T_S} \quad (4)$$

$$k_1 = 2 - \frac{v_N}{|v|} \quad (5)$$

式中: P_E 、 P_S 与 T_E 、 T_S 分别为市场主体结束、开始响应AGC时的出力与时刻; v 为市场主体某次响应AGC指令的调节速率; v_N 为标准调节速率,即所有调频市场主体调节速率绝对值的平均值。

调节精度指标 k_2 衡量市场主体响应AGC控制指令的精确程度:

$$k_2 = 2 - \frac{\Delta P}{\Delta P_N} \quad (6)$$

式中: ΔP 为市场主体实际出力值与AGC指令值的偏差量; ΔP_N 为调频市场主体调节允许误差(一般为1.5% P_N)。

响应时间指市场主体接收到AGC指令,到其可靠跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。响应时间指标 k_3 是衡量市场主体响应时间 t 与标准响应时间 t_N 相比达到的程度:

$$k_3 = 2 - \frac{t}{t_N} \quad (7)$$

式中: 标准响应时间为所有调频市场主体响应时间的平均值。

综合调频性能指标 k' 是3个指标的综合体现:

$$k' = \alpha_1 k_1 \times \alpha_2 k_2 \times \alpha_3 k_3 \quad (8)$$

式中: α_1 、 α_2 、 α_3 为权重系数,本文取 $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 1$ 。

与常规火电机组不同,受光伏集成商内部各分布式光伏响应调频指令的差异(即集成商对各光伏单元调度控制策略与实现方式的差异)以及外部环境的影响,使得各集成商参与调频的完成程度不同。因此,引入可信度指标修正集成商预留的调频容量,衡量其所预留的调频容量能真正参与调频的比例:

$$\beta_i = \frac{R_{c,i}^{\text{DPV}}}{R_{c,i}^{\text{DPV}}} \quad (9)$$

式中: β_i 为分布式光伏集成商 i 的可信度指标; $R_{c,i}^{\text{DPV}}$ 、 $R_{c,i}^{\text{DPV}}$ 分别为集成商收到的调频指令值和实际提供的调频容量值,均根据历史数据所得。

3.2 调频报价调整及排序价格计算

为了考虑各市场主体的机会成本以及不同市场主体调频性能不同的问题,调整市场主体申报的调频容量价格和调频里程价格,将机会成本纳入调频容量报价中,调频里程报价考虑调频性能指标。市场出清时按调整后的报价计算。

调整后的调频容量报价为:

$$\rho_{c,d} = \rho_{c,d}^0 + C_{lo,d}^0 \quad (10)$$

式中: $\rho_{c,d}$ 和 $\rho_{c,d}^0$ 分别为市场主体 d 调整后和原始的调频容量报价; $C_{lo,d}^0$ 为市场主体 d 简化后的机会成本,其计算方法见文献[18]。

实时市场中,以实时出清得到的节点边际电价计算机会成本,调整调频容量报价,用于调频市场出清。在现货市场发展初期,允许市场主体将其机会成本纳入申报的调频容量价格中。

为了横向比较不同市场主体间的调频性能差异,需对综合调频性能指标进行归一化处理:

$$K_d = \frac{k'_d}{k'_{\max}} \quad (11)$$

式中: K_d 和 k'_d 分别为市场主体 d 归一化后和原始综合调频性能指标; $k'_{\max}$ 为所有市场主体综合调频性能指标中的最大值。

调整后的调频里程报价为:

$$\rho_{m,d} = \frac{\rho_{m,d}^0}{K_d} \quad (12)$$

式中: $\rho_{m,d}$ 和 $\rho_{m,d}^0$ 分别为市场主体 d 调整后和原始的调频里程报价。

排序价格是调度中心“按需调用、按序调用”的依据,计算方法如下:

$$\rho_d = \rho_{c,d} + \rho_{m,d} \quad (13)$$

式中: ρ_d 为调频市场主体 d 的排序价格,元/MW。

若实时出清结果不能满足系统调频需求,由调度中心根据排序价格从低到高依次调用调频资源,直至满足调频需求。对于未中标但被调用的调频市场主体,其调频补偿费用同其他市场主体一样按照边际出清价格结算,调频机会成本按各中标调频市场主体的平均调频机会成本计算。

3.3 调频市场的交易流程

调频市场采用日前申报、实时出清的方式。在日前市场上,调度中心根据日前负荷预测曲线、日前新能源机组出力预测曲线及历史调频里程调用系数等信

息,发布次日各日前调度时段(15 min)的调频容量需求和调频里程需求。然后,各市场主体根据调度中心发布的信息申报愿意提供调频服务的时段、各日前调度时段愿意提供的调频容量、调频容量价格和调频里程价格等。最后将日前申报的调频信息封存到实时市场。

