

基于多智能体的微网群内电力市场交易策略

窦春霞^{1,2}, 罗维¹, 岳东², 齐航¹, 孟驰华¹, 张亚民¹,
张占强¹, 张博¹, 刘丽¹

(1. 燕山大学 电气工程学院, 河北省 秦皇岛市 066004;

2. 南京邮电大学 先进技术研究院, 江苏省 南京市 210023)

Multi-agent System Based Electricity Market Trading Strategy Within Microgrid Groups

DOU Chunxia^{1,2}, LUO Wei¹, YUE Dong², QI Hang¹, MENG Chihua¹, ZHANG Yamin¹,
ZHANG Zhanqiang¹, ZHANG Bo¹, LIU Li¹

(1. Institute of Electrical Engineering, Yanshan University, Qinhuangdao 066004, Hebei Province, China;

2. Institute of Advanced Technology, Nanjing University of Posts and Telecommunications,
Nanjing 210023, Jiangsu Province, China)

ABSTRACT: For the issues in electricity production and consumption within microgrid (MG) group, an electricity market trading strategy based on multi-agent system (MAS) is proposed. Firstly, the MAS based trading framework of MG group is presented. An improved unified clearing price and electricity price scheme considering reward-penalty policy of electricity companies is proposed. Then, a new trading strategy for MG is developed. Simplex algorithm and Nash equilibrium solution in game theory are used to determine optimal electricity sale scheme. Production-distribution of electricity is further optimized. Optimal electricity purchase scheme is determined by solving the optimal model on demand side, solving the issue of electric energy accommodation. Finally, simulation results prove feasibility and economy of the proposed trading strategy.

KEY WORDS: microgrid group; MAS; game theory; simplex algorithm; electricity market

摘要: 针对微网群内部的电能产消问题,提出了基于多智能体(multi-agent system, MAS)的微网群内的电力市场交易策略。首先,介绍了基于 MAS 的微网群内电力市场交易框架,并给出一种改进的统一出清价及考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案。其次,基于上述两种方案,提出一种新的微网电力交易策略,通过使用单纯形法和博弈论纳什均衡解来确定最优售电方案,进而优化电能的生产及分配,再通过求

解需求侧最优购电模型来确定最优购电方案,以解决电能的消纳问题。最后,仿真结果证明了该交易策略的可行性及经济性。

关键词: 微网群; 多智能体; 博弈论; 单纯形法; 电力市场

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2018.1514

0 引言

分布式发电技术的成熟促进了可再生能源并网发电,形成微网^[1]。在智能电网时代,更多微网聚集起来组成微网群,各微网可单独运行也可群控群调^[2-4]。电力市场作为媒介,微网群内的微网可以在其搭建的平台买卖交易,获得售电收益和购电需求,促使其内部电能的合理流通。

近年来,在微网电力市场交易策略方面已取得很多研究成果,主要包括微网与传统发电商间交易策略^[5-6]、多微网与配电网间交易策略^[7-8]、多微网间交易策略^[9-10]、分布式发电间交易策略^[11]等。

文献[12-13]分别提出了合作博弈、非合作博弈的博弈策略模型,虽然可调动供电侧积极性,但是忽略了需求侧的主观能动性。文献[14-15]将区块链技术引入交易中,以增加交易多样性,但会在应用上面临双重支付和拜占庭将军等问题。针对上述问题,文献[16-18]提出了统一交易策略,其模式简便、随机性小,该博弈使竞标者更倾向于报低价,虽然统一出清价方案能激发供电侧的报价积极性,但是会造成无秩序竞标等问题。针对需求侧电量差额问题,传统电力市场一般采用用负荷方式^[19],供电侧依据竞标电量指导生产^[20],这造成了需求侧用电舒

基金项目: 国家自然科学基金项目(61573300, 61833008); 河北省自然科学基金项目(E2016203374); 江苏省自然科学基金项目(BK20171445); 北京绿色未来环境基金项目(2017“绿苗计划”奖学金)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (61573300, 61833008); Hebei Provincial Natural Science Foundation (E2016203374); Jiangsu Provincial Natural Science Foundation (BK20171445); Beijing Environment Foundation for Young Talents (BEFYT) (2017 “Seedling Program” Scholarship).

适度的降低和供电侧资源的浪费。文献[21]采用了基于边际成本和概率论方法的竞标策略,其增加了报价不确定性和计算难度。众多文献集中于研究微网与其他电力市场参与者的交易策略,而对于微网群内的微网间交易策略研究较少。

本文提出了一种基于多智能体(multi-agent system, MAS)的微网群内的电力市场交易策略,通过建立微网群内部的交易优化模型指导微网合理购售电来解决电能产消问题。首先,构建了基于MAS的微网群内电力交易框架;其次,提出了微网群内的电力市场交易策略,包括考虑经济性的统一出清价制定方案、考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案、发电微网的售电策略和用户微网的购电策略;最后,基于单纯形法、改进的迭代搜索法、博弈论的纳什均衡求解上述供电侧最优售电模型和需求侧最优购电模型。为便于研究,本文假设:

1) 微网购售电顺序。

发电微网,自身负荷>竞标售电>电网公司吸收。

用户微网,电力市场购电>电网公司购电(考虑缺电率)。

2) 用户微网的电力需求无弹性,其差额可通过从电网公司购电或缺电弥补。

3) 电力市场采用统一出清价清算方式。

4) 为保证市场供需平衡,电网公司吸收和补偿差额电量,并独自承担网损费用。

5) 分布式发电的不确定性导致实际发电量与预测发电量存在差异时的解决方案。

发电微网。若实际发电量多于预测发电量,需将发电量以未中标电量的吸收电价出售给电网公司;若实际发电量少于预测发电量,需从电网公司购电后出售给电力市场。

用户微网。若实际发电量多于预测发电量,则减少从电网公司的购电量;若实际发电量少于预测发电量,则增加在电网公司购电量。

该交易策略的创新性体现在以下方面:

1) 改进的电力市场交易方式。充分考虑微网二重性,电力市场合理分配微网群内的电能,电网公司消除电能波动。2) 改进统一出清价的定价方案。通过借鉴评分规则和延续性,提高统一出清价的稳定性和经济性。3) 考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案,指导微网合理购售电。4) 改进发电微网的竞标方式,无极段竞标并明确报价区间的电价,通过单纯形法确定初始竞标策略,使该策略更实用。

1 基于 MAS 的微网群内电力交易框架

MAS 作为人工智能技术的一个分支,是由多个 Agent 构成的一种分布式自治计算系统^[22],通过协调和控制所有 Agent,以优化各 Agent 的功能^[23]。MAS 依靠交互水平的提高,为各种实际系统方面提供了统一的模型和框架,能很好地解决复杂系统的通信问题^[21]。为协调各微网进行购售电交易,本文构建了基于 MAS 的微网群内电力市场交易框架,如图 1 所示,其中包含如下 Agent:

