



电力系统自动化

Automation of Electric Power Systems

ISSN 1000-1026, CN 32-1180/TP

《电力系统自动化》网络首发论文

题目：多微网多时间尺度交易机制设计和交易策略优化
作者：黄弦超，封钰，丁肇豪
收稿日期：2020-06-01
网络首发日期：2020-10-14
引用格式：黄弦超，封钰，丁肇豪. 多微网多时间尺度交易机制设计和交易策略优化[J/OL]. 电力系统自动化.
<https://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20201014.1055.002.html>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

多微网多时间尺度交易机制设计和交易策略优化

黄弦超, 封 钰, 丁肇豪
(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 102206)

摘要: 为了在多微网交易中充分发挥分散调度的优势、保护各子微网的隐私,以及进行高效快速的计算,文中提出了一种并网型多微网系统多时间尺度交易机制和基于深度学习的交易策略优化算法。首先,建立了多微网内部交易价格模型,该模型可根据多微网内部供需形势的变化,动态调整内部交易价格,使多微网内部交易相对于微网直接与配电网交易更具经济性,从而激励各子微网参与内部交易。其次,建立了“报量不报价”的日前、日内交易机制。在日前交易中通过交易电量和内部交易价格的迭代,形成日前交易计划和交易价格,并进行日前电力交易出清;在日内交易中,各子微网仅申报一次不平衡功率的购售电需求,申报结束后直接出清。此外,基于多微网系统与配电网之间日前预期和实际交互功率的偏差,提出了联络线功率偏差的补偿方案,以降低多微网系统功率波动对配电网运行的影响。然后,基于生成的日内交易样本数据,引入深度神经网络算法训练学习各子微网的交易策略,以便子微网在日内交易阶段快速、准确地得到自身最优的购售电计划。最后,通过算例验证了所提出模型和算法的有效性。

关键词: 深度学习; 微网(微电网); 配电网; 多时间尺度; 能量交易

0 引言

随着微网系统的不断发展,地域上呈相邻特点的各微网系统可以组成多微网系统,通过彼此间及与配电网的协调进一步提高自身的用电经济性与供电可靠性^[1-3]。然而,并网型微网系统的接入不仅增大了配电网优化控制的复杂度,而且微网系统内风电和光伏新能源的出力波动性和随机性也影响着配电网的可靠性^[4-7]。因此,并网型多微网系统高效协调的运行,对提高分布式发电的经济性、可靠性及配电网的稳定性具有重要意义。

目前,针对多微网系统运行问题的研究主要集中在优化调度上,分为集中控制与分散控制2种:一种是运用双层优化模型在强调总体经济性的基础上进行子微网的优化运行^[8-9];另一种是运用强化学习、博弈论等方法进行各子微网分散自治研究^[10-13]。集中式调度虽然可以有效改善多微网系统运行的经济性,然而却忽略了各子微网主体的独立性,不能很好地保护各子微网的隐私;分散式调度则更注重各子微网的独立性,不存在隐私泄露问题,而经济性则

不如集中控制。

对于多微网系统交易问题的研究目前相对较少。文献[14]对多能协同的交易模型进行了综述,从顶层设计的角度提出了综合能源市场分阶段的交易模式。文献[15]提出了微平衡交易的概念,设计了微网与配电网之间的交易模式和交易机制。这2篇文献更侧重于交易机制的宏观设计。文献[16]提出了多微网投标竞价、统一出清的交易机制,并使用单纯形法和博弈论纳什均衡解来确定最优售电计划,但是这种集中竞价的方式不利于保护各子微网的隐私信息。文献[17]建立了智能建筑群电能日前优化共享模型,采用Shapley算法将收益按各智能建筑对整个系统交易量的边际贡献进行分配,简化了各个子微网之间的交易机制的设计。文献[18]首先构建了多微网双层控制体系,上层设计了多微网内部能量交易策略并与配电网进行整体优化,下层则由各子微网针对上层的调度结果结合风电、光伏和负荷预测值进行功率调整,运用交替方向乘法(alternating direction method of multipliers, ADMM)对多微网系统和各子微网进行交替求解,加强了各子微网决策的独立性,不过,文献[18]本质属于集中控制,子微网依然要服从整体的利益。文献[19]从光伏电厂角度出发,提出了一种相邻光伏电厂之间的基于“价格-需求”响应的能量共享模型,通过内