实时市场中,以5 min为一个调度时段进行出清。在电能量和备用出清完后,根据实时调频需求和各市场主体封存的调频信息,以购买调频费用最小为目标对调频服务进行出清(具体的出清模型见本文3.4节),得到实时调度时段的调频计划,并发布各市场主体中标的容量和里程值、边际容量价格和边际里程价格等信息。

最后根据各市场主体在实时调度时段执行的AGC指令确定其实际调频里程值,用于调频市场的结算。交易中心在每个调度时段(5 min)进行一次结算,每30 min为一个交易周期发布结算信息。具体的结算方法见本文3.5节。

3.4 实时调频市场出清模型

3.4.1 目标函数

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^{N_{DPV}} X_i^{DPV} [& (\rho_{c,i}^{DPV,up} R_{c,i}^{DPV,up} + \rho_{m,i}^{DPV,up} R_{m,i}^{DPV,up}) + \\ & (\rho_{c,i}^{DPV,dn} R_{c,i}^{DPV,dn} + \rho_{m,i}^{DPV,dn} R_{m,i}^{DPV,dn})] + \\ \sum_{l=1}^{N_{TH}} X_l^{TH} [& (\rho_{c,l}^{TH,up} R_{c,l}^{TH,up} + \rho_{m,l}^{TH,up} R_{m,l}^{TH,up}) + \\ & (\rho_{c,l}^{TH,dn} R_{c,l}^{TH,dn} + \rho_{m,l}^{TH,dn} R_{m,l}^{TH,dn})] \end{aligned} \quad (14)$$

式中: 上标DPV、TH分别表示分布式光伏集成商和火电; X_i^{DPV} 、 X_l^{TH} 分别表示分布式光伏集成商 i 和火电机组 l 提供调频的状态变量,1表示提供,0表示不提供; $\rho_{c,i}^{DPV,up}$ 、 $\rho_{c,i}^{DPV,dn}$ 、 $\rho_{m,i}^{DPV,up}$ 、 $\rho_{m,i}^{DPV,dn}$ 和 $\rho_{c,l}^{TH,up}$ 、 $\rho_{c,l}^{TH,dn}$ 、 $\rho_{m,l}^{TH,up}$ 、 $\rho_{m,l}^{TH,dn}$ 分别为分布式光伏集成商 i 和火电机组 l 调整后的上、下调频容量报价和上、下调频里程报价; $R_{c,i}^{DPV,up}$ 、 $R_{c,i}^{DPV,dn}$ 、 $R_{m,i}^{DPV,up}$ 、 $R_{m,i}^{DPV,dn}$ 和 $R_{c,l}^{TH,up}$ 、 $R_{c,l}^{TH,dn}$ 、 $R_{m,l}^{TH,up}$ 、 $R_{m,l}^{TH,dn}$ 分别为分布式光伏集成商 i 和火电机组 l 中标的上、下调频容量和上、下调频里程值; N_{DPV} 、 N_{TH} 分别为参与分布式光伏集成商和火电机组的总数。

3.4.2 约束条件

约束条件包括系统约束和分布式光伏集成商及火电机组的运行约束。

1) 系统上、下调频容量约束。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{DPV}}} \beta_i R_{c,i}^{\text{DPV},\text{up}} + \sum_{l=1}^{N_{\text{TH}}} R_{c,l}^{\text{TH},\text{up}} \geq R_{\text{C}}^{\text{up}} \quad (15)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{DPV}}} \beta_i R_{c,i}^{\text{DPV},\text{dn}} + \sum_{l=1}^{N_{\text{TH}}} R_{c,l}^{\text{TH},\text{dn}} \geq R_{\text{C}}^{\text{dn}} \quad (16)$$

式中: R_{C}^{up} 、 R_{C}^{dn} 分别为系统所需上、下调频容量。

2) 系统上、下调频里程约束。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{DPV}}} \beta_i R_{m,i}^{\text{DPV},\text{up}} + \sum_{l=1}^{N_{\text{TH}}} R_{m,l}^{\text{TH},\text{up}} \geq R_{\text{M}}^{\text{up}} \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{DPV}}} \beta_i R_{m,i}^{\text{DPV},\text{dn}} + \sum_{l=1}^{N_{\text{TH}}} R_{m,l}^{\text{TH},\text{dn}} \geq R_{\text{M}}^{\text{dn}} \quad (18)$$