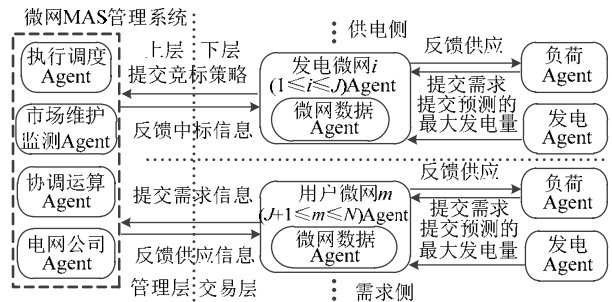


图 1 基于 MAS 的微网群内电力市场交易框架

Fig. 1 MAS-based electricity market trading framework in microgrid intra-group

1) 协调运算 Agent。负责协调群内的通信、获取群内供需数据及结算出清价和指派调度任务。

2) 执行调度 Agent。负责实时调度。

3) 市场维护监测 Agent。负责实时监控并维护电力市场交易的公正和透明。

4) 电网公司 Agent。负责差额电量的调度。

5) 发电微网 Agent。负责制定竞标策略。

6) 用户微网 Agent。负责制定购电策略。

7) 发电 Agent。负责预测下时刻的最大发电量。

8) 负荷 Agent。负责预测下时刻的有价可中断电量和不可中断电量。

图 1 中,交易框架上层是电力市场管理层,下层是包括需求侧和供电侧的交易层,各 Agent 内部管理结构如图 2 所示。下层通过提交竞标策略和需

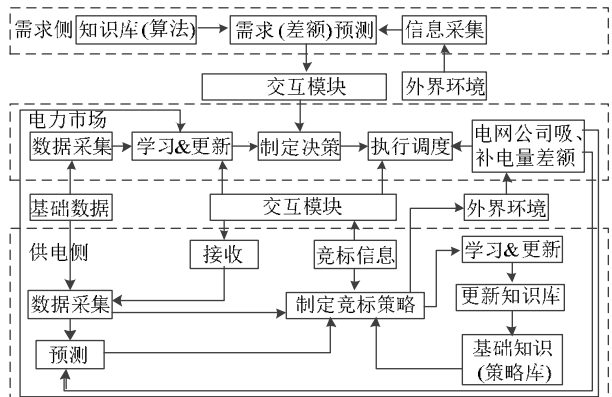


图 2 各 Agent 内部管理结构

Fig. 2 Internal management structure of each agent

求策略,经上层分析处理后,对下层进行控制和调度,上下层 Agent 通过交互模块来实现数据交互^[24],交互过程如图 3 所示。

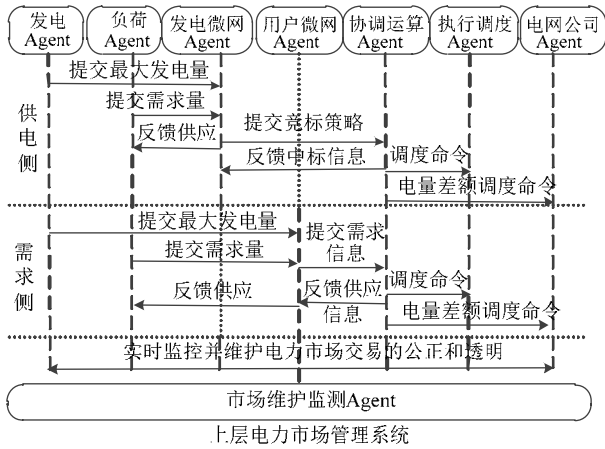


图3 微网群参与的电力市场交互过程

Fig. 3 Electricity market interaction process involved by microgrid group

2 微网群内的电力市场交易策略

微网在某一时刻预测的发电量和预测的需求量差额不同,在电力市场中扮演着二重性角色^[25]。当发电量大于自身负荷需求量时,定义此时刻的微网为发电微网,并将剩余电量竞标上网;当发电量少于自身负荷的需求量时,定义此时刻的微网为用户微网,并在电力市场及电网公司购电来满足负荷需求。通过制定合理的微网群内的电力市场交易策略,即增加群内必要交易量(不可中断电量),降低交易电价,同时根据环保意识,减少非必要交易量(有偿可中断电量),将多余电量出售给电网公司,以达到极大程度产消分配,并向电网公司售出更多的电量,获取更多外部收益。

假设有 N 个微网组成群落,在 t 时刻将微网分为发电微网和用户微网两种状态,其中前 J 个为发电微网,后 $N-J$ 个为用户微网。

2.1 考虑经济性的电力市场统一出清价制定方案

因传统出清价的制定方案会激发发电商采取高额的报价策略以牟取暴利^[26],故本文借鉴评分规则和延续性来制定改进的电力市场统一出清价方案,具体如下:

将发电微网报价 $b'_s (1 < s < nJ)$ 进行排序,按报价从小到大排序为 $b'_1 < b'_2 < \dots < b'_{nJ}$,则 t 时刻市场出清价为

$$\rho^t = (1 - \xi)\rho^{t,k} + \xi\rho^{t-1} \quad (1)$$

其中: ρ^{t-1} 为 $t-1$ 时刻电力市场出清价; $\rho^{t,k}$ 为式(2)中 t 时刻的竞标出清价; ξ 为式(3)中与电力市场供需差额成正比的保守因子。

$$\rho^{t,k} = \begin{cases} b'_M, & 0 < M < 3 \\ 1/(M-2) \sum_{s=2}^{M-1} b'_s, & M \geq 3 \end{cases} \quad (2)$$

$$\xi = (Q'_i - Q'_m) / (2Q'_i) \quad (3)$$

其中: b'_s 、 b'_M 分别为 t 时刻发电微网的报价及电力市场最高的中标电价; M 为最高中标电量的下标; Q'_i 、 Q'_m 分别为 t 时刻电力市场的供应量和需求量。

电力市场的交易规则为:交易量为用户微网提交的需求量(不可中断电量),按照低价优先上网的规则直到满足市场需求,若最后满足需求时有多家发电微网竞标成功的最高电价相同,则按照竞标电量的比例分配中标电量,即达到市场交易均衡;发电微网未中标电量和用户微网有偿可中断电量再由电网公司进行吸收和补偿,最终可达到微网群内的供需均衡。另外,若竞标成功的电价个数少于 3 个,则按最高中标电价作为竞标出清价。

2.2 考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案

为进一步指导微网合理购售电,在电力市场出清价的基础上,电网公司对发电微网的吸收电价中引入惩罚因子 $\theta (0 < \theta < 1)$,即吸收电价与发电微网未中标的报价和出清价的差值成反比,如式(4);在对用户微网的补偿电价中,考虑节电环保意识采用奖惩最低力度的优惠电价,即补偿电价与最高吸收电价和出清价的差值成反比,如式(5)。

$$p'_{i-PGC} = \rho^t (1 - \theta \Delta \rho^t) \quad (4)$$

$$p'_{m-PGC} = 2\rho^t - \max\{p'_{i-PGC}\}, \forall i \in (1, J) \quad (5)$$

其中: $\Delta \rho^t$ 为 t 时刻发电微网竞标电价与出清价的差值,即 $\Delta \rho^t = b'_s - \rho^t$; $\max\{p'_{i-PGC}\}$ 为电网公司最高的吸收电价。