收稿日期:2020-06-01;修回日期:2020-07-30。

国家自然科学基金资助项目(51907063);中央高校基本科研业务费专项资金资助(2019MS054)。

部购售电价生成机制引导各光伏电厂参与协作合作,满足个体独立性和整体经济性需要。该文的研究思路对并网型多微网交易具有良好的参考意义,不过迭代求解不适于实时调度,且该文忽略了多微网侧与配电网侧的利益分配。

同时,在以上研究中,对多微网交易行为的建模无论是集中优化还是分散自治,都主要采用迭代方式求解。迭代优化方式在面临大量数据运算时可能无法满足实时需要^[20],而深度学习(deep learning, DL)技术以精准的数据特征提取和高效的求解速度,为这一问题的解决提供了思路^[20-21]。

基于以上考虑,本文改进了文献[19]中建立的多微网内部交易价格模型以确保内部交易价格始终受到供需比的影响;建立了一种“报量不报价”的日前、日内交易机制,以保护各微网的隐私;引入深度神经网络(deep neural network, DNN)算法训练学习各子微网的交易策略,便于子微网在日内交易阶段快速、准确地得到自身的最优购售电计划。

1 多微网系统交易机制设计

1.1 多微网系统结构图

由于分布式电源发电特性(如风电在凌晨发电量较大,光伏在白天中午发电量较大)和负荷用电特性(如厂房车间负荷曲线与办公楼宇的负荷曲线存在差异)的不同,具有不同电源结构和负荷构成的子微网可以组成多微网系统协调运行,提高各自运行的经济性和可靠性。

本文所研究的并网型多微网系统结构基于文献[22]并做修改,如图1所示。各子微网均由风力机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、微型燃气轮机(micro turbine, MT)、柴油机(diesel engine, DE)、储能系统(energy storage system, ESS)组成。各微网在物理上均与配电网相连可直接进行交易,但各自之间并不直接相连。当选择单个微网组成多微网系统时,须连接到同一个能量管理系统(energy management system, EMS)和其进行功率及数据交互,而不再与配电网直接进行交易。EMS同时与配电网和子微网连接,一方面代理多微网系统与配电网进行交易,另一方面确定多微网内部的交易。此时多微网内部的子微网仍然保持和配电网的物理连接以便在需要时退出多微网系统,直接与配电网交易。

1.2 多微网系统交易方法

多微网系统内部交易方法设计的要点在于,既能保护各子微网的隐私信息,也能保证各子微网的调度独立性,还能保障各子微网获得相对均衡的经

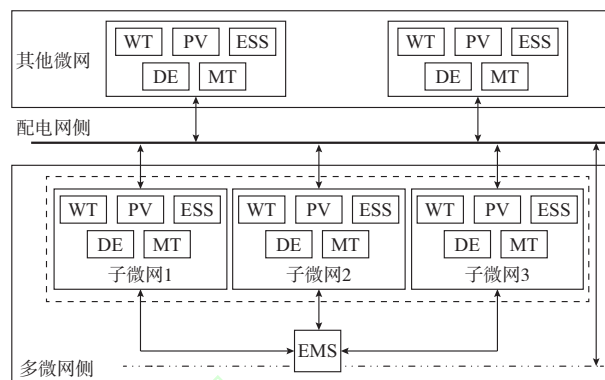


图1 并网型多微网系统结构

Fig. 1 Structure of grid-connected multiple microgrid

济收益。文献[23]提出了一种报量不报价的市场交易模式以适应目前处于起步阶段的中国电力现货市场的需求。本文借鉴该思路,设计了多微网系统的内部交易方法。具体设计方法如下所示。