式中: R_{M}^{up} 、 R_{M}^{dn} 分别为系统预估所需的上、下调频里程值, 且 $R_{\text{M}}^{\text{up}} = s_s^{\text{up}} R_{\text{C}}^{\text{up}}$, $R_{\text{M}}^{\text{dn}} = s_s^{\text{dn}} R_{\text{C}}^{\text{dn}}$; s_s^{up} 、 s_s^{dn} 分别为系统历史上、下调频里程调用系数, 表示系统单位调频容量所调用的调频里程值, 可根据近7天的历史数据, 由总调频里程值比总调频容量得到。

3) 分布式光伏集成商上、下调频容量约束。

$$R_{c,i}^{\text{DPV},\text{up}} \leq \min \{ (P_{i,\text{max}}^{\text{DPV}} - P_i^{\text{DPV}}), P_{c,i}^{\text{DPV},\text{up}} \} \quad (19)$$

$$R_{c,i}^{\text{DPV},\text{dn}} \leq \min \{ (P_i^{\text{DPV}} - P_{i,\text{min}}^{\text{DPV}}), P_{c,i}^{\text{DPV},\text{dn}} \} \quad (20)$$

式中: P_i^{DPV} 、 $P_{i,\text{max}}^{\text{DPV}}$ 、 $P_{i,\text{min}}^{\text{DPV}}$ 分别为分布式光伏集成商 i 的实际出力和最大、最小出力; $P_{c,i}^{\text{DPV},\text{up}}$ 、 $P_{c,i}^{\text{DPV},\text{dn}}$ 分别为分布式光伏集成商 i 日前所申报的上、下调频容量; $P_{i,\text{max}}^{\text{DPV}}$ 的计算方法为^[22]

$$P_{i,\text{max}}^{\text{DPV}} = \sum_{i'=1}^{N_{\text{dpv}}} \mu_{i'} \times S_{\text{dpv},i'} \times R_{\text{ad},i'} \quad (21)$$

式中: $\mu_{i'}$ 、 $S_{\text{dpv},i'}$ 分别为分布式光伏 i' 的光电转换效率和安装面积; $R_{\text{ad},i'}$ 为单位面积太阳辐射值, 可由气象数据确定; N_{dpv} 为集成商内分布式光伏总数。

4) 分布式光伏集成商上、下调频里程约束。

$$R_{m,i}^{\text{DPV},\text{up}} \leq s_i^{\text{DPV},\text{up}} R_{c,i}^{\text{DPV},\text{up}} \quad (22)$$

$$R_{m,i}^{\text{DPV},\text{dn}} \leq s_i^{\text{DPV},\text{dn}} R_{c,i}^{\text{DPV},\text{dn}} \quad (23)$$

式中: $s_i^{\text{DPV},\text{up}}$ 、 $s_i^{\text{DPV},\text{dn}}$ 分别为分布式光伏集成商 i 的历史上、下调频里程调用系数。

5) 火电机组上、下调频容量约束。

$$R_{c,l}^{\text{TH},\text{up}} \leq \min \{ (P_{l,\text{max}}^{\text{TH}} - P_l^{\text{TH}}), P_{c,l}^{\text{TH},\text{up}} \} \quad (24)$$

$$R_{c,l}^{\text{TH},\text{dn}} \leq \min \{ (P_l^{\text{TH}} - P_{l,\text{min}}^{\text{TH}}), P_{c,l}^{\text{TH},\text{dn}} \} \quad (25)$$

式中: P_l^{TH} 、 $P_{l,\text{max}}^{\text{TH}}$ 、 $P_{l,\text{min}}^{\text{TH}}$ 分别为火电机组 l 的实际出力和出力上、下限; $P_{c,l}^{\text{TH},\text{up}}$ 、 $P_{c,l}^{\text{TH},\text{dn}}$ 分别为火电机组 l 日前所申报的上、下调频容量。

6) 火电机组上、下调频里程约束。

$$R_{m,l}^{\text{TH},\text{up}} \leq s_l^{\text{TH},\text{up}} R_{c,l}^{\text{TH},\text{up}} \quad (26)$$

$$R_{m,l}^{\text{TH},\text{dn}} \leq s_l^{\text{TH},\text{dn}} R_{c,l}^{\text{TH},\text{dn}} \quad (27)$$

式中: $s_l^{\text{TH},\text{up}}$ 、 $s_l^{\text{TH},\text{dn}}$ 分别为火电机组 l 的历史上、下调频里程调用系数。