2.3 发电微网售电策略

2.3.1 发电微网竞标策略

博弈论主要解决双人或者多人之间的博弈^[27],可以应用在发电微网的竞标策略中。根据电力市场统一出清价的制定规则,本文采用的是基于产量和价格的博弈竞标策略。发电微网竞标策略 $S'_i(q'_{i-EM}, b'_{i-EM})$ 为:结合竞标发电量的边际成本 $C'_{iM-EM}(q'_{iM-EM})$ 纵向延伸 $\Delta b'_i$,将区间 $[C'_{iM-EM} - \Delta b'_i, C'_{iM-EM} + \Delta b'_i]$ 中的报价分成 n 等份,即 $[b'_{i,1}, b'_{i,2}, \dots, b'_{i,n}]$ 对应的电量为 $[q'_{i,1}, q'_{i,2}, \dots, q'_{i,n}]$ 。

2.3.2 发电微网收益数学模型

定义发电微网 $i (1 \leq i \leq J)$ 售电收益数学模型为出售给自身负荷收益、市场竞标收益、出售给电网公司收益、网损费用和发电成本之和:

$$\begin{aligned} \max W_i^t &= \max \{W_{i,1}^t + W_{i,2}^t + W_{i,3}^t - C_{i-\text{loss}}^t - C_i^t(q_i^t)\} = \\ &\max \left\{ p_{i-\text{load}}^t q_{i-\text{load}}^t + \rho^t q_{i-M}^t + p_{i-\text{PGC}}^t q_{i-\text{PGC}}^t - \right. \\ &\quad \left. e_{i-\text{loss}}^t (q_{i-M}^t)^2 - (a_i^t (q_i^t)^2 + b_i^t q_i^t + d_i^t) \right\} \end{aligned} \quad (6)$$

其中： q_i^t 、 $q_{i-\text{load}}^t$ 、 q_{i-M}^t 和 $q_{i-\text{PGC}}^t$ 分别为发电微网 i 在 t 时刻的发电量、负荷需求、中标电量和电网公司吸收电量； a_i^t 、 b_i^t 和 d_i^t 为 t 时刻发电微网 i 的成本参数^[28]； $p_{i-\text{load}}^t$ 为发电微网 t 时刻实际出售给自身负荷的电价；由于发电微网自身负荷、参与电力市场和经电网公司吸收的售电性质不同，故采用不同的价格更为合理^[29]； $e_{i-\text{loss}}^t$ 为网损转化的服务费用因子。式(7)为发电微网 i 竞标电量的边际成本，式(8)为出售自身负荷的备用电价，式(9)为出售自身负荷的实际电价，式(10)为网损服务费用；由于售给自身负荷传输电压低，网损可以忽略不计；低价让电网公司吸收，网损由电网公司承担；故只考虑发电微网参与电力市场中标部分产生的网损，为简化网损^[5]带来的电量差额问题，由电力市场指派电网公司进行有偿补充网损，故发电微网的网损费用转化为二次函数作为服务费计算。

$$C_{iM-\text{EM}}^{\text{MC}-t}(q_{iM-\text{EM}}^t) = 2a_i^t q_{iM-\text{EM}}^t + b_i^t \quad (7)$$

$$p_{iM-\text{load}}^t = (1 + \mu_i) C_{iM-\text{EM}}^{\text{MC}-t}(q_{iM-\text{EM}}^t) \quad (8)$$

$$p_{i-\text{load}}^t = \min \{ p_{i-\text{load}}^t, \rho^t \} \quad (9)$$

$$C_{i-\text{loss}}^t = e_{i-\text{loss}}^t (q_{i-M}^t)^2 \quad (10)$$

其中： $q_{iM-\text{EM}}^t$ 为发电微网 i 在 t 时刻竞标总量； μ_i 为利润因子。式(11)为发电微网的发电量范围，式(12)为竞标电量约束，式(13)为电网公司吸收电量约束，式(14)保证发电微网竞标不赔钱，式(15)为电力市场 t 时刻功率平衡约束。

$$q_{i-\text{load}}^t \leq q_i^t \leq q_{i-\text{max}}^t \quad (11)$$

$$0 < q_{iM-\text{EM}}^t \leq q_i^t - q_{i-\text{load}}^t \quad (12)$$

$$q_{i-\text{PGC}}^t = q_i^t - q_{i-\text{load}}^t - q_{iM-\text{EM}}^t \quad (13)$$

$$p_{i-\text{load}}^t \geq C_i^t(q_i^t) / q_i^t \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^J q_{iM-\text{EM}}^t + \Delta q_{\text{PGC}}^t = \sum_{m=J+1}^N q_{m-\text{load}}^t = Q_m^t \quad (15)$$

其中： Δq_{PGC}^t 、 $q_{i-\text{max}}^t$ 和 $q_{m-\text{load}}^t$ 为电网公司吸收电量、发电微网 i 在 t 时刻预测的最大发电量和用户微网 m 在 t 时刻提交的需求。

2.4 用户微网购电策略

在用户微网 m ($J+1 \leq m \leq N$) 中，因最大发电量不足以维持其内部负荷使用，故只能从外界购电来平衡内部需求。

定义用户微网 m 购电收益数学模型为出售给自身负荷收益、市场购电费用、电网公司购电费用、

缺电补偿费用和发电成本之和：

$$\begin{aligned} \max W_m^t &= \max \{W_{m,1}^t - W_{m,2}^t - W_{m,3}^t - C_{m,1}^t - C_m^t(q_m^t)\} = \\ &\max \left\{ p_{mM-\text{load}}^t q_{mM-\text{load}}^t - \rho^t q_{m-\text{load}}^t - p_{m-\text{PGC}}^t q_{m-\text{PGC}}^t - \right. \\ &\quad \left. - p_{m-\text{lack}}^t q_{m-\text{lack}}^t - (a_m^t (q_m^t)^2 + b_m^t q_m^t + d_m^t) \right\} \end{aligned} \quad (16)$$