1) 日前交易: 日前交易提前一个交易日开放。首先各子微网基于自身利益最大化的目标,向EMS提交下一个交易日每小时的购售电需求;然后由EMS汇集所有购售电需求信息后,基于内部交易价格模型(详见第1.3节),计算并发布所得到成交电量和价格;接着,各子微网基于EMS所发布的成交信息,调整其购售电申报计划,通过多次量价交互迭代后,最终生成下一个交易日每小时的交易计划和交易价格,并进行日前出清。

2) 日内交易: 日内交易提前1 h开放。各子微网基于最新的风电、光伏和负荷预测和日前交易结果,基于自身利益最大化目标向EMS提交下一个交易时段不平衡功率的购售电需求。考虑到调度时限要求,在日内阶段的每个交易时段,仅允许子微网向EMS提交1次购售电计划,然后立即由EMS基于内部交易价格生成模型,计算并公布下一个交易时段的交易计划和交易价格。

虽然各子微网的购售电需求与发电成本存在隐性联系,但在无法获取机组信息的前提下,基本不会泄露子微网的隐私信息。同时内部交易价格与各子微网的购售电预期需求量相关,因而可发挥价格机制的引导作用,激励各子微网积极参与协作运行,以实现共赢。

1.3 多微网系统内部交易价格模型

各子微网之间的协作本质上是利用各微网之间的发电特性和用电特性的差异化进行功率交换,即在电力盈余或不足时将售电或购电的对象,从单一配电网转向其他微网。因为,微网之间达成协作,首要满足的条件是多微网系统内部售电价格高于其直

接向配电网售电的价格,而内部购电价格低于其直接向配电网购电的价格。

文献[19]提出了多微网系统内部电价计算公式,如下式所示。

$$I_{\text{sell},t} = f(S_t) = \begin{cases} \frac{O_{\text{sell},t} O_{\text{buy},t}}{(O_{\text{buy},t} - O_{\text{sell},t})S_t + O_{\text{sell},t}} & 0 \leq S_t \leq 1 \\ O_{\text{sell},t} & S_t > 1 \end{cases} \quad (1)$$

$$I_{\text{buy},t} = f(S_t) = \begin{cases} I_{\text{sell},t} S_t + O_{\text{buy},t} (1 - S_t) & 0 \leq S_t \leq 1 \\ O_{\text{sell},t} & S_t > 1 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $O_{\text{buy},t}$ 和 $O_{\text{sell},t}$ 分别为时段 t 从配电网购电和向配电网售电的价格,简称外部电价; $I_{\text{buy},t}$ 和 $I_{\text{sell},t}$ 分别为 t 时段多微网系统内部购、售电价格,简称内部电价; S_t 为 t 时段多微网系统内部的供需比,如式(3)所示。

$$S_t = \frac{P_{\text{sell},t}}{P_{\text{buy},t}} = \frac{\sum_{k=1}^{K_{\text{num}}} P_{\text{sell},k,t}}{\sum_{k=1}^{K_{\text{num}}} P_{\text{buy},k,t}} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{sell},t}$ 和 $P_{\text{buy},t}$ 分别为多微网系统内各子微网在时段 t 的预计售出/购买的功率之和; $P_{\text{buy},k,t}$ 和 $P_{\text{sell},k,t}$ 分别为子微网 k 在时段 t 的买入功率和卖出功率; K_{num} 为参与多微网协同调度的子微网的总数。

