

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190678

# 考虑可控负荷功率调整的电力服务商分段式补偿定价决策

杨洪朝<sup>1</sup>, 牛犇<sup>2</sup>, 孟科<sup>3</sup>, 徐江平<sup>3</sup>, 罗翼婷<sup>4</sup>

(1. 长沙民政职业技术学院软件学院, 湖南 长沙 410004; 2. 国网冀北电力有限公司张家口供电公司, 河北 张家口 075000; 3. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南省电动交通与智能配网工程技术研究中心, 湖南 长沙 410114; 4. 长沙理工大学经济与管理学院, 湖南 长沙 410076)

**摘要:** 鉴于分布式电源出力与终端用户负荷需求的随机性, 电力服务商实际购买电量与电力市场竞标电量存在偏差, 这种偏差会带来惩罚成本。为此, 考虑将需求侧可控负荷作为可调度资源, 基于可控负荷用户增/减负荷成本函数, 提出了一种分段式价格形式的多选项可控负荷功率调整补偿合同。为实现电力服务商与可控负荷用户双赢, 建立了兼顾电力服务商经济效益和可控负荷用户需求响应效益的 $1-K$ 型 stackelberg 主从博弈模型, 并采用基于遗传算法的逆向归纳法求解。最后, 通过算例对比了分段式补偿电价和固定补偿电价下电力服务商运营收益和可控负荷用户功率调整量之间的变化情况。仿真结果表明, 所提出的分段式补偿定价方法能够明显降低惩罚成本, 有效提高用户需求响应的参与度, 实现需求响应资源的优化配置。

**关键词:** 电力服务商; 可控负荷需求响应; 惩罚成本; 分段式补偿电价; 主从博弈

## Segmented compensation pricing decision of electric power service providers considering controllable load power adjustment

YANG Hongzhao<sup>1</sup>, NIU Ben<sup>2</sup>, MENG Ke<sup>3</sup>, XU Jiangping<sup>3</sup>, LUO Yiting<sup>4</sup>

(1. School of Software, Changsha Social Work College, Changsha 410004, China; 2. Zhangjiakou Power Supply Company, State Grid Jibei Electric Power Company Limited, Zhangjiakou 075000, China; 3. School of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science and Technology, Hunan Provincial Engineering Research Center of Electric Transportation and Smart Distribution Network, Changsha 410114, China; 4. School of Economics and Management, Changsha University of Science and Technology, Changsha 410076, China)

**Abstract:** Because of the randomness of the output of distributed power supply and the load demand of end users, there exists a deviation between the actual electricity purchased by the power service provider and the electricity bidding in the wholesale market. This brings a penalty cost. Therefore, by considering the controllable load on the demand-side as a schedulable resource, this paper proposes a multi-option controllable load power adjustment compensation contract in the form of a segmented price based on the cost function of increasing/reducing load for users of a controllable load. In order to achieve a win-win situation between power service providers and controllable load users, a  $1-K$  Stackelberg master-slave game model with both economic benefit and demand response benefit for power service providers is established. A reverse induction method based on a genetic algorithm is used to solve this problem. Finally, the changes between the operating income of power service providers and the power adjustment amount of controllable load users under the condition of a segmented compensation price and fixed compensation price are compared by numerical results. These show that the proposed segmented compensation pricing method can significantly reduce the penalty cost, effectively improve the participation of user demand response, and achieve the optimal allocation of demand response resources.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 71931003 and No. 71420107027).

**Key words:** power service providers; controllable load demand response; penalty costs; sectional compensation electricity price; a master-slave game

## 0 引言

智能电网将信息化、数字化、智能化技术全面

应用于发电、输电、配电、售电和用电各个环节, 从各环节、全方位、深层次地整体优化电力系统运营和管理, 实现最大程度的能源利用。随着智能电网技术的快速发展, 终端用户从完全被动的不可控负荷转变为主动参与电力市场和系统调度的可控负荷<sup>[1-2]</sup>。部分售电公司转型成为同时具有能源消费和生产双重身份的电力服务商, 统一整合和管理位于

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(71931003, 71420107027); 湖南省科技计划项目资助(2019CT5001, 2018GK4002, 2019WK2011)

用户需求侧的分布式可再生电源、储能设备、电动汽车和可控用能设备等。

电力服务商提前预测分布式电源出力和用户负荷, 制定竞标电量和电价, 参与电力市场中长期交易和现货交易。由于用户负荷和分布式电源的功率波动, 电力服务商作为电力用户的代理商, 向交易中心提交的竞标电量与实际结算电量存在偏差。市场管理者为了更有效地运营市场和更可靠地运行电力系统, 针对该偏差有着不一样的惩罚措施。

以英国、北欧为代表的国家采用分散式市场模式, 由日前现货交易造成的偏差电量通过日内平衡市场进行调节, 出清交易并结算<sup>[3]</sup>。以美国、澳大利亚为代表的国家采用集中式市场模式, 以中长期差价合同管理市场风险, 采用考虑安全约束的全电量集中竞价现货市场模式, 无额外的偏差惩罚费用<sup>[4]</sup>。当前, 我国正处于从中长期交易市场向中长期交易和现货交易过渡的市场模式, 在部分省市刚刚开展了现货交易试点, 尚没有实现以天为单位的交易结算。大部分省份, 如湖南、安徽都还未建立现货交易, 实施按月结算的中长期交易, 月内造成的电量偏差结算机制为电力服务商带来了巨大的偏差惩罚成本<sup>[5]</sup>。因此, 电力服务商根据负荷需求和分布式电源出力不确定性, 以考虑电量偏差惩罚成本的效益最大化为目标, 制定合理的补偿价格有效激励可控负荷参与交易具有重要的研究意义。