其中： $p_{m-\text{lack}}^t$ 为式(17)中用户微网赔偿有价可中断负荷的缺电补偿电价^[30]； $p_{mM-\text{load}}^t$ 为式(18)中用户微网出售给自身负荷电价； q_m^t 、 $q_{m-\text{load}}^t$ 、 $q_{m-\text{PGC}}^t$ 和 $q_{mM-\text{load}}^t$ 分别为用户微网 m 在 t 时刻预测的发电量、电力市场购电量、电网公司购电量、预测的自身负荷需求和缺电电量； a_m^t 、 b_m^t 、 d_m^t 为用户微网 m 的成本参数。

$$p_{m-\text{lack}}^t = \begin{cases} (1 + 0.3\sigma) p_{mB-\text{lack}}^t, & 0.0 < \omega \leq 0.3 \\ (1 + 0.6\sigma) p_{mB-\text{lack}}^t, & 0.3 < \omega \leq 0.6 \\ (1 + 0.9\sigma) p_{mB-\text{lack}}^t, & 0.6 < \omega \leq 1.0 \end{cases} \quad (17)$$

$$p_{mM-\text{load}}^t = \max \{ \rho^t, C_m^{\text{MC}-t}(q_m^t), p_{m-\text{PGC}}^t \} \quad (18)$$

$$p_{mB-\text{lack}}^t = \max \{ \rho^t, p_{m-\text{PGC}}^t, C_m^{\text{MC}-t}(q_m^t) \} \quad (19)$$

其中： ω 为总缺电率(缺电量与需求量的比例)； σ 为缺电惩罚因子；为维护负荷的权益，缺电补偿电价与缺电率成正比； $p_{mB-\text{lack}}^t$ 为缺电补偿基准电价。售电收益模型约束条件为式(20)与(21)，即用户微网的状态要求与用户微网购电约束。

$$0 < q_m^t < q_{mM-\text{load}}^t \quad (20)$$

$$q_m^t + q_{m-\text{load}}^t + q_{m-\text{PGC}}^t \leq q_{mM-\text{load}}^t \quad (21)$$

3 模型求解

3.1 发电侧最优售电模型求解

因为发电微网在电力市场售价最高，所以发电微网会期望获取最大化的电力市场竞标收益。故将上文发电微网最大售电收益转化为最大竞标收益，用单纯形法求解每段竞标策略的竞标电量。式(24)为发电微网保证预测竞标成功且不赔钱。

$$\max W_{i,2}^t = \max \sum_{s=1}^n b_{is}^t q_{is}^t \quad (22)$$

s.t.

$$\sum_{s=1}^n x_{is}^t = 1 \quad (23)$$

$$1.05 C_i^t(q_i^t) / q_i^t \leq \sum_{s=1}^n b_{is}^t x_{is}^t \leq \rho^{t,(k-1)} \quad (24)$$

$$x_{is}^t = q_{is}^t / \sum_{s=1}^n q_{is}^t \quad (25)$$

$$0 \leq q_{is}^t \leq q_{iM-\text{EM}}^t, \forall s = 1, 2, \dots, n \quad (26)$$

其中： q_{is}^t 表示发电微网 i 在报价为 b_{is}^t 时的竞标电量； x_{is}^t 为 q_{is}^t 占总竞标电量的比例。

供电侧发电微网的博弈竞标售电模型属于非合作博弈模型，根据竞标策略制定方法，在确定竞

标发电量的边际成本时即确定了报价的上下限。当报价区间段 n 确定时,竞标策略集属于离散有限纯策略集,存在纳什均衡^[13]。对电力市场中竞标的发电微网从 1 到 J 依次编号,则离散策略集一共有 nJ 个。竞标博弈的纳什均衡可描述为如下不等式:

$$W_{i,2}'(S_i^{t,e}, S_{-i}^{t,e}) \geq \max W_{i,2}'(S_i^t, S_{-i}^{t,e}), \forall i \in (1, J) \quad (27)$$

其中:下标 $-i$ 表示除发电微网 i 的其他发电微网;上标 e 为竞标策略 S_i^t 达到或者假设达到纳什均衡; $W_{i,2}'$ 为发电微网 i 在电力市场竞标收益。

式(27)属于带平衡约束的数学规划模型问题,纳什均衡为其可行解,可通过商业软件通用代数建模系统求解^[24]。约束中目标条件的缺少可能使其存在多个纳什均衡解,本文为获得唯一纳什均衡解,并降低微网群内的电能流通过费用,构建了式(28)中的辅助目标函数。式(29)为确保获得唯一的纳什均衡解作出的修正,即搜索均衡解始终取使出清价取得较小值的解。

$$\min \rho^{t,e} \quad (28)$$

s.t.

$$\rho^{t,e^*} - \rho^{t,e} \leq 0 \quad (29)$$

其中 e^* 为最优纳什均衡状态。

求解上述的竞标博弈纳什均衡解,采用改进的迭代搜索法^[31],对迭代条件作了如下改进:单次迭代计算出的竞标出清价若低于预设最低出清价,则将竞标出清价修正为预设最低出清价,反之修正为预设最高出清价。

假设第 k 轮迭代中各发电微网 Agent 竞标策略为 $\{S_1^{t,k}, S_2^{t,k}, \dots, S_J^{t,k}\}$, 则第 $k+1$ 轮迭代中各发电微网 Agent 竞标策略为 $\{S_1^{t,k+1}, S_2^{t,k+1}, \dots, S_J^{t,k+1}\}$, 其中

$$S_i^{t,k+1} = \max_{S_i^t} W_{i,2}'(S_1^{t,k+1}, \dots, S_{i-1}^{t,k+1}, S_i^t, \dots, S_J^{t,k}) \quad (30)$$

表示序号在 i 前面的发电微网 l Agent 固定竞标策略 $S_l^{t,k+1}, l \in (1, i-1)$ 时发电微网 i Agent 获得最优竞标收益时的竞标策略。

对于未达到最大迭代次数的相邻两次电力市场统一出清价不再变化,即所有的发电微网 Agent 的竞标策略不再变化,如式(31),迭代结束,即此时可以看作达到博弈纳什均衡,此解为纳什均衡解。

$$\{S_1^{t,k}, S_2^{t,k}, \dots, S_{J-1}^{t,k}, S_J^{t,k}\} = \{S_1^{t,k+1}, S_2^{t,k+1}, \dots, S_{J-1}^{t,k+1}, S_J^{t,k+1}\} \quad (31)$$

当实际工程对于最大迭代次数的取值偏小或者电力市场预设的出清价区间不合理时(出清价区间会受到天气或者相关政策等影响),博弈可能会达不到纳什均衡。因此,若在规定的最大迭代次数时

仍未达到纳什均衡,则迭代结束,此次的电力市场竞标失败(这在实际的工程项目中是允许的)。此时,电力市场就需要初始化交易策略(根据数据容量及历史经验适当增加迭代次数或根据天气情况及相关政策调整预设的出清价区间),竞标者需要重新制定初始竞标策略,进而开始新一轮的电力市场博弈竞标。上述发电微网 Agent 博弈竞标模型的迭代求解流程图如图 4 所示。