从式(1)和式(2)可以看出,当内部供需比在0和1之间时,内部电价将随着供需比的变化而改变,有利于引导各子微网根据内部供需形势调整其购售电需求;但是,当内部供需比大于1时,内部电价与外部电价完全相等,此时子微网没有足够的动力去参与多微网系统内部的交易,也丧失了价格对各子微网发用电计划的引导作用。因此,本文参考文献[24],基于文献[19]所提出的思路对式(1)和式(2)进行改进,式(4)和式(5)推导的基本准则是:①经济守恒;②购电价格不小于售电价格;③供需比为1时,购售双方获利相等^[24]。推导过程详见附录A式(A1)~式(A7)。

$$I_{\text{sell},t} = \begin{cases} \frac{O_{\text{buy},t} (O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{buy},t} (1 + S_t) + O_{\text{sell},t} (1 - S_t)} & 0 \leq S_t \leq 1 \\ \frac{D_t O_{\text{sell},t} (O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{sell},t} (1 + D_t) + O_{\text{buy},t} (1 - D_t)} + (1 - D_t) O_{\text{sell},t} & S_t > 1 \end{cases} \quad (4)$$

$$I_{\text{buy},t} = \begin{cases} \frac{S_t O_{\text{buy},t} (O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{buy},t} (1 + S_t) + O_{\text{sell},t} (1 - S_t)} + (1 - S_t) O_{\text{buy},t} & 0 \leq S_t \leq 1 \\ \frac{O_{\text{sell},t} (O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{sell},t} (1 + D_t) + O_{\text{buy},t} (1 - D_t)} & S_t > 1 \end{cases} \quad (5)$$

式中: D_t 为 S_t 的倒数。

从改进后的公式可以看出,仅当内部购售电功率都为0时,内部购售电价与外部购售电价相同。其他情况下,内部电价始终受到供需比的影响,且内部售电价格高于直接向配电网售电的价格,而内部购电价格低于直接向配电网购电价格,因而有利于激励各子微网积极参与多微网内部系统的交易。

需要说明的是,日前、日内交易结束后,各子微网实时发生的购售电功率与日前日内购售电交易净值的差值,将以外部购售电价从配电网购买。

1.4 联络线交互功率偏差补偿方案

联络线交互功率偏差补偿方案设计的要点在于,既有利于激励多微网系统减少联络线功率波动对配电网运行的影响,又有利于激励配电网为多微网系统提供电力平衡服务。具体方法如下所示。

1)确定联络线交互功率波动区间:EMS汇总多微网内部日前交易结果后,向配电网确认下一个交易日各个时段联络线交互功率基准值。同时,EMS根据各子微网日前成交的购售电计划,确定各子微网与EMS联络线上交互功率基准值。然后,按照事先约定的允许波动比例,生成相关联络线上交互功率波动区间。

2)确定联络线交互功率偏差值:当联络线上实际交换功率超出日前所确定的交互功率波动区间,将被收取功率偏差补偿费。多微网系统与配电网联络线的功率偏差补偿费由EMS向配电网缴纳,子微网与EMS联络线的功率偏差补偿费由各子微网向EMS缴纳。

补偿费的计算公式如下式所示。

$$C_{\text{grid},t} = \begin{cases} 0 & |P_{\text{Exe},t} - P_{\text{exc},t}| \leq |\tau_e P_{\text{exc},t}| \\ \epsilon_e (|P_{\text{Exe},t} - P_{\text{exc},t}| - |\tau_e P_{\text{exc},t}|) & |P_{\text{Exe},t} - P_{\text{exc},t}| > |\tau_e P_{\text{exc},t}| \end{cases} \quad (6)$$

$$C_{\text{ems},k,t} = \begin{cases} 0 & |P_{\text{Exe},k,t} - P_{\text{exc},k,t}| \leq |\tau_k P_{\text{exc},k,t}| \\ \epsilon_k (|P_{\text{Exe},k,t} - P_{\text{exc},k,t}| - |\tau_k P_{\text{exc},k,t}|) & |P_{\text{Exe},k,t} - P_{\text{exc},k,t}| > |\tau_k P_{\text{exc},k,t}| \end{cases} \quad (7)$$