合理、灵活和有效的需求侧电价机制对调动用户参与需求响应的积极性, 提高需求响应资源利用效率具有重要的应用价值和理论意义<sup>[6-7]</sup>。需求侧通过实时定价、分时定价等手段, 改变用户的用电行为。文献[8]采用需求价格弹性矩阵刻画微电网的用电量随电价的变化情况, 以削峰填谷为目标, 考虑微电网侧的用电响应收益及微电网负荷消减或电源出力等约束条件, 建立了微电网的分时电价和实时电价模式下需求响应优化策略。文献[9]中提出了一种基于分时电价的博弈论方法, 该研究采用逆向归纳法来制定策略, 使售电公司的利润最大化。文献[10-11]运用机制设计理论思想建立了一种可中断或消减负荷补偿定价合同, 以驱使用户自愿参与中断, 但该模型未考虑可控负荷用户的风险偏好及功率调整成本对电价制定的影响。为此, 文献[12]分析了不同种类的电力负荷对于电价的不同响应, 构建了以用户满意度最优为目标的电量优化模型, 并通过电力生产企业盈亏平衡和各类负荷用户的弹性需求变化, 建立了考虑用户满意度的峰谷分时电价联合模型, 但该模型未从经济的角度考虑用户的用电行为。文献[13]在需求侧接入大量分布式电源市场环

境下, 以电力服务商运营收益和用户经济效益最大为目标, 构建了动态分时电价的双层优化模型。然而, 这些需求侧电价决策模型均未考虑可控负荷用户作为电价的决策者与电力服务商之间的主动博弈行为, 没有涉及用户对不同电价的偏好选择对电力服务商定价的影响。

基于上述分析, 本文研究电力服务商与可控负荷用户利益的优化问题, 创新工作主要包括: 考虑来自中长期交易合同的偏差惩罚, 引入正、负不平衡惩罚电价, 计算电力服务商竞标电量与实际购电量偏差带来的惩罚成本; 利用需求侧可控负荷作为可调度资源, 基于可控负荷用户增/减负荷成本函数, 提出了一种分段式价格形式的多选项可控负荷功率调整补偿合同; 建立了兼顾电力服务商经济运营和可控负荷用户需求响应效益的1-K型stackelberg主从博弈模型。采用基于遗传算法的逆向归纳法对所提模型进行求解, 并通过算例仿真验证所提模型和方法的有效性。

## 1 考虑可控负荷需求响应的电力服务商运营模式

### 1.1 电力服务商参与市场交易框架设计

随着越来越多的分布式电源和储能装置接入需求侧, 终端用户从不可控负荷转变为可控负荷, 组成具有能源消费和生产双重身份的生产型消费者(prosumer)。电力服务商作为服务代理商, 统一整合和管理大量的生产型消费者、常规用户以及储能系统, 其参与市场交易框架如图1所示。

图1描述了电力服务商参与现货前的中长期市场集中竞价和偏差电量结算的一种交易过程。在中长期市场集中竞价中, 电力服务商根据终端用户的

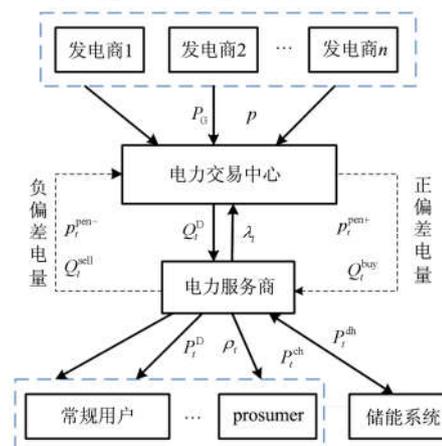


图1 电力服务商参与市场交易框架

Fig. 1 Electricity service providers participate in the market trading framework

负荷需求与分布式电源出力的预测值以及市场允许的最低价格,向交易中心提交月度的竞标信息(价格-电量组合)。交易中心收到提交的竞标电量后,确定批发市场出清电量和价格。电力服务商按照竞标电量和市场出清电价结算购电成本<sup>[14]</sup>。在实际运行中,由于分布式电源出力和负荷需求的随机波动,电力服务商参与市场的竞标电量与实际电量必然存在偏差。交易中心采用惩罚电价按月对偏差电量进行结算。

交易中心以电力服务商签订的月度交易合同购电量为基准值 $Q_d$ 。当用户实际用电量超出基准值时, $x_1\%$ 以内的多用电量免于偏差考核, $x_1\%$ 以外的多用电量按照交易中心设定的正不平衡惩罚电价收取偏差考核费用;当用户实际用电量少于基准值时, $x_2\%$ 以内的少用电量免于偏差考核, $x_2\%$ 以外的少用电量按照交易中心设定的负不平衡惩罚电价收取偏差考核费用。正、负不平衡惩罚电价,月度偏差考核费用,如式(1)~式(3)所示。

$$p_i^{\text{pen}+} = \xi_+ \times \lambda_i \quad (1)$$

$$p_i^{\text{pen}-} = \xi_- \times \lambda_i \quad (2)$$

$$\Pi_2 = \begin{cases} \Delta Q_p p_i^{\text{pen}-}; & \Delta Q_p \leq -x_2\%Q_d \\ 0; & -x_2\%Q_d \leq \Delta Q_p \leq x_1\%Q_d \\ \Delta Q_p p_i^{\text{pen}+}; & x_1\%Q_d \leq \Delta Q_p \end{cases} \quad (3)$$

式中: $p_i^{\text{pen}+}$ 和 $p_i^{\text{pen}-}$ 分别表示正、负偏差惩罚电价; $\xi_+$ 和 $\xi_-$ 分别为正、负惩罚系数; $\lambda_i$ 为批发电价; $\Pi_2$ 为月末偏差电量惩罚成本; $\Delta Q_p$ 为月度结算时偏差电量。

需求侧存在数量可观、地域分散的空调、电动汽车、热水器等可控负荷设备,电力服务商通过与各类终端用户签订合同,获得可控负荷设备的运行控制权<sup>[15-16]</sup>。在满足用户自身用电舒适度的前提下,优化调度可控负荷的运行,平抑竞标电量与实际购电量的偏差。电力服务商调度可控负荷减少或增加设备功率时,通过分段式补偿合同给予经济补偿。