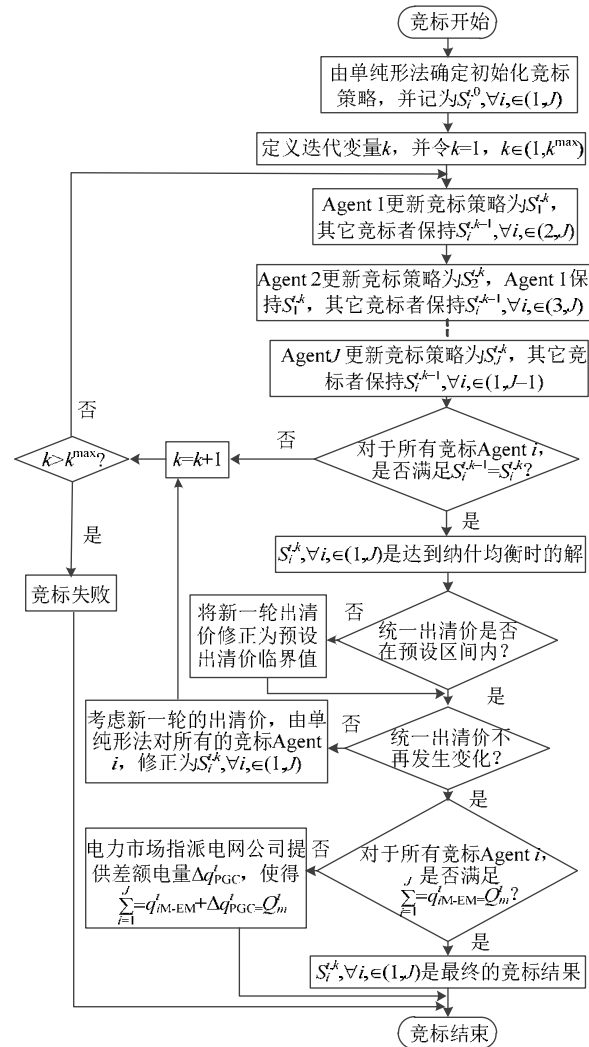


图 4 迭代求解过程

Fig. 4 Process of iterative solution

3.2 需求侧最优购电模型求解

针对需求侧最优购电数学模型的求解,因 t 时刻电力市场出清价 ρ^t 、电力市场购电量 q_{m-load}^t 和电网公司最高吸收电价已确定,缺电补偿费用也是关于电网公司购电量的函数,故式(16)可简化为式(32)。

$$\max W_m^t = \max \left\{ G(H + q_{m-PGC}^t) - (1 + q_{m-PGC}^t / Q) R q_{m-PGC}^t - p_{m-lack}^t (\omega, U) Q q_{m-PGC}^t - I \right\} =$$

$$\begin{cases} \max \left\{ -M(q_{m-PGC}^t)^2 + [T + (1 + 0.3\sigma)G]q_{m-PGC}^t \right\} \\ \max \left\{ -M(q_{m-PGC}^t)^2 + [T + (1 + 0.6\sigma)G]q_{m-PGC}^t \right\} \\ \max \left\{ -M(q_{m-PGC}^t)^2 + [T + (1 + 0.9\sigma)G]q_{m-PGC}^t \right\} \end{cases} \quad (32)$$

式中,

$$Q = q_{mM-load}^t - q_m^t - q_{m-load}^t; M = \max\{p_{i-PGC}^t\} / Q$$

$$T = P_{mM-load}^t - \max\{p_{i-PGC}^t\}, \forall i = 1, 2, \dots, nJ$$

$$E = P_{mM-load}^t (q_m^t + q_{m-load}^t) - \rho^{t,k} q_{m-load}^t - (a_m^t (q_m^t)^2 + b_m^t q_m^t + d_m^t)$$

$$N = P_{mM-load}^t (q_{mM-load}^t - q_m^t - q_{m-load}^t)$$

$$\omega = q_{m-lack}^t / (q_{mM-load}^t - q_m^t - q_{m-load}^t)$$

上述函数在各区间存在极值或端点值, 综合所有取值即可得到最优购电量及购电收益。

对各区间电网公司购电量求偏导得:

$$\frac{\partial W_m^t}{\partial q_{m-PGC}^t} = \begin{cases} -2Mq_{m-PGC}^t + [T + (1 + 0.3\sigma)G], & 0.7Q < q_{m-PGC}^t \leq 1.0Q \\ -2Mq_{m-PGC}^t + [T + (1 + 0.6\sigma)G], & 0.4Q < q_{m-PGC}^t \leq 0.7Q \\ -2Mq_{m-PGC}^t + [T + (1 + 0.9\sigma)G], & 0.0Q < q_{m-PGC}^t \leq 0.4Q \end{cases} \quad (33)$$

令

$$\frac{\partial W_m^t}{\partial q_{m-PGC}^t} = 0 \quad (34)$$

可得:

$$q_{m-PGC}^t = \begin{cases} \frac{[T + (1 + 0.3\sigma)G]}{2M}, & 0.7Q < q_{m-PGC}^t \leq 1.0Q \\ \frac{[T + (1 + 0.6\sigma)G]}{2M}, & 0.4Q < q_{m-PGC}^t \leq 0.7Q \\ \frac{[T + (1 + 0.9\sigma)G]}{2M}, & 0.0Q < q_{m-PGC}^t \leq 0.4Q \end{cases} \quad (35)$$

则电网公司最优购电量为

$$q_{m-PGC}^{t-*} = \{q_{m-PGC}^t | W_m^t(q_{m-PGC}^t) = W_m^{t-\max}\} \quad (36)$$

用 q_{m-PGC}^{t-EP} 代替各区间端点使 W_m^t 取得最大值的 q_{m-PGC}^t , 用 q_{m-PGC}^{t-WTI} 代替各区间内使 W_m^t 取得最大值的 q_{m-PGC}^t , 即得出电网公司最优购电量, 如式(37)。

$$q_{m-PGC}^{t-*} = \begin{cases} q_{m-PGC}^{t-EP}, & W_m^t(q_{m-PGC}^{t-EP}) \geq W_m^t(q_{m-PGC}^{t-WTI}) \\ q_{m-PGC}^{t-WTI}, & W_m^t(q_{m-PGC}^{t-EP}) < W_m^t(q_{m-PGC}^{t-WTI}) \end{cases} \quad (37)$$

4 算例分析

本章对该交易策略进行仿真研究。假设在 t 时刻微网群内有 8 个微网, 其参数如表 1 所示, 微网 3—6 为用户微网, 其余为发电微网。 $(t-1)$ 时刻出清价为 0.55 元/(kW·h), 最低、最高出清价为 0.4 元/(kW·h)、0.7 元/(kW·h), 电网公司的惩罚因子 $\theta = 0.5$, 网损服务因子 $e = 0.00008$, 有偿缺电的惩罚因子 $\sigma = 0.5$ 。

4.1 统一出清价定价方案对微网群经济性分析

将竞标成功的最高电价作为传统统一出清价。两种出清价制定方案的对比结果见表 2, 在需求变化时改进出清价波动为 0.1095 元/(kW·h), 而传统出清价波动为 0.2648 元/(kW·h), 故改进出清价稳定性较好; 在同等需求条件下, 改进出清价不高于