3.5 结算机制

调频市场的调频补偿费用应等于市场主体的分摊费用。调频补偿费用采取两部制的补偿机制, 即考虑机会成本的容量补偿和考虑调频性能指标的里程补偿。

为了调动市场主体参与调频的积极性, 采用边际价格进行结算, 即以调度时段中被调用调频市场主体的容量 (里程) 价格的边际作为该调度时段的容量 (里程) 结算价格。市场主体 d 在该调度时段的调频收益为

$$A_d = A_{c,d} + A_{m,d} = \rho'_c R_{c,d} + \rho'_m R_{m,d} \quad (28)$$

式中: ρ'_c 、 ρ'_m 分别为市场主体 d 在该调度周期的容量结算价格和里程结算价格; $R_{c,d}$ 、 $R_{m,d}$ 分别为市场主体 d 在该调度时段的实际调频容量、实际调频里程值, 分布式光伏集成商的实际调频容量为其中标调频容量与可信度指标的乘积; A_d 、 $A_{c,d}$ 、 $A_{m,d}$ 分别为市场主体 d 在该调度周期的总调频收益、调频容量收益和调频里程收益, 上、下调频收益的计算方法相同。为准确反映实际收益情况, 需单独计算每个调度时段的调频收益, 未采用多个调度时段的算术平均值作为结算价格。

3.6 分摊机制

调频辅助服务费用分摊机制主要包括“谁受益, 谁承担”的用户侧分摊机制和“谁引发, 谁承担”的引发责任分摊机制^[23], 后者计算较为复杂, 增加了调度和交易的复杂度及工作量。本文采用“谁受益, 谁承担”的用户侧分摊机制, 并考核发电机组的出力偏差、用户侧的负荷偏差以及市场成员的调频偏差等, 考核费用与补偿费用单独记账, 奖励给表现好的调频主体。

国外电力市场的辅助服务费用大多由用户分摊, 即使由发电侧分摊也是将其纳入电能报价, 隐性传递到了用户侧。而目前中国大多采用资金池分摊方式^[24]或由发电侧按上网电量分摊的方式^[25], 但发电侧作为电力生产者, 自身是不需要调频服务的。考虑到中国处于现货市场初期, 调频费用可由发电侧和用户侧按一定比例共同分摊, 该比例可以根据市场发展程度和实际情况进行调整, 待现货市场成熟后, 再完全由用

户侧分摊。发电侧的分摊对象为各发电商，按其上网电量比例分摊；用户侧分摊对象为全体用户，按其用电量分摊。分摊费用如下所示：

$$F_{G,g} = \lambda F \frac{Q_{G,g}}{\sum_{g=1}^{N_G} Q_{G,g}} \tag{29}$$

$$F_{L,e} = (1-\lambda)F \frac{Q_{L,e}}{\sum_{e=1}^{N_L} Q_{L,e}} \tag{30}$$

式中： $F_{G,g}$ 、 $F_{L,e}$ 分别为发电商 g 和电力用户 e 的调频分摊费用； λ 为发电侧的分摊比例； F 为总的调频分摊费用（等于总的补偿费用）； $Q_{G,g}$ 、 $Q_{L,e}$ 分别为发电商 g 的发电量和电力用户 e 的用电量； N_G 、 N_L 分别为发电商和电力用户的总数。

4 算例分析

4.1 补偿机制算例分析

结合中国某省电网具体实例对分布式光伏参与调频辅助服务的补偿机制进行有效性分析。

4.1.1 基础数据

1) 某省分布式光伏基本情况。

截至2019年10月，该省分布式光伏基本情况如表1所示，该省目前暂无分散式风电运行，暂无储能项目运行。

表1 某省分布式光伏基本情况统计表
Table 1 Installed capacity and electricity generation of DPV in a province

电压等级	户数	装机容量/MW	发电量/GWh	上网电量/GWh
35 kV	2	18	236	73
10 kV	834	1 063.3	752	677
380 V	14 215	672.7	458	403
220 V	44 949	245.5	178	167
合计	60 000	1 999.5	1624	1320

2) 光伏补贴。

工商业分布式光伏2019年的全发电量补贴标准为0.1元/kWh，该省的燃煤标杆电价为0.414 3元/kWh，光伏上网电价为两者之和。

3) 安装光伏和储能系统的成本。

工商业光伏电站的建设成本在4~5元/W左右，加上人工、维修和保养费用，假设光伏电站的成本为

5元/W。储能系统的成本按1.5元/Wh计算。

由表1可得，对于10 kV电压等级的分布式光伏，平均每户的装机容量为1.275 MW，平均每户每月的发电量和上网电量分别为90.168 MWh和81.175 MWh。假设户用分布式光伏的装机容量为1.3 MW，每月发电量为90 MWh，每月上网电量为81 MWh，自发自用比例为10%。假设每5户集群成一个集成商来参与调频服务，集成商可自行配置电池储能系统，每月按30天计算，则需要的储能系统容量为81 MWh×5/30=13.5 MWh，而该省的尖峰时段为2 h，故需安装7 MW/14 MWh（平均每户每天可充电2.8 MWh）的储能系统，每天充放电1个循环。户用光伏电站和储能系统的成本如表2所示。