### 1.2 可控负荷功率调整的分段式补偿合同设计

对于不同类型的可控负荷,由于负荷功率调整成本不同,故其意愿参与增/减负荷率所需的经济补偿不同。因此,电力服务商需设计并提供一个供用户自主选择的多选项分段式补偿合同<sup>[17]</sup>,其补偿电价各段选项能够有效反映不同类型可控负荷及价格,激励各类用户参与需求响应。

#### 1) 可控负荷减功率补偿合同

电力服务商针对参与负荷消减的用户制定了分段式减功率补偿合同,合同提供了 $m$ 个选项,每个

选项由不同消减负荷功率 $\Delta P_i^-$ 和减功率补偿电价 $p_i^{\text{com}-}$ 组成,记为 $(\Delta P_i^-, p_i^{\text{com}-})$ ,其中 $i=1,2,\dots,m$ 。电力服务商存在正偏差电量时,可控负荷用户 $k$ 消减负荷功率 $\Delta P_{k,t}^-$ 获得的经济补偿 $U_{k,t}^-$ 为

$$U_{k,t}^- = \begin{cases} \Delta P_{k,t}^- p_1^{\text{com}-}; & \Delta P_0^- \leq \Delta P_{k,t}^- \leq \Delta P_1^- \\ \Delta P_{k,t}^- p_2^{\text{com}-}; & \Delta P_1^- \leq \Delta P_{k,t}^- \leq \Delta P_2^- \\ \vdots \\ \Delta P_{k,t}^- p_m^{\text{com}-}; & \Delta P_{m-1}^- \leq \Delta P_{k,t}^- \leq \Delta P_m^- \end{cases} \quad (4)$$

由于可控负荷用户在不同时段消减负荷功率成本不同,各时段采取统一的减功率补偿电价不利于加强用户参与需求响应的积极性。参照文献[18],定义 $t$ 时段减功率补偿电价 $p_i^{\text{com}-}$ 为该时段零售电价乘以电价补偿率,如式(4)所示。

$$p_i^{\text{com}-} = \rho_i \delta_i \quad (5)$$

式中: $\rho_i$ 为 $t$ 时段电力零售电价; $\delta_i$ 为减功率补偿合同第 $i$ 个选项对应的电价补偿率。

#### 2) 可控负荷增功率补偿合同

电力服务商存在负偏差电量时,可控负荷用户 $k$ 增加负荷功率 $\Delta P_{k,t}^+$ 获得的经济补偿 $U_{k,t}^+$ 可以通过式(5)、式(6)来表示。

$$U_{k,t}^+ = \begin{cases} \Delta P_{k,t}^+ p_1^{\text{com}+}; & \Delta P_0^+ \leq \Delta P_{k,t}^+ \leq \Delta P_1^+ \\ \Delta P_{k,t}^+ p_2^{\text{com}+}; & \Delta P_1^+ \leq \Delta P_{k,t}^+ \leq \Delta P_2^+ \\ \vdots \\ \Delta P_{k,t}^+ p_m^{\text{com}+}; & \Delta P_{m-1}^+ \leq \Delta P_{k,t}^+ \leq \Delta P_m^+ \end{cases} \quad (6)$$

$$p_i^{\text{com}+} = \rho_i \pi_i \quad (7)$$

式中: $p_i^{\text{com}+}$ 为分段式增功率补偿合同第 $i$ 个选项对应补偿电价; $\pi_i$ 为增功率补偿合同第 $i$ 个选项对应的电价折扣率<sup>[19]</sup>。

## 2 基于主从博弈决策的可控负荷功率调整补偿定价模型

可控负荷用户功率调整的优化过程需要以电力服务商与用户签订可中断负荷补偿电价合同为基础,电力服务商的运营成本受到可中断负荷用户功率调整的影响,用户改变用电消费行为,需根据电力服务商的要求,做出响应决策,因此1个电力服务商与 $K$ 个可控负荷用户的博弈可构建为一个1- $K$ 型stackelberg主从博弈<sup>[20]</sup>。

根据电力服务商的月度交易下典型日场景,采用蒙特卡罗抽样法生成月度偏差电量场景,以电力服务商运营成本最小和用户收益最大为优化目标,设计分段式可控负荷用户功率调整补偿定价模型,

激励用户参与需求响应计划, 从而平抑月度偏差电量惩罚。

## 2.1 上层优化模型

上层优化问题以增、减功率补偿合同和 BESS 充放电功率为决策变量, 实现电力服务商月度运营成本的最小。

### 2.1.1 上层优化目标函数

电力服务商月度运营成本由四部分组成: 从批发市场购买电量成本  $\Pi_1$ ; 月末偏差电量惩罚成本  $\Pi_2$ ; 可控负荷需求响应成本  $\Pi_3$ ; BESS 运行维护成本  $\Pi_4$ 。

$$\min E_M = \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + \Pi_4 \quad (8)$$

$$Q_d = \sum_{w=1}^W \chi(w) \sum_{t=1}^T (\mu_{w,t}^- Q_{w,t}^- + \mu_{w,t}^+ Q_{w,t}^+) \Delta t \quad (9)$$

$$\Pi_1 = Q_d \lambda_t + \Delta Q_p \lambda_t \quad (10)$$

$$\Pi_3 = \sum_{w=1}^W \chi(w) \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K (U_{k,t}^- + \Delta P_{k,t}^- \rho_t + U_{k,t}^+ - \Delta P_{k,t}^+ \rho_t) \Delta t \quad (11)$$

$$\Pi_4 = \sum_{w=1}^W \chi(w) \sum_{t=1}^T ((P_t^{\text{ch}} + P_t^{\text{dh}}) C_{\text{BESS}} \Delta t + C_{\text{BESS}}^{\text{ctd}} \alpha_t^{\text{ctd}} + C_{\text{BESS}}^{\text{dte}} \alpha_t^{\text{dte}}) \quad (12)$$