式中: $C_{\text{grid},t}$ 和 $C_{\text{ems},k,t}$ 分别为EMS向配电网和子微网 k 向EMS在日内时段 t 缴纳的功率偏差补偿费; $P_{\text{Exe},t}$ 和 $P_{\text{Exc},k,t}$ 分别为EMS与配电网、子微网 k 与

EMS 日内调度时交互的功率,对应前文中 $P_{\text{buy},k,t}$ 和 $P_{\text{sell},k,t}$ (买入取正值,卖出取负值); $P_{\text{exc},t}$ 和 $P_{\text{exc},k,t}$ 分别为 EMS 与配电网、子微网 k 与 EMS 日前调度时段 t 时交互的功率; τ_e 和 τ_k 分别为 EMS 与配电网、子微网 k 与 EMS 事先约定的功率允许波动比例; ϵ_e 和 ϵ_k 分别为 EMS 与配电网、子微网 k 与 EMS 事先约定的单位偏差功率补偿系数。

需要说明的是,在本文的设计中,EMS 的运营机构为盈利机构。收入来源包括交易服务费和兜底服务费 2 个渠道。交易服务费可根据所管理的多微网系统的交易电量收取,而兜底服务费则来源于日前日内交易功率的偏差补偿。

在现实中,EMS 代表多微网系统整体与配电网进行协商功率允许波动范围以及补偿系数,通常比各子微网单独与配电网协商确定的参数更具优势,因而 EMS 可以努力争取更有利的 τ_e 和 ϵ_e ,然后通过合理地设置 τ_k 和 ϵ_k ,在吸引子微网参与多微网内部交易的同时从 τ_e 和 τ_k 以及 ϵ_e 和 ϵ_k 的差异中获得盈利空间。除此之外,由于多微网内部存在正负偏差抵消的情况,因而 EMS 向配电网缴纳的偏差补偿与从各子微网收取的偏差补偿并不完全相同,这将构成 EMS 提供偏差功率兜底服务的收入来源。

2 子微网日内交易优化模型与算法

2.1 计算流程

子微网参与日内交易时,不仅需要考虑自身的 WT 和 PV 出力 and 负荷需求的不确定性,还需要考虑其他子微网的购售电计划的不确定性,增加了日内交易计划制定的复杂性;而另一方面,日内交易的实时性对算法优化时间的要求进一步提高,采用传统的优化算法很难兼顾这 2 方面的需求,因而本文将应用 DNN 算法对子微网的日内交易计划进行优化求解。

理论上,通过大量的交易数据将产生充足的训练样本,以训练 DNN 模拟子微网的购售电策略。但由于现实中缺乏相应的数据,因此本文将通过以下方式生成训练样本:首先各子微网对日内 WT, PV 和负荷进行预测,然后在预测值周围随机生成随机风电、光伏和负荷值,以此作为 DNN 训练集与测试集中的输入值;而 DNN 训练集和测试集的输出值则利用固定的初始配电网交易电价和前文的随机风电、光伏和负荷数据,参照 1.2 节中量价迭代优化方法求解生成。按照如上方法,即可得到充足的 DNN 训练数据。