表2 光伏和储能系统的成本
Table 2 Cost of DPV and energy storage system
万元

1.3 MW分布式光伏的成本	集成商配置7 MW/14 MWh储能系统的成本	平均每户分摊的储能成本
650	2100	420

4.1.2 分布式光伏参与调频的商业模式分析

结合3种商业模式对分布式光伏集成商参与调频辅助服务的补偿机制进行有效性分析。

商业模式1：分布式光伏仅参与发电，不参与调频辅助服务。

商业模式2：分布式光伏集成商参与发电和调频辅助服务，每户预留0.1 MW的调频容量以备调用。

商业模式3：分布式光伏集成商配置储能系统后参与发电和调频辅助服务，这里将商业模式3分为2种方式A和B。

方式A为分布式光伏将所发的电储存到储能系统，以便在尖峰时段卖电（储能系统不从电网买低谷电），并通过储能系统参与调频服务。

方式B为分布式光伏与储能系统协调运行，即储能系统在低谷时段从电网买电，尖峰时段卖电，但留有一定的余量以备分布式光伏参与调频服务；白天分布式光伏满发，需要下调频时通过将分布式光伏发电储存到储能系统来实现，需要上调频时通过储能系统来实现；其他电量全部上网卖电。

假设分布式光伏参与上、下调频的电量均为3 MWh。每户分布式光伏参与发电和调频辅助服务的具体情况如表3所示。

表 3 分布式光伏每户每月发用电情况

Table 3 Monthly electricity generation and consumption of DPV per household

发用电情况	MWh			
	商业 模式1	商业 模式2	商业 模式3 方式A	商业 模式3 方式B
每月发电总量	90	83.08	90	90
自发自用电量	9	9	9	9
余量上网电量	81	71.08	0	78
参与调频的电量	0	6	6	6
峰谷价差套利电量	0	0	78	84

4.1.3 分布式光伏参与调频的收益分析

由于居民用户的峰谷价差较小，不足以回收其配置储能系统的成本，为了激励户用分布式光伏参与调频辅助服务，并通过储能系统缓解电网调频压力，将其配置的储能系统按不满1 kV的一般工商业及其他用电对待，允许其获得高额的峰谷价差利益。

每户分布式光伏每月的具体收益情况如表4所示。自发自用收益标准为0.616 1元/kWh（10 kV工商业用电电价）；余量上网收益标准为0.414 3元/kWh（燃煤标杆电价）；全电量补贴收益标准为0.1元/kWh（光伏补贴价格）；预留调频容量的每日基本收益为调频容量乘以基本补偿标准，取0.8元/kW；调频调用收益为调频量乘以调用补偿标准，取1.2元/kWh。储能系统利用峰谷价差的净收益为卖电量乘以尖峰电价（1.009 8元/kWh）的收益减去买电量乘以低谷电价（0.441 8元/kWh）的成本（这里以夏季尖峰电价为例）。

表 4 分布式光伏每户每月收益情况

Table 4 Monthly income of DPV per household

收益情况	商业 模式1	商业 模式2	商业模式3 方式A	商业模式3 方式B
全电量补贴收益/万元	0.9	0.830 8	0.9	0.9
自发自用收益/万元	0.554 5	0.554 5	0.554 5	0.554 5
余量上网收益/万元	3.356	2.945	0	3.232
预留调频容量收益/万元	0	0.24	0.24	0.24
调频调用收益/万元	0	0.72	0.72	0.72
峰谷价差收益/万元	0	0	7.88	4.91
每月总收益/万元	4.810 5	5.290 3	10.294 5	10.556 5
总成本/万元	650	650	1070	1070
成本回收期/年	4.5	4.1	3.47	3.38

由表4可以看出，分布式光伏参与发电和调频辅助服务相比，仅参与发电能提高收益，但提高的幅度不大，这样的收益情况并不能激励分布式光伏直接参与调频辅助服务，且分布式光伏集成商是通过弃光的方式参与调频辅助服务，会增大弃光率，因此不建议分布式光伏集成商直接参与调频辅助服务。

分布式光伏配置储能后参与发电和调频辅助服务能显著提高收益，虽然增加了安装储能的成本，但其成本回收期要早于不配置储能的情况。因此建议分布式光伏配置储能后参与调频辅助服务，这样既不会弃光，又能够提高分布式光伏户主的收益，有利于提高其参与调频辅助服务的积极性，改善电网调频现状。