式中:  $\chi(w)$  为月度交易下典型日  $w$  发生的频次(按天计算);  $W$  为典型日总数;  $Q_{w,t}^+$  和  $Q_{w,t}^-$  分别为实施平抑手段后电力服务商后的正、负偏差功率;  $\mu_{w,t}^+$  和  $\mu_{w,t}^-$  为 0-1 变量, 当  $Q_{w,t}^+ > 0$  时,  $\mu_{w,t}^+ = 1$ , 当  $Q_{w,t}^- > 0$  时,  $\mu_{w,t}^- = 1$ ;  $\Delta t$  为日调度时间间隔;  $T$  为日总调度数;  $K$  为可控负荷用户总数。为了约束 BESS 可能出现的频繁充放电情况和规范 BESS 充放电行为<sup>[21]</sup>, 式(12)中考虑了 BESS 运行维护成本和充放电转换成本, 其中:  $P_t^{\text{ch}}$  和  $P_t^{\text{dh}}$  分别为  $t$  时段 BESS 充、放电功率;  $C_{\text{BESS}}$  为 BESS 运行维护成本;  $\alpha_t^{\text{ctd}}$  和  $\alpha_t^{\text{dte}}$  分别为 BESS 充电转放电、放电转充电的 0-1 状态变量;  $C_{\text{BESS}}^{\text{ctd}}$  和  $C_{\text{BESS}}^{\text{dte}}$  分别为 BESS 充电转放电、放电转充电成本<sup>[22]</sup>。

### 2.1.2 上层优化约束条件

#### 1) 功率平衡约束

$$Q_{w,t}^- = Q_{w,t}^{\text{D}} \eta_{w,t} + P_t^{\text{ch}} - P_t^{\text{dh}} + \sum_{k=1}^K (\Delta P_{k,t}^+ - \Delta P_{k,t}^-) \quad (13)$$

$$Q_{w,t}^+ = P_t^{\text{dh}} - P_t^{\text{ch}} + \sum_{k=1}^K (\Delta P_{k,t}^- - \Delta P_{k,t}^+) - Q_{w,t}^{\text{D}} \eta_{w,t} \quad (14)$$

式中:  $Q_{w,t}^{\text{D}}$  为典型日  $w$  时段  $t$  的负荷功率;  $\eta_{w,t}$  为典型日  $w$  下时段  $t$  电力服务商购电功率偏差系数。

#### 2) BESS 运行约束

$$0 \leq P_t^{\text{ch}} \leq \beta_t^{\text{ch}} P_{\text{ES}} \quad (15)$$

$$0 \leq P_t^{\text{dh}} \leq \beta_t^{\text{dh}} P_{\text{ES}} \quad (16)$$

$$E_t = E_{t-1} + P_t^{\text{ch}} \eta_{\text{ch}} \Delta t - P_t^{\text{dh}} \Delta t / \eta_{\text{dh}} \quad (17)$$

$$E_0 = E_T \quad (18)$$

$$\gamma_{\min} Q_{\text{ES}} \leq E_t \leq \gamma_{\max} Q_{\text{ES}} \quad (19)$$

式中:  $P_{\text{ES}}$  和  $Q_{\text{ES}}$  分别为 BESS 额定功率和额定容量;  $\beta_t^{\text{ch}}$  和  $\beta_t^{\text{dh}}$  为 0-1 变量, 分别表示 BESS 的充电状态和放电状态,  $\beta_t^{\text{ch}} = 1$  表示充电,  $\beta_t^{\text{dh}} = 1$  表示放电;  $E_t$  为  $t$  时段 BESS 核电容量;  $\eta_{\text{ch}}$  和  $\eta_{\text{dh}}$  分别为 BESS 充、放电效率;  $\gamma_{\max}$  和  $\gamma_{\min}$  分别为 BESS 最大、最小核电状态系数。

#### 3) 0-1 变量约束

$$\alpha_t^{\text{ctd}} - \alpha_t^{\text{dte}} = \beta_{t+1}^{\text{dh}} - \beta_t^{\text{dh}} \quad (20)$$

$$\alpha_t^{\text{ctd}} + \alpha_t^{\text{dte}} \leq 1 \quad (21)$$

$$\beta_t^{\text{ch}} + \beta_t^{\text{dh}} \leq 1 \quad (22)$$

$$\mu_{w,t}^+ + \mu_{w,t}^- \leq 1 \quad (23)$$

式(20)、式(21)表示 BESS 的充放电转换约束; 式(22)表明在任意时刻 BESS 只能处于充电、放电或闲置三种状态中的一种状态。

## 2.2 下层优化模型

### 2.2.1 下层优化目标函数

下层优化问题以各时段可控负荷用户增、减功率为决策变量, 实现用户需求响应效益的最大化。目标函数如式(24)所示。

$$\max E_{\text{SK}} = \sum_{t=1}^T \{(U_{k,t}^+ - C_{k,t}^+) + (U_{k,t}^- - C_{k,t}^-)\} \quad (24)$$

根据文献[23]用户  $k$  增加负荷功率成本  $C_{k,t}^+$  和消减负荷功率成本  $C_{k,t}^-$  可表示为

$$C_{k,t}^+ = a_k^+ (\Delta P_{k,t}^+)^2 + b_k^+ \Delta P_{k,t}^+ - b_k^+ \Delta P_{k,t}^+ \theta_k^+ \quad (25)$$

$$C_{k,t}^- = a_k^- (\Delta P_{k,t}^-)^2 + b_k^- \Delta P_{k,t}^- - b_k^- \Delta P_{k,t}^- \theta_k^- \quad (26)$$

式中:  $b_k^-$ 、 $a_k^-$  分别表示用户  $k$  消减负荷成本函数的一次项系数和二次项系数;  $b_k^+$ 、 $a_k^+$  分别表示用户  $k$  增加负荷成本函数的一次项系数和二次项系数;  $\theta_k^+$ 、 $\theta_k^-$  分别表示用户  $k$  愿意参与增、减负荷的类型参数, 类型参数  $\theta_k^+$  和  $\theta_k^-$  取值越大, 表明用户  $k$  增、减负荷意愿越大。