表 1 微网群相关参数
Tab. 1 Related parameters of microgrid group

参数	$a/10^{-3}$	b	d	预测的最大发电量/kW	预测的最小发电量/kW	预测的有偿可中断电量/kW	预测的不可中断电量/kW
微网 1	1.23	0.0630	4.02	200	80	27	43
微网 2	1.14	0.0025	3.03	250	70	38	32
微网 3	1.89	0.0526	5.01	60	0	13	200
微网 4	1.45	0.0947	2.27	80	0	33	156
微网 5	1.76	0.0460	4.72	70	0	25	230
微网 6	2.52	0.0420	4.97	50	0	43	224
微网 7	1.38	0.0082	2.32	200	80	38	48
微网 8	0.84	0.0415	4.03	300	100	12	30

表 2 不同需求下的电力市场统一出清价和微网群内电力市场交易额
Tab. 2 Electricity market uniformly clearing price and turnover under different demands

需求/kW	项目	改进统一出清价策略	传统统一出清价策略
450	出清价/(元/(kW·h))	0.4459	0.4607
	交易额/(元/h)	200.6550	207.3150
550	出清价/(元/(kW·h))	0.5004	0.5725
	交易额/(元/h)	275.2200	314.8750
650	出清价/(元/(kW·h))	0.5554	0.7255
	交易额/(元/h)	361.0100	471.5750

传统出清价，且市场交易额较小，降低了电能流通费用。

图 5 为保守因子对定价结果的影响。如图所示，当保守因子较小时，虽然调动了供电侧竞标积极性，但是在供需差额较大时出清价偏低；而当保守因子较大时，虽然出清价稳定，但是削弱了供电侧报价的影响；当使用本文提出的保守因子时，在供需差额较大条件下，通过降低市场竞标电价比重以维持电价的稳定性，在供需差额较小条件下，为调动供电侧竞标的积极性，通过增加市场竞标电价比重使出清价约等于市场竞标出清价。所以本文提出

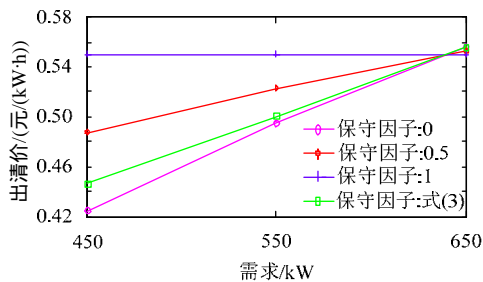


图 5 保守因子取不同值时的电力市场出清价
Fig. 5 Clearing price of electricity market under different conservative factors

的保守因子既能保证出清价的稳定性，又能反映竞标者的博弈竞标和供需平衡的灵敏性。

4.2 考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案分析

为验证上述电网公司吸收电价方案的有效性，选取电力需求为 550 kW 时的发电微网出售给电网公司的竞价、吸收电价，具体数值见表 3。由表 3 可知，电网公司吸收的电量多数来源于发电微网高报价区间的电量，且电网公司以低于出清价的吸收电价回收未中标的电量，此外，吸收电价随竞价与出清价偏离值的增加而降低。这说明该电网公司吸收电价方案可抑制发电微网报高价，能有效促使发电微网按其真实成本报价，指导发电微网合理售电。

4.3 发电微网最优售电策略分析

为简化计算，令竞标策略中参数 $n=3$ ，即发电微网的竞标策略分为高价、中价和低价 3 种电价，令 $\Delta b_i^t = C_{iM-EM}^{MC-t} - C_i^{AC-t}$ ， $C_i^{AC-t}(q_i^t)$ 为最大发电量时平均发电成本；其中每段竞标电量由单纯形法拟合上轮统一出清价获得。表 4 为市场需求分别为 450 kW、550 kW 和 650 kW 时发电微网的最优竞标结果。

表 3 550 kW 时微网出售给电网公司的竞价和吸收电价								
Tab. 3 Bidding and absorption price of microgrid sold to electricity company at 550 kW								
竞标策略	微网 1		微网 2		微网 7		微网 8	
	竞价/ (元/(kW·h))	吸收电价/ (元/(kW·h))	竞价/ (元/(kW·h))	吸收电价/ (元/(kW·h))	竞价/ (元/(kW·h))	吸收电价/ (元/(kW·h))	竞价/ (元/(kW·h))	吸收电价/ (元/(kW·h))
高价	0.6493	0.4569	0.7255	0.4381	0.7063	0.4428	0.6613	0.4540
中价	—	—	0.5730	0.4760	—	—	—	—
低价	—	—	—	—	—	—	—	—

表 4 最优竞标策略结果					
Tab. 4 Results of optimal bidding strategy					
需求/kW	出力和收益	微网 1	微网 2	微网 7	微网 8
450	出力/kW	12.3827	143.2126	82.4917	211.9130
	收益/(元/h)	24.2680	34.9696	29.7031	38.2586
550	出力/kW	120.0565	116.9259	98.2639	214.7536
	收益/(元/h)	31.6679	45.6489	38.2654	50.9820
650	出力/kW	130.0000	148.0000	114.0000	258.0000
	收益/(元/h)	43.9573	60.8332	50.9993	68.9525

由表 4 可看出，因微网 1 发电成本较高，在竞标中处于劣势地位，当需求为 450 kW 时，中标电量仅为 12.3827 kW，电网公司较低的吸收电价使其收益相对较少，在市场低需求时应减少发电，但随市场需求的增加，其中标电量及收益明显增加；因微网 7 受发电量的限制，其收益并不出众，但在中标电量较少时仍保持可观的收入，故可增加发电量来增加收益；因微网 8 发电成本低且发电量多，在不同市场需求时始终处于优势地位，保持较高的中标电量，且收益大于其他竞标者。

为验证上述竞标策略有效性，同样选取为高价、中价和低价 3 种传统报价，即 $n=3$ ， $\Delta b_i^t = 0.2C_{iM-EM}^{MC-t}$ ， $C_{iM-EM}^{MC-t}(q_{iM-EM}^t)$ 为最大发电量时的边际成本，选取微网 1 作为研究对象。

图 6 为本文竞标策略与传统竞标策略在不同需求下的竞标优化结果。由图 6 可知，当市场需求为 450 kW 时，本文竞标策略的中标电量为 12.3827 kW，而传统的中标电量仅为 0 kW；在不同市场需求时，该竞标策略的中标电量和利润均不低于传统值。