此外，由于电网的峰谷价差较小，导致模式3方式A和方式B的收益差较小。该省的峰谷价差并不大，夏冬季的尖峰谷价差仅0.568元/kWh，而春秋季节峰谷价差为0.347 1元/kWh，低于分布式光伏的余量上网电价0.414 3元/kWh，用户利用储能进行峰谷差套利的积极性不高，所以应该拉大峰谷价差，考虑配置储能的成本，峰谷价差应达到0.75元/kWh。

算例给出的成本回收期较长，主要有2方面因素：一是2019年以后国家对光伏发电的补贴大幅下降；二是该省属于太阳能三类资源区，光伏电站的年有效小时数较少，故发电量较少。

4.2 市场机制算例分析

表5给出了不同分布式光伏集成商和火电机组的调频参数。本文调用YALMIP工具箱编写变量、约束条件以及优化目标函数的程序，调用CPLEX12.6求解器在MATLAB2014a中求解。假设DPV1和DPV2不含储能，可信度分别为0.8和0.9；DPV3含储能，可信度为1。为简化计算，假设机会成本纳入了调频容量报价，各市场主体的历史上、下调频里程调用系数相等，均用历史调频里程调用系数表示。

调整申报价格，具体如表6所示。由于各市场主体在申报调频容量时已经考虑了机会成本，故调整后的容量报价不变，调频里程报价则根据综合性能指标进行调整。

由表6可以看出，虽然火电3的调频报价较高，但由于其调频性能好，使调整后的里程报价较低。因此，各市场主体提高调频性能指标或降低自身报价，有利于其市场出清时中标。

表 5 各市场主体的调频性能指标和报价

Table 5 Frequency regulation parameters and biddings of all market players

调频市场 主体	申报的上调频 容量/MW	申报的下调频 容量/MW	上调频容量报 价/(元·MW ⁻¹)	下调频容量报 价/(元·MW ⁻¹)	上调频里程报 价/(元·MW ⁻¹)	下调频里程报 价/(元·MW ⁻¹)	综合调频 性能指标	历史调频 里程调用系数
DPV1	—	10	—	3	—	7.5	3.5	2
DPV2	—	10	—	3	—	7.5	3.5	2
DPV3	15	10	2	2	8	6	3	2
火电1	20	20	3	2	7	7	4	3
火电2	20	15	6	4	10	10	4.5	3
火电3	10	10	2	2	12	12	6	5

表 6 考虑调频性能差异后各市场主体的调频报价

Table 6 Biddings considering frequency regulation performance of all market players

调频 市场 主体	调整后的 上调频容量 报价 /(元·MW ⁻¹)	调整后的 下调频容量 报价 /(元·MW ⁻¹)	归一化 调频性 能指标	调整后的 上调频里 程报价 /(元·MW ⁻¹)	调整后的 下调频里 程报价 /(元·MW ⁻¹)
DPV1	—	3	0.583	—	12.87
DPV2	—	3	0.583	—	12.87
DPV3	2	2	0.5	16	12
火电1	3	2	0.667	10.5	10.5
火电2	6	4	0.75	13.333	13.333
火电3	2	2	1	12	12

为了分析不同调频需求下各类型电源参与调频服务的情况，本文假设了3种场景，如表7所示。

表 7 某调度时段的调频需求场景

Table 7 Frequency regulation demand scenarios in a certain scheduling period

场景	MW			
	系统上调频 容量需求	系统上调频 里程需求	系统下调频 容量需求	系统下调频 里程需求
场景1	40	120	40	120
场景2	50	150	50	150
场景3	50	180	50	180

对3种场景下各类型电源的上、下调频服务进行出清，得到的中标情况如表8和表9所示。

从表8和表9可以看出，虽然火电2调整后的调频价格最高，但由于DPV1、DPV2存在可信度问题，因此火电2仍能优先中标。由于DPV1的可信度较低，在DPV1和DPV2报价相同的情况下DPV1未能中标，其可通过改变报价策略或提高自身调频性能及可信度指标的方式来获取调频市场的中标量。出清结果如表10和表11所示。

表 8 上调频服务中标情况

Table 8 Winning bid of up-regulation service

调频 市场 主体	MW					
	场景1上 调频中 标容量	场景1上 调频中 标里程	场景2上 调频中 标容量	场景2上 调频中 标里程	场景3上 调频中 标容量	场景3上 调频中 标里程
DPV1	—	—	—	—	—	—
DPV2	—	—	—	—	—	—
DPV3	12	24	14	28	5	10
火电1	20	60	20	60	20	60
火电2	2	6	9	27	20	60
火电3	6	30	7	35	10	50