### 2.2.2 下层优化约束条件

#### 1) 可控负荷参与响应约束

如果参与需求响应会增加自身收益, 用户将自愿与电力服务商签订功率调整合同, 否则不参与, 即用户获得的功率调整成本不低于功率调整产生的额外损失, 其可表示为

$$U_{k,t}^+ - C_{k,t}^+ \geq 0 \quad (27)$$

$$U_{k,t}^- - C_{k,t}^- \geq 0 \quad (28)$$

2) 可控负荷功率调整范围约束

$$v_{k,t}^+ \Delta P_{k,t,\min}^+ \leq \Delta P_{k,t}^+ \leq v_{k,t}^+ \Delta P_{k,t,\max}^+ \quad (29)$$

$$v_{k,t}^- \Delta P_{k,t,\min}^- \leq \Delta P_{k,t}^- \leq v_{k,t}^- \Delta P_{k,t,\max}^- \quad (30)$$

$$-\Delta P_{\max,k}^- \leq \sum_{t=1}^T (v_{k,t}^+ \Delta P_{k,t}^+ - v_{k,t}^- \Delta P_{k,t}^-) \leq \Delta P_{\max,k}^+ \quad (31)$$

式中： $v_{k,t}^+$ 和 $v_{k,t}^-$ 分别代表用户 $k$ 在时段 $t$ 的增加功率和消减功率的0-1状态变量； $\Delta P_{k,t,\min}^+$ 和 $\Delta P_{k,t,\max}^+$ 分别表示用户 $k$ 在时段 $t$ 最小允许增加负荷功率和最大允许增加负荷功率； $\Delta P_{k,t,\min}^-$ 和 $\Delta P_{k,t,\max}^-$ 分别为用户 $k$ 在时段 $t$ 最小允许消减负荷功率和最大允许消减负荷功率； $\Delta P_{\max,k}^+$ 和 $\Delta P_{\max,k}^-$ 分别为用户 $k$ 在整个调度周期内最大允许消减负荷量和增加负荷量。

3) 可控负荷功率调整持续时间约束

$$\sum_{t=\tau}^{\tau+T_{\min,k}^+-1} v_{k,t}^+ \geq T_{\min,k}^+ (v_{k,\tau}^+ - v_{k,\tau-1}^+), \tau=1, \dots, T-T_{\min,k}^+ + 1 \quad (32)$$

$$\sum_{t=\tau}^T [v_{k,t}^+ - (v_{k,\tau}^+ - v_{k,\tau-1}^+)] \geq 0, \tau=T-T_{\min,k}^+ + 2, \dots, T \quad (33)$$

$$\sum_{t=\tau}^{\tau+T_{\max,k}^+} (1 - v_{k,t}^+) \geq 1, \tau=1, \dots, T-T_{\max,k}^+ \quad (34)$$

$$\sum_{t=\tau}^{\tau+T_{\min,k}^--1} v_{k,t}^- \geq T_{\min,k}^- (v_{k,\tau}^- - v_{k,\tau-1}^-), \tau=1, \dots, T-T_{\min,k}^- + 1 \quad (35)$$

$$\sum_{t=\tau}^T [v_{k,t}^- - (v_{k,\tau}^- - v_{k,\tau-1}^-)] \geq 0, \tau=T-T_{\min,k}^- + 2, \dots, T \quad (36)$$

$$\sum_{t=\tau}^{\tau+T_{\max,k}^-} (1 - v_{k,t}^-) \geq 1, \tau=1, \dots, T-T_{\max,k}^- \quad (37)$$

式中： $T_{\max,k}^-$ 和 $T_{\min,k}^-$ 分别表示参与用户 $k$ 需消减负荷功率的最大时间和最小时间； $T_{\max,k}^+$ 和 $T_{\min,k}^+$ 分别表示参与用户 $k$ 需增加负荷功率的最大时间和最小时间；式(32)一式(37)可类比于发电机组的最小启停时间约束。

4) 可控负荷功率调整频次约束

为避免多次长时间地对可控负荷用户进行增、减功率操作，对调度周期内可控负荷的功率调整频次做出约束，如式(38)、式(39)所示。

$$\sum_{t=1}^{T-1} (v_{k,t+1}^+ - v_{k,t}^+) \leq N_{\max,k}^+ \quad (38)$$

$$\sum_{t=1}^{T-1} (v_{k,t+1}^- - v_{k,t}^-) \leq N_{\max,k}^- \quad (39)$$

式中， $N_{\max,k}^+$ 和 $N_{\max,k}^-$ 分别表示可控负荷用户 $k$ 在整个调度周期内允许的最大增、减功率频次。

5) 0-1 变量约束

$$v_{k,t}^+ + v_{k,t}^- \leq 1 \quad (40)$$

式(40)表明用户 $k$ 只选择消减或增加负荷功率响应中的一种形式。

### 3 模型求解方法

通常，一个博弈包括博弈方、博弈方策略及收益几个主要因素，上述所构建的1-K型stackelberg主从博弈的主要因素如下所述：

1) 博弈方包括电力服务商 $M$ (主导者)以及可控负荷用户集合 $S$ (随从者)。

2) 电力服务商需求响应定价策略空间 $M_L$ 。

3)  $E_M$ 为月度运营成本，根据式(8)计算得到。

4)  $\{S_{F1}, S_{F2}, \dots, S_{Fk}\}$ 为集合 $S$ 中每个可控负荷用户增减负荷策略集合，可控负荷用户从中选择自身的响应策略，如 $\{s_{F1}, s_{F2}, \dots, s_{Fk}\}$ 。