在此给出基于 DNN 的多微网系统交易策略结构示意图如图 2 所示。

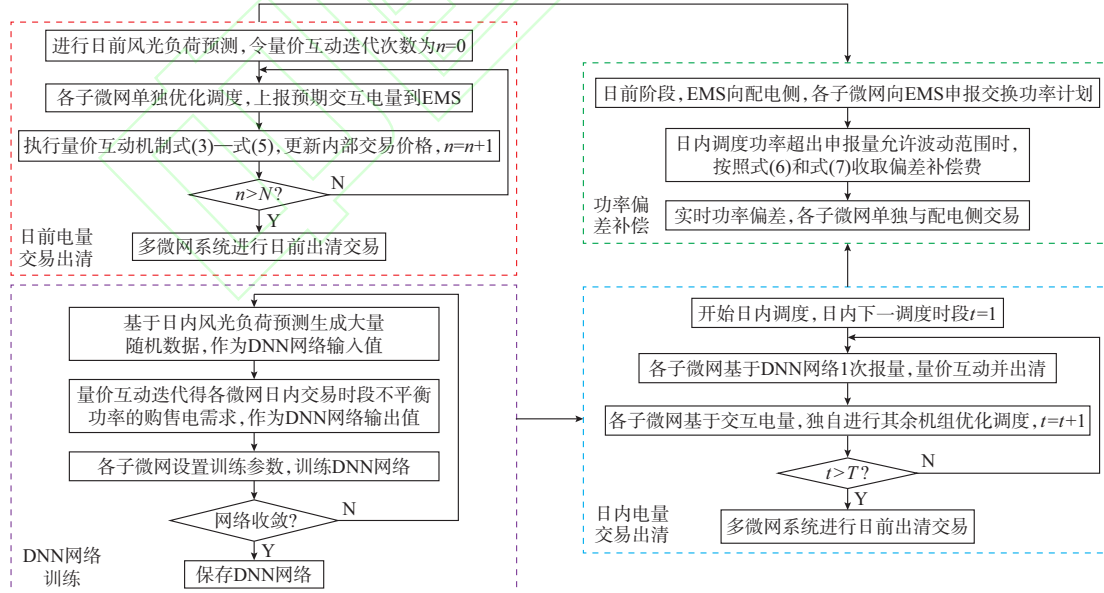


图 2 基于 DNN 的多微网系统交易策略结构示意图

Fig. 2 Schematic diagram of trading strategy structure of multiple microgrids based on DNN

2.2 子微网内部优化调度模型

本文需对各子微网的日内调度计划进行优化求解,以求解得到的购售电需求替代日内交易中的购售电申报历史数据。子微网中 PV 和 WT 的出力按

照预测最大出力进行调度。根据本文所设计的交易机制,当 WT 和 PV 出力大于微网内部负荷需求时,将进行电能交易。因此,在本文的研究中,不存在弃风、弃光现象。

此外,考虑到微网之间以及微网与配电网之间的交易功率较小,不易造成网络阻塞,因而在调度模型中忽略了网络潮流约束。

2.2.1 优化目标

优化目标为调度周期内调度成本最小,如式(8)所示。

$$C_{\text{total},k} = \min(C_{\text{oper},k} + C_{\text{exch},k} + C_{\text{poll},k} + C_{\text{puni},k}) \quad k=1,2,\dots,K_{\text{xt}} \quad (8)$$

式中: $C_{\text{total},k}$, $C_{\text{oper},k}$, $C_{\text{exch},k}$, $C_{\text{poll},k}$, $C_{\text{puni},k}$ 分别为子微网 k 的调度成本、运行成本、功率交互成本、污染处理成本和联络线交互功率偏差补偿成本; K_{xt} 为参与交易的子微网数目。具体表达式详见附录B式(B1)一式(B4)。

2.2.2 约束条件

约束条件包括功率平衡约束、MT和DE机组运行约束^[25-27]、PV和WT出力约束、储能电池运行约束,详见附录B式(B5)一式(B18)。

2.3 DNN训练建模

训练网络的输入为预设的配电网分时交易电价和各子微网的WT、PV出力和负荷值,输出值为各子微网的内部交互电量。为了提高DNN的泛化能力,大量的样本训练必不可少。本文基于WT和PV出力,以及负荷的预测误差,产生大量WT出力、PV出力和负荷随机数据,以此作为输入值。输出值的获取则按下述方式迭代求解。