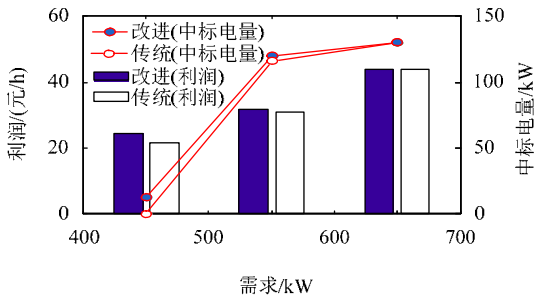


图 6 不同需求下的利润和中标电量
Fig. 6 Profit & winning power under different demands

图 7 给出了不同电力需求下的电力市场改进出清价和传统出清价。由图 7 可知，改进和传统统一出清价的波动分别在第 23、27 次迭代之后逐渐减弱，并趋于稳定，说明改进的出清价格模式更有助于提高市场运行效率。一方面，借鉴评分规则和延续性来制定改进的电力市场统一出清价，即出清价为去掉最高和最低中标电价之后的中标电价均值，这将不高于最高中标电价；另一方面，加入了考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案，使发电微网进行合理的报价竞标，也降低了出清价，故在相同的迭代次数下，改进出清价均不高于传统出清价，有利于微网群内电能的经济流通。当电力市场需求为 450 kW 时，因电力需求低，各发电微网间竞争随迭代次数的增加而愈激烈，为获得更多中标电量不断压低价格，增加低价区间的竞标电量，使统一出清价降低。随着市场需求增多，统一出清价随迭代次数的增加而增加，即发电微网为获取更多售电收益，逐渐抬高价格，从而增加在高价区间的竞标电量。

4.4 用户微网最优购电策略分析

因用户微网结合购电电价和发电边际成本，故

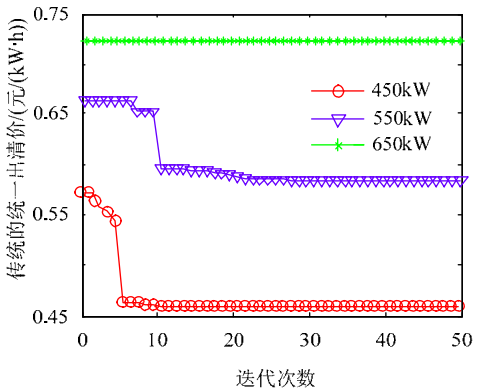
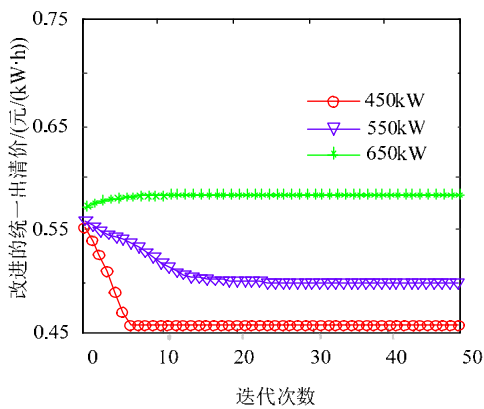


图 7 不同电力需求下电力市场改进出清价及传统出清价
Fig. 7 Improved clearing price and traditional clearing price of electricity market under different power demands

使用两者最高电价将电量售给自身负荷，可以在作为用户微网时也获得收益。以市场需求为 550 kW 为例，用户微网最优购电方案和收益如表 5 所示。因微网 4 在电力市场购电量相对较少，降低了购电费用，故获得了可观的收益；因微网 6 高额的成本使其发电量减少，且电网公司的补偿电价较高，增加了缺电补偿费用，故其收益较少。

表 5 用户微网最优购电策略和收益

Tab. 5 Optimal power purchase strategy and revenue of user-microgrid

购电策略及收益	电力市场购电量/kW	电网公司购电量/kW	缺电赔偿电价/(元/(kW·h))	缺电赔偿费用/(元/h)	收益/(元/h)
微网 3	140	5.2	0.4051	3.1600	14.0760
微网 4	76	23.1	0.4247	4.2046	18.2274
微网 5	160	10.0	0.4240	6.3597	14.6083
微网 6	174	17.2	0.4263	10.9985	3.1865

为验证电网公司奖惩定价方式的有效性，选取用户微网均采用提交总需求为传统购电策略，此时无电网公司的奖惩购电费用。图 8 给出了两种策略下用户微网的购电收益。传统购电策略的收益均高于本文的购电策略，迫使用户微网增加购电屯电，从而增加非必要交易量，这与要求相冲突，最终降低微网群整体经济性。可见本文采取的购电策略更加经济，有必要采用电网公司奖惩定价方式。

4.5 微网群的两种交易策略对比分析

为验证本文提出的交易策略的经济性，对比

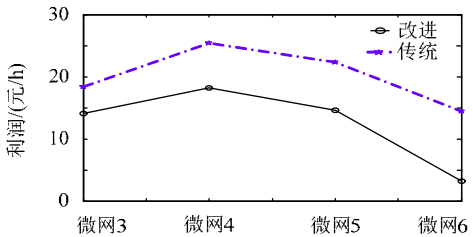


图 8 两种策略下用户微网的购电收益
Fig. 8 Purchasing profit of user-microgrid in two strategies
传统交易策略与本文的交易策略对微网群整体效益的影响。选取的传统交易策略为用户微网向

电力市场提交的交易量为总需求,同时发电微网未中标电量由电网公司以吸收电价收购。表 6 给出了传统交易策略与本文的交易策略的对比:相对于传统交易策略,本文的交易策略电力市场

中出清价降低了 13.52%,市场交易额降低了 28.37%,微网群对外收益增加了 5.69%,这表明该交易策略能增强微网群的整体效益,故更具有经济性。

表 6 传统交易策略与所提出的交易策略中的微网群效益对比

Tab. 6 Comparison of the effectiveness between the traditional and proposed electricity trading strategy

对比项	传统交易策略	本文交易策略	变化量(相比传统)/%
电力市场出清价/(元/(kW·h))	0.5725	0.4951	-13.52
电力市场交易额/(元/h)	380.1400	272.3050	-28.37
外部电网公司售电收益/(元/h)	8.1936	61.5546	—
对内缺电补偿费用/(元/h)	0.0000	24.7228	—
外部电网公司购电费用/(元/h)	0.0000	28.1718	—
微网群对外收益/(元/h)	8.1936	8.6600	5.69

5 结论

针对微网群内部的电能产消优化问题,本文构建了基于 MAS 的微网群内电力市场交易框架,并制定了一系列电力市场的交易策略,以确保微网群内部的电能合理经济流通。仿真结果表明:

1)改进的电力市场统一出清价方案既能保持出清价稳定,又能降低微网群内部电能流通过费用。

2)考虑电网公司奖惩制度的电价制定方案可抑制发电微网报高价及用户微网屯电牟取暴利等行为。

3)该交易策略不仅能优化微网群内部的电能产消,而且能增强单个微网群的整体效益。

本文仅研究了微网在某一时刻的二重性收益,后续工作将进行其在一个完整运行周期的研究。

参考文献

- [1] Zhou X, Guo T, Ma Y. An overview on microgrid technology[C]//IEEE International Conference on Mechatronics and Automation. Beijing, China: IEEE, 2015: 76-81.
- [2] 赵敏,陈颖,沈沉,等.微电网特征分析及示范工程设计[J].电网技术,2015,39(6):1469-1476.
- [3] 刘壮志,许柏婷,牛东晓.智能电网需求响应与均衡分析发展趋势[J].电网技术,2013,37(6):1555-1561.
- [4] 熊雄,王江波,井天军,等.微电网功率优化控制[J].电力自动化设备,2017,37(9):10-17.
- [5] 艾芊,章健.基于多代理系统的微电网竞价优化策略[J].电网技术,2010,34(2):46-51.