5)  $\{E_{S1}, E_{S2}, \dots, E_{Sk}\}$ 为可控负荷用户参与响应的收益，根据式(24)计算得到。

子博弈精炼纳什均衡求解方法，首先主导者从其策略空间 $M_L$ 中选择 $m_L$ ，分析随从者的 $K$ 个博弈者在 $m_L$ 条件下的最优决策，即由随从者的决策问题 $\max E_{Sk}(m_L, s_{Fk})$ 得到最优响应 $s_{Fk} = V_k(m_L)$  ( $k=1, 2, \dots, K$ )；由于主导者可预测到随从者作出的前述策略 $s_{Fk}$ ，则其决策问题为 $\max E_M(m_L, V_1(m_L), \dots, V_k(m_L))$ ，求解得到 $m_L^* = \arg \max E_M(m_L, V_1(m_L), \dots, V_k(m_L))$ ，并获取策略 $m_L^*$ 下随从者的响应策略 $s_{Fk}^* = V_k(m_L^*)$ 。至此获得主从博弈均衡解 $(s_{Fk}^*, m_L^*)$ 。

考虑到主从博弈上、下层优化模型均为非线性规划问题，采用遗传算法求解1-K型stackelberg主从博弈模型。

## 4 算例分析

### 4.1 算例参数

假定电力服务商代理着某商住两用社区参与电力市场运营。该社区共包含10栋商住两用型建筑，每栋建筑屋顶铺设光伏板。电量的偏差系数 $\eta_t$ 服从高斯分布 $N(0, 1.9651^2)$ ，采用蒙特卡洛模拟法对电量偏差系数进行场景生成，最终产生100组场景。正、负偏差考核范围均为2%。批发电价 $\lambda_t$ 为60美元/MWh，选取该商住社区6月的实际负荷数据进

行算例分析。商住社区 6 月典型日负荷曲线如图 2 所示。

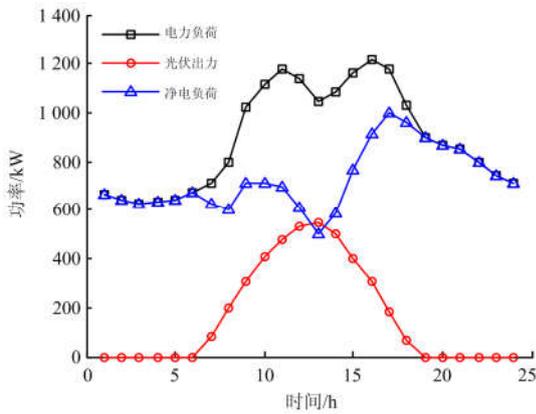


图 2 商住社区 6 月典型日负荷曲线

Fig. 2 Typical daily load curves of commercial and residential communities in June

为了便于显示计算结果, 本算例假设等值聚合后可控负荷可分为高、中、低三种成本类型的用户, 三种不同类型的可控负荷在整个调度周期内允许的最大增、减功率频次均为 4 次, 其参数如表 1 所示。电池储能系统参数<sup>[24]</sup>: 额定容量为 200 kWh, 额定功率为 90 kW, 最大、最小核电状态系数为 0.9、0.2, 初始容量为 100 kWh, 充放电效率均为 95%, 放电转充电成本与充电转放电成本均为 0.15 美元。

表 1 可控负荷参数

Table 1 Controllable load parameter

类型	高成本	中成本	低成本
可控负荷总数	50	70	70
$(a^+, a^-)$ /(美元/MWh <sup>2</sup> )	(0.95, 1.0)	(0.9, 0.95)	(0.95, 0.9)
$(b^+, b^-)$ /(美元/MWh)	(90, 95)	(80, 85)	(75, 80)
$(\theta^+, \theta^-)$	(0.4, 0.45)	(0.35, 0.38)	(0.28, 0.3)
$(\Delta P_{max}^+, \Delta P_{max}^-)$ /kW	(140, 165)	(185, 205)	(215, 240)

#### 4.2 不同场景下月度市场偏差考核结果

本节设置三个场景对比分析需求响应计划的平衡效果。场景 1 中, 所有负荷均为传统负荷, 即不启动需求响应计划; 场景 2 中, 电力服务商采取固定补偿电价<sup>[25]</sup>, 激励可控负荷平抑偏差电量; 场景 3 中, 采用分段式补偿合同, 激励可控负荷平衡偏差电量。不同场景下需求响应计划优化结果如图 3 所示。

由图 3、表 2 可知: 场景 1、场景 2、场景 3 分别对可控负荷采取不同的激励措施, 月用电量变化曲线将有较大的变化, 场景 1 不启动需求响应项目, 产生较大的偏差考核费用, 使得总成本最高; 场景 2 采用固定补偿电价, 用户响应积极性一般,

能弥补部分偏差电量, 总成本低于场景 1; 场景 3 采用分段式补偿合同, 用户响应积极性最高, 偏差考核费用最低, 但由于可控负荷功率调整持续时间、功率调整频次等约束, 仍会存在偏差电量, 但总成本在 3 种场景中最低, 偏差电量弥补效果最好。

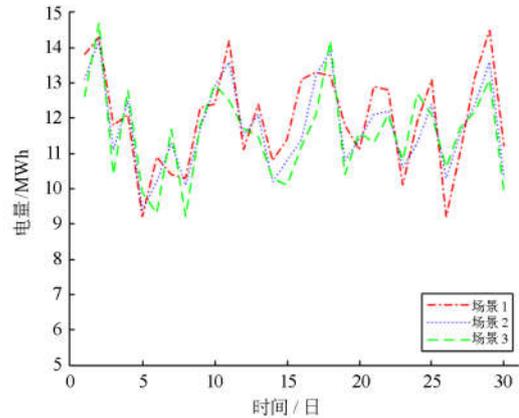


图 3 不同场景下月度电量变化曲线

Fig. 3 Typical daily Monthly power curve in different scenarios

表 2 不同场景下的电力服务商成本对比

Table 2 Cost comparison of power service providers in different scenarios

成本/美元	场景 1	场景 2	场景 3
市场购电成本	21 660	19 040	17 040
电价调节成本	0	2 520	3 020
偏差考核成本	7 380	3 460	1 700
总成本	29 040	25 020	21 760