表 9 下调频服务中标情况

Table 9 Winning bid of down-regulation service

调频市 场主体	MW					
	场景1下 调频中 标容量	场景1下 调频中 标里程	场景2下 调频中 标容量	场景2下 调频中 标里程	场景3下 调频中 标容量	场景3 下调频中 标里程
DPV1	0	0	0	0	0	0
DPV2	0	0	9	18	3	6
DPV3	10	20	10	20	10	20
火电1	20	60	20	60	20	60
火电2	5	15	3	9	15	45
火电3	5	25	9	45	10	50

表 10 上调频服务出清结果

Table 10 Clearing results of up regulation service

场景	上调频边际容 量价格 /(元·MW ⁻¹)	上调频边际 里程价格 /(元·MW ⁻¹)	按边际 计算调频 费用/元	按报价 计算调频 费用/元
场景1	6	16	2160	1562
场景2	6	16	2700	2014
场景3	6	16	3210	2400

表 11 下调频服务出清结果

Table 11 Clearing results of down regulation service

场景	下调频边际容量 价格/(元·MW ⁻¹)	下调频边际里程 价格/(元·MW ⁻¹)	按边际计算调频 费用/元	DPV1的调频 收益/元	DPV2的调频 收益/元	DPV3的调频 收益/元
场景1	4	13.333	1 759.96	0	0	306.66
场景2	4	13.333	2 230.616	0	248.395	306.66
场景3	4	13.333	2 645.273	0	82.798	306.66

由表10可以看出,调频里程补偿虽然增加了调频费用,但有利于激励各市场主体提供更多更优质的调频服务,否则各市场主体的实际调频量与补偿费用不符。另外对于边际结算和报价结算2种方式,表面上看按报价结算的费用更低,但算例中只是基于成本报价,而实际中各市场主体都是逐利的,为了追求自身利益的最大化,会抬高报价并研究竞价策略,这不利于调频市场的发展。虽然按边际价格结算时,由于火电2的上调频容量价格较高使得边际容量价格较高,进而拉高了整个调频服务费用,但是边际价格结算有利于使处在价格边际的市场主体通过降低自身报价或提高自身调频性能来获得更多收益,从而使调频价格更加接近真实成本。因此,采用边际价格结算的方式不仅能够逐步降低电网调频费用,也能够提高电网的调频能力,更有利于调频市场的可持续发展。

由DPV1和DPV2的收益结果可知, 提高分布式光伏集成商的可信度指标, 能够显著提高其自身调频收益。对于含储能的DPV3, 其以优异的调频性能和较低的调频价格在调频市场中全部中标, 获得的收益也较高。由于场景3所需的调频需求大, 而DPV2的可信度较低, 使得其中标量减少, 收益也与场景2的收益相差较大。因此, 分布式光伏集成商配置储能或提高自身可信度指标, 能够显著提高其在调频市场中的收益。

5 结语

本文针对高比例分布式光伏并网带来的调频压力问题,提出了分布式光伏通过集群成集成商参与调频辅助服务的交易机制。讨论了分布式光伏参与调频的准入条件和“两个细则”模式下的补偿机制。提出了分布式光伏参与调频的市场机制,考虑了调频容量和调频里程2种交易标的,给出了调频市场的交易流程、出清模型、结算与分摊机制。对某省电网的算例分析验证了所提调频辅助服务交易机制的有效性。后续可以继续研究如何设计商业模式以促使分布式光伏组成

集成商参与调频，并研究集成商内部各主体的收益分摊策略与模型。

参考文献

- [1] 肖谦,陈政,朱宗耀,等.适应分布式发电交易的分散式电力市场探讨[J].电力系统自动化,2020,44(1):208-218.
XIAO Qian, CHEN Zheng, ZHU Zongyao, et al. Discussion on decentralized electricity market for distributed generation transactions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 208-218(in Chinese).
- [2] 赵波,张雪松,洪博文.大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J].电力自动化设备,2012,32(8):95-100.
ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, HONG Bowen. Energy penetration of large-scale distributed photovoltaic sources integrated into smart distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(8): 95-100(in Chinese).
- [3] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等.面向不同投资主体的分布式光伏运营策略研究[J].电网技术,2017,41(1):93-98.
XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Operating strategy of distributed PV system for different investors[J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 93-98(in Chinese).
- [4] WALLING R A, SAINT R, DUGAN R, et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(3): 1636-1644.
- [5] DING M, XU Z C, WANG W S, et al. A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 639-652.
- [6] Zheng W, Wu W, Zhang B. A fully distributed reactive power optimization and control method for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 1021-1033.
- [7] 国家发展改革委.国家发展改革委关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知[EB/OL]. (2019-04-28) [2020-08-06]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcxfb/tz/201904/t20190430_962433.html.
- [8] 国家能源局.国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知[EB/OL]. (2019-01-10)[2020-08-06]. <http://www.nea.gov.cn/2019-01-10/>