- [6] 葛军凯,李题印,孙可.多元化售电主体并存下微电网的竞价策略研究[J].现代电力,2017,34(6):16-21.
- [7] 刘一欣,郭力,王成山.多微电网参与下的配电侧电力市场竞价博弈方法[J].电网技术,2017,41(8):2469-2476.
- [8] Xu Y, Ai Q. Integrated optimization of distribution network incorporating microgrid based on co-evolutionary game algorithm [C]//International Conference on Renewable Power Generation. Beijing, China: IET, 2016: 1-6.
- [9] 白佩琳,雷霞,何建平.多微电网系统的竞价机制设计[J].现代电力,2017,34(6):22-27.
- [10] Pei W, Du Y, Deng W, et al. Optimal bidding strategy and intramarket mechanism of microgrid aggregator in real-time balancing market [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2016, 12(2): 587-596.
- [11] Liu G, Xu Y, Tomsovic K. Bidding strategy for microgrid in day-ahead market based on hybrid stochastic/robust optimization [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 7(1): 227-237.
- [12] 潘晓东.基于多智能体系统的微电网经济优化策略[D].秦皇岛:燕山大学,2017.
- [13] 赵敏,沈沉,刘锋,等.基于博弈论的多微电网系统交易模式研究[J].中国电机工程学报,2015,35(4):848-857.
- [14] 欧阳旭,朱向前,叶伦,等.区块链技术在用户直购电中的应用初探[J].中国电机工程学报,2017,37(13):3737-3745.
- [15] 袁勇,王飞跃.区块链发展现状与展望[J].自动化学报,2016,42(4):481-494.
- [16] 陈鹏,周晖.微电网电力市场交易模型研究[J].电力需求侧管理,2011,13(4):23-29.

- market conditions[J]. Power Demand Side Management, 2011, 13(4): 23-29(in Chinese).
- [17] 邵留国, 黄健柏, 张仕璟. 电力拍卖市场竞价模式的系统仿真分析[J]. 电网技术, 2007, 31(24): 46-51.
Shao Liuguo, Huang Jianbai, Zhang Shijing. System simulation analysis of bidding modes in electricity auction market[J]. Power System Technology, 2007, 31(24): 46-51(in Chinese).
- [18] 荆朝霞, 朱继松. 月度电量集中竞价市场规则的仿真实验分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 42-48.
Jing Zhaoxia, Zhu jisong. Simulation experiment analysis on market rules for monthly centralized bidding[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 42-48(in Chinese).
- [19] 董默. 微电网多目标优化运行研究[J]. 智能电网, 2015(2): 107-111.
Dong Mo. Multi-objective optimal operation of microgrid[J]. Smart Grid, 2015(2): 107-111(in Chinese).
- [20] Kebriaei H, Rahimi-Kian A, Ahmadabadi M N. Model-based and learning-based decision making in incomplete information Cournot games: a state estimation approach[J]. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems, 2015, 45(4): 713-718.
- [21] 贾星蓓, 窦春霞, 岳东, 等. 基于多代理系统的微电网多尺度能量管理[J]. 电工技术学报, 2016, 31(17): 63-73.
Jia Xingbei, Dou Chunxia, Yue Dong, et al. Multiple-time-scales optimal energy management in microgrid system based on multiagent-system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(17): 63-73(in Chinese).
- [22] Dou C, Zhang Z, Yue D, et al. MAS-based hierarchical distributed coordinate control strategy of virtual power source voltage in low-voltage microgrid[J]. IEEE Access, 2017(5): 11381-11390.
- [23] 王祥科, 李迅, 郑志强. 多智能体系统编队控制相关问题研究综述[J]. 控制与决策, 2013, 28(11): 1601-1613.
Wang Xunke, Li Xun, Zheng Zhiqiang. Survey of developments on multi-agent formation control related problems[J]. Control and Decision, 2013, 28(11): 1601-1613(in Chinese).
- [24] 窦春霞, 贾星蓓, 李恒. 基于多智能体的微电网中分布式发电的市场博弈竞标发电[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 579-586.
Dou Chunxia, Jia Xingbei, Li Heng. Multi-agent-system-based market bidding strategy for distributed generation in microgrid[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 579-586(in Chinese).
- [25] Park S, Lee J, Hwang G, et al. Event-driven energy trading system in microgrids: aperiodic market model analysis with a game theoretic approach[J]. IEEE Access, 2017(5): 26291-26302.
- [26] 方德斌, 王先甲. 电力市场发电公司竞价策略研究[M]. 北京: 科学出版社, 2010: 64-75.
- [27] 卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009-5017.
Lu Qiang, Chen Laijun, Mei Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009-5017(in Chinese).
- [28] 苏晨, 吴在军, 周力, 等. 计及线路损耗的自治型微电网群分布式经济控制[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1839-1846.
Su Chen, Wu Zaijun, Zhou Li, et al. Distributed economic control for islanded microgrid cluster with transmission losses[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1839-1846(in Chinese).
- [29] 孔祥玉, 曾意, 陆宁, 等. 基于多智能体竞价均衡的微电网优化运行方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1626-1633.
Kong Xiangyu, Zeng Yi, Lu Ning, et al. Optimal operation of microgrid based on multi-agent bidding equilibrium[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(6): 1626-1633(in Chinese).
- [30] 李晨迪, 陈渊睿, 曾君, 等. 基于非合作博弈的微电网能量管理系统优化算法[J]. 电网技术, 2016, 40(2): 388-394.
Li Chendi, Chen Yuanrui, Zeng Jun, et al. Research on optimization algorithm of microgrid energy management system based on non-cooperative game theory[J]. Power System Technology, 2016, 40(2): 388-394(in Chinese).
- [31] 肖浩, 裴玮, 孔力. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度协调优化调度[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 7-14.
Xiao Hao, Pei Wei, Kong Li. Multi-time scale coordinated optimal dispatch of microgrid based on model predictive control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 7-14(in Chinese).



窦春霞

收稿日期: 2018-07-06。

作者简介:

窦春霞(1967), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为智能电网能量管理与控制, E-mail: cxdou@ysu.edu.cn;

罗维(1993), 男, 硕士研究生, 研究方向为微网电力市场交易, E-mail: lw0629@126.com;

岳东(1964), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为智能电网网络化控制;

齐航(1993), 女, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源预测控制和微网能量管理;

孟驰华(1992), 男, 硕士研究生, 研究方向为微网市场交易及能量管理;

张亚民(1992), 男, 硕士研究生, 研究方向为微网实验平台构建、能量管理策略;

张占强(1988), 男, 博士研究生, 研究方向为分布式发电控制技术、智能电网网络化控制;

张博(1993), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网逆变器控制技术;

刘丽(1992), 女, 硕士研究生, 研究方向为分布式电源协调控制技术。

(责任编辑 王金芝)