#### 4.3 不同偏差惩罚电价下的收益分析

设置不同大小的偏差惩罚系数, 计算电力服务商月度运营成本、可控负荷用户需求响应收益以及增、减功率补偿电价(如图 4、图 5 和表 3、表 4 所示)。

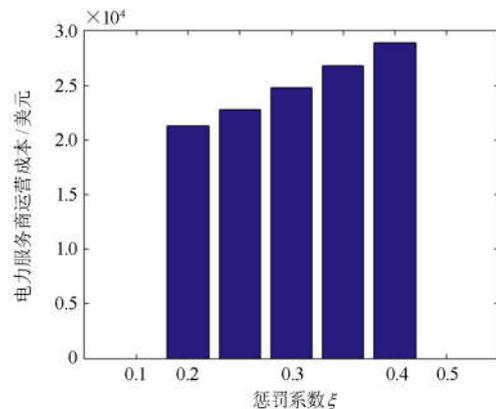


图 4 不同偏差惩罚电价下电力服务商运营成本

Fig. 4 Operating costs of electricity service providers under penalty electricity prices

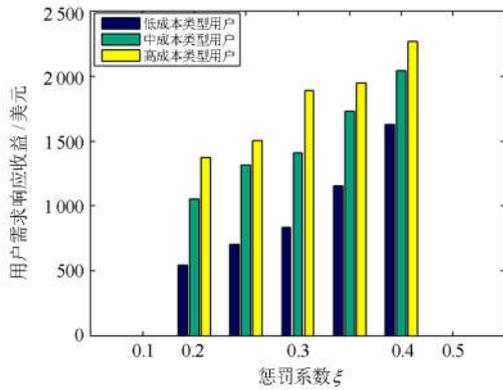


图 5 不同偏差惩罚电价下用户补偿收益

Fig. 5 User compensation income under different penalty electricity prices

表 3 不同偏差惩罚电价下的减功率补偿电价

Table 3 Different penalties under the power reduction compensation price

惩罚系数 $\xi$	电价补偿率/%
0.20	{6.52, 8.57, 11.53, 14.54, 18.26}
0.25	{7.05, 9.22, 13.51, 17.48, 21.52}
0.30	{8.03, 10.54, 14.05, 18.57, 23.79}
0.35	{9.46, 12.31, 16.08, 21.49, 28.24}
0.40	{10.19, 14.12, 17.53, 24.17, 32.48}

表 4 不同偏差惩罚电价下的增功率补偿电价

Table 4 Different penalty price under the power increase compensation price

惩罚系数 $\xi$	电价折扣率/%
0.20	{5.81, 8.04, 10.48, 13.51, 16.52}
0.25	{6.48, 8.54, 11.04, 14.49, 19.05}
0.30	{7.53, 10.02, 13.22, 17.79, 22.65}
0.35	{8.75, 11.47, 15.20, 20.34, 27.51}
0.40	{9.52, 12.90, 16.12, 22.80, 30.75}

由图 4 可知,随着偏差惩罚系数的增加,电力服务商的月度运营成本逐渐升高,而三种成本类型用户的需求响应收益均呈上升趋势。另外,为减少偏差惩罚成本,电力服务商将会加大对可控负荷用户增、减功率的补偿力度(如表 3、表 4 所示,随着偏差惩罚系数的增加,电价补偿率和电价折扣率均呈增加趋势),因此可控负荷用户参与需求响应获得的收益随之增加。

## 5 结论

本文基于博弈理论思想,以现货前的中长期市场为背景,将需求侧可控负荷作为可调度资源,提出了一种分段式价格形式的多选项可控负荷功率调

整补偿合同。通过电力服务商与用户签订分段式补偿合同,获得可控负荷设备的运行控制权。在满足用户自身用电舒适度的前提下,优化调度可控负荷的运行,平抑竞标电量与实际购电量的偏差。

1) 为实现电力服务商与可控负荷用户经济效益双赢,构建了 1-K 型 stackelber 主从博弈决策的可控负荷功率调整补偿定价模型。该模型考虑了电力服务商和可控负荷用户的各自效益,在减少电力服务商运营成本的同时,可控负荷用户通过功率调整享受不同程度的经济收益。

2) 设计的分段式补偿价格形式的多选项可控负荷功率调整补偿合同,对研究用户的需求响应参与意愿具有一定的价值,为电力服务商制定更有效的需求响应电价提供帮助,诱导可控负荷用户内在的需求弹性,提高了可控负荷用户需求响应的积极性,有效降低了电力服务商的惩罚成本。

3) 所提出的模型根据月度交易下典型日场景,利用蒙特卡罗法模拟生成月度偏差场景,优化确定激励可控负荷用户功率调整的补偿电价。若改变本模型的时间尺度,通过激励可控负荷用户参与日内平衡市场交易,可以平抑日前现货交易产生的偏差电量。考虑到现阶段我国电力市场的成熟程度、市场机制以及技术经济手段限制,本文未对现货市场开展详细讨论。

## 参考文献

- [1] SAMADI P, MOHSENIAN-RAD H, SCHÖBER R, et al. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(3): 1170-1180.
- [2] BAHRAMI S, WONG V W S, HUANG J. An online learning algorithm for demand response in smart grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4712-4725.
- [3] 丁军策, 林言泰, 季天瑶, 等. 北欧电力市场不平衡结算及对中国的启示[J]. 广东电力, 2018, 31(6): 7-13. DING Junce, LIN Yantai, JI Tianyao, et al. Inspiration of imbalance settlement of Nordic electric power market for China[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(6): 7-13.
- [4] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 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, 42(11): 3520-3528. HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528.
- [5] 刘会家, 管鑫, 陈波, 等. 考虑主动需求的主动配电网负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(10): 68-74.