- 01/10/c_137731320.htm.
- [9] 陈雯, 孙荣峰, 邱靖, 等. 考虑电池寿命的虚拟电厂调频竞标模型及合作利润分配策略[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 374-384.
- CHEN Wen, SUN Rongfeng, QIU Jing, et al. Profit allocation and frequency regulation bidding strategy of virtual power plant considering battery cycle life[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 374-384(in Chinese).
- [10] 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(in Chinese).
- [11] 盛万兴, 吴鸣, 季宇, 等. 分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2175-2186.
- SHENG Wanxing, WU Ming, JI Yu, et al. Key techniques and engineering practice of distributed renewable generation clusters integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2175-2186(in Chinese).
- [12] WANG Z G, WU W C, ZHANG B M. A fully distributed power dispatch method for fast frequency recovery and minimal generation cost in autonomous microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 19-31.
- [13] 窦晓波, 常莉敏, 倪春花, 等. 面向分布式光伏虚拟集群的有源配电网多级调控[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(3): 21-31.
- DOU Xiaobo, CHANG Limin, NI Chunhua, et al. Multi-level dispatching and control of active distribution network for virtual cluster of distributed photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(3): 21-31(in Chinese).
- [14] 焦田利, 章坚民, 李熊, 等. 基于空间相关性的大规模分布式用户光伏空间分群方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(21): 97-105.
- JIAO Tianli, ZHANG Jianmin, LI Xiong, et al. Spatial clustering method for large-scale distributed user photovoltaics based on spatial correlation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(21): 97-105(in Chinese).
- [15] 洪博文, 李琼慧, 何永胜, 等. 虚拟电厂在分布式光伏发电应用示范区中的应用及前景[J]. 电力建设, 2017, 38(9): 32-37.
- HONG Bowen, LI Qionghui, HE Yongsheng, et al. Applications and prospect of virtual power plant in distributed photovoltaic generation application demonstration area[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(9): 32-37(in Chinese).
- [16] 袁晓冬, 费骏韬, 胡波, 等. 资源聚合商模式下的分布式电源、储能与柔性负荷联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(22): 17-26.
- YUAN Xiaodong, FEI Juntao, HU Bo, et al. Joint scheduling model of distributed generation, energy storage and flexible load under resource aggregator mode[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(22): 17-26(in Chinese).
- [17] 陈达鹏, 荆朝霞. 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(18): 1-9.
- CHEN Dapeng, JING Zhaoxia. Analysis of frequency modulation compensation mechanism in frequency modulation ancillary service market of the United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(18): 1-9(in Chinese).
- [18] 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 1-10.
- CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, et al. Analysis on pricing mechanism in frequency regulation ancillary service market of United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 1-10(in Chinese).
- [19] 国家能源局南方监管局. 广东调频辅助服务市场交易规则(试行)[S]. 2018.
- [20] 国家能源局华中监管局. 华中区域发电厂并网运行管理实施细则[S]. 2019.
- [21] 国家能源局华北监管局. 华北区域发电厂并网运行管理实施细则[S]. 2019.
- [22] 靳现林, 赵迎春, 吴刚. 考虑分布式光伏和电动汽车接入的配电网空间负荷预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 10-19.
- JIN Xianlin, ZHAO Yingchun, WU Gang. Space load forecasting of distribution network considering distributed PV and electric vehicle access[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 10-19(in Chinese).
- [23] 何永秀, 周丽, 庞越侠, 等. 新电改下基于引发责任的调频辅助服务成本分摊机制设计[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(18): 88-94.
- HE Yongxiu, ZHOU Li, PANG Yuexia, et al. Design of causing responsibility based cost allocation mechanism for frequency regulation ancillary service in new electricity reform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(18): 88-94(in Chinese).
- [24] 龙苏岩, 冯凯, 徐骏, 等. 电力现货市场下不平衡费用构成及分摊机制研究[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2649-2658.
- LONG Suyan, FENG Kai, XU Jun, et al. Research on unbalanced cost composition and allocation mechanism in spot electricity market[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2649-2658(in Chinese).

收稿日期: 2020-06-02; 修回日期: 2020-08-05。

作者简介:



赵晋泉

赵晋泉(1972), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化运行、电压稳定分析与控制、电力市场。通信作者, E-mail: zhaojinquan@hhu.edu.cn。

孙中昊(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场, E-mail: sun.zhonghao@foxmail.com。

(责任编辑 张宇)