- LIU Huijia, GUAN Xin, CHEN Bo, et al. Load forecasting for active distribution network in the presence of active demand[J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(10): 68-74.
- [6] HE Yuqing, CHEN Yuehui, YANG Zhiqiang, et al. A review on the influence of intelligent power consumption technologies on the utilization rate of distribution network equipment[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2018, 3(2): 183-193. DOI: 10.1186/s41601-018-0092-2.
- [7] JORDEHI A R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 103: 308-319.
- [8] 代业明, 高岩. 基于智能电网需求侧管理的多零售商实时定价策略[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(25): 4244-4249.
- DAI Yeming, GAO Yan. Real-time pricing strategy with multi-retailers based on demand-side management for the smart grid[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(25): 4244-4249.
- [9] MONFARED H J, GHASEMI A. Retail electricity pricing based on the value of electricity for consumers[J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2019, 18: 1-11.
- [10] 何浩, 雷霞, 黄涛, 等. 价格引导下多微网系统协调自治优化运行策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(16): 17-26.
- HE Hao, LEI Xia, HUANG Tao, et al. Coordinated and autonomous optimal operation strategy of multi-microgrid system under the guidance of price[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(16): 17-26.
- [11] 黄海涛, 胡学英, 李翔, 等. 实用化的激励性可中断负荷最优补偿定价模型[J]. *电网技术*, 2014, 38(8): 2149-2154.
- HUANG Haitao, HU Xueying, LI Xiang, et al. A practicable optimal compensation pricing model for incentive interruptible load contract[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(8): 2149-2154.
- [12] CHEN Yue, WEI Wei, LIU Feng, et al. Optimal contracts of energy mix in a retail market under asymmetric information[J]. *Energy*, 2018, 165: 634-650.
- [13] 刘博, 姜秉梁, 郝宁, 等. 分时阶梯电价-微电网联合优化调度的不确定二层规划方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(7): 75-83.
- LIU Bo, JIANG Bingliang, HAO Ning, et al. Coordinated optimization of TOU & tiered pricing and optimal scheduling model combining microgrid under uncertain bilevel programming[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(7): 75-83.
- [14] 张炜, 王秀丽. 基于分段竞价的售电侧需求响应策略[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(14): 24-29.
- ZHANG Wei, WANG Xiuli. Block bidding based demand response strategy for power sales side[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(14): 24-29.
- [15] 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): 7-16.
- 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): 7-16.
- [16] FURKAN A, MOHAMMAND S A, MOHAMMAND A. Developments in xEVs charging infrastructure and energy management system for smart microgrids including xEVs[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2017, 35: 552-564.
- [17] 杨甲甲, 赵俊华, 文福拴, 等. 含电动汽车和风电机组的虚拟发电厂竞价策略[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(13): 92-102.
- YANG Jiajia, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. Development of bidding strategies for virtual power plants considering uncertain outputs from plug-in electric vehicles and wind generators[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(13): 92-102.
- [18] 曾鸣, 杨雍琦, 向红伟, 等. 兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(2): 102-111.
- ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Optimal dispatch model based on coordination between “generation-grid-load-energy storage” and demand-side resource[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(2): 102-111.
- [19] 鞠立伟, 秦超, 吴鸿亮, 等. 计及多类型需求响应的风电消纳随机优化调度模型[J]. *电网技术*, 2015, 39(7): 1839-1846.
- JU Liwei, QIN Chao, WU Hongliang, et al. Wind power accommodation stochastic optimization model with multi-type demand response[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(7): 1839-1846.
- [20] 马丽, 刘念, 张建华, 等. 基于主从博弈策略的社区能源互联网分布式能量管理[J]. *电网技术*, 2016, 40(12): 3655-3662.
- MA Li, LIU Nian, ZHANG Jianhua, et al. Distributed energy management of community energy internet based on leader-followers game[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(12): 3655-3662.

- [21] CLAUDE C, JEAN M T. Economics of stationary electricity storage with various charge and discharge durations[J]. *Journal of Energy Storage*, 2019, 24: 100746-100761.
- [22] FENG L, ZHANG J, LI G, et al. Cost reduction of a hybrid energy storage system considering correlation between wind and PV power[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2016, 1(2): 86-94. DOI: 10.1186/s41601-016-0021-1.
- [23] 杨国清, 罗航, 王德意, 等. 分时电价与电动汽车优化调度的主从博弈模型[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2018, 30(10): 55-60.  
YANG Guoqing, LUO Hang, WANG Deyi, et al. Leader-follower game model of time-of-use electricity price and optimized plug-in electric vehicle dispatching[J]. *Proceedings of the CSU-EPSCA*, 2018, 30(10): 55-60.
- [24] 李斐, 黎灿兵, 孙凯, 等. 微电网中混合储能系统的规划运行一体化配置方法[J]. *控制理论与应用*, 2019, 46(3): 453-460.  
LI Fei, LI Canbing, SUN Kai, et al. Integrated planning and operation method of hybrid energy storage system in microgrid[J]. *Control Theory & Applications*, 2019, 46(3): 453-460.
- [25] 魏韡, 陈玥, 刘锋, 等. 基于主从博弈的智能小区代理商定价策略及电动汽车充电管理[J]. *电网技术*, 2015, 39(4): 939-945.  
WEI Wei, CHEN Yue, LIU Feng, et al. Stackelberg game based retailer pricing scheme and EV charging management in smart residential area[J]. *Power System Technology*, 2015, 39(4): 939-945.

收稿日期: 2019-06-13; 修回日期: 2020-09-09

作者简介:

杨洪朝(1977—), 男, 通信作者, 博士研究生, 主要研究方向为技术经济评价与管理、新能源发电技术; E-mail: 38762864@qq.com

牛 犇(1995—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场、电力系统运行与控制; E-mail: 1845510066@qq.com

孟 科(1982—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力市场、电力系统运行与控制。E-mail: ke.meng@unsw.edu.au

(编辑 葛艳娜)