假设第 $i-1$ 层共有 g 个神经元,则第 i 层的第 j 个节点的输出 $h_{j,i}$,如下式所示。

$$h_{j,i} = \sigma(z_{j,i}) = \sigma\left(\sum_{k=1}^g \omega_{jk,i} h_{k,i-1} + b_{j,i}\right) \quad (9)$$

式中: σ 为激活函数,即对某一节点的输入求和并进一步增强的函数; $z_{j,i}$ 为第 i 层的第 j 个节点的输入变量; $\omega_{jk,i}$ 为第 $i-1$ 层的第 k 个节点到第 i 层的第 j 个节点的权重系数; $b_{j,i}$ 为第 i 层的第 j 个节点的偏差系数。

本文采用均方差损失函数,表达方式如下所示。

$$L(\theta_m) = \frac{1}{UT} \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T (y_{u,t} - y'_{u,t})^2 \quad (10)$$

式中: L 为损失函数; U 为训练样本个数, u 为训练样本序号; $y_{u,t}$ 为样本 g 在时段 t 的期望值, $y'_{u,t}$ 为网络输出的预测值; m 为训练轮数; T 为时段总数; θ_m 为对应轮数的DNN网络隐藏层参数^[28]。设定参数的学习率为 μ ,则 θ_m 的更新方式详见文献[29]。

为了克服过拟合的问题,本文通过对式(10)所定义的损失函数进行L2正则化,从而限制权重系数

的值以适应异常值和噪声,如式(11)所示。

$$L(\theta_m) = \frac{1}{UT} \sum_{u=1}^U \sum_{t=1}^T (y_{u,t} - y'_{u,t})^2 + \frac{\alpha}{2} \omega^T \omega \quad (11)$$

式中: α 为正则化超参数,是正常数; ω 为权重系数矩阵。

此外,为了提高回归精度和计算效率,训练前对数据进行预处理,通过线性函数归一化(Min_Max scaling)使数据值落在 $[0,1]$ 的区间内,以降低训练数据的偏差。需要说明的是,本文采用MATLAB与Pycharm混合编程。MATLAB版本为2018b,对应Python版本为3.6,代码可参考文献[30]。

3 算例仿真

3.1 参数设置

采用图1所示的并网型多微网系统进行研究。该系统含有3个微网,依次为工业型、商业型和居民型。WT出力、PV出力、负荷曲线见附录C图C1—图C3;各子微网机组类型、配电网分时交易电价、机组参数见附录C表C1—表C3,数值根据参考文献[18,22,26]并进行修改而得到。日前优化周期为24 h,时间间隔1 h;日内优化周期为24 h,时间间隔1 h。假定WT出力和PV出力的日前、日内预测平均绝对百分比误差(mean absolute percent error, MAPE)上限分别为15%和5%,负荷的日前、日内预测MAPE上限分别为3%和1%,则日前和日内WT出力、PV和负荷预测曲线可在实际曲线上加上期望为0、标准差为偏差值的白噪声获得^[27,31]。

此外,风电和光伏发电成本不计;各子网与EMS、EMS与配电网侧的功率传输不设上限。

3.2 日前量价互动仿真与分析

日前量价互动仿真基于本文提出的日前交易方法和多微网内部价格模型。各子微网独立优化次数40次,其中第1次迭代中交易价格为附录C表C2所示配电网交易价格,其他39次迭代中的交易价格为根据式(4)和(5)计算得到的结果。各微网日调度成本变化情况见附录C图C4。

从图C4可以看出,进行4次量价互动后各子微网的成本便进入平衡状态(本算例存在2种平衡状态)。迭代优化结果见附录C表C4。

取总体下降最多情况(结果2)进行分析,日调度总成本由4 046.574元下降到3 822.100元,各子微网分别下降84.628元,26.522元和113.324元。可见,各子微网均能通过参与多微网内部交易获益。下面将分析各子微网在不参与内部交易和参与内部交易下交互电量和日调度成本的变化情况。各子微网出力变化情况见图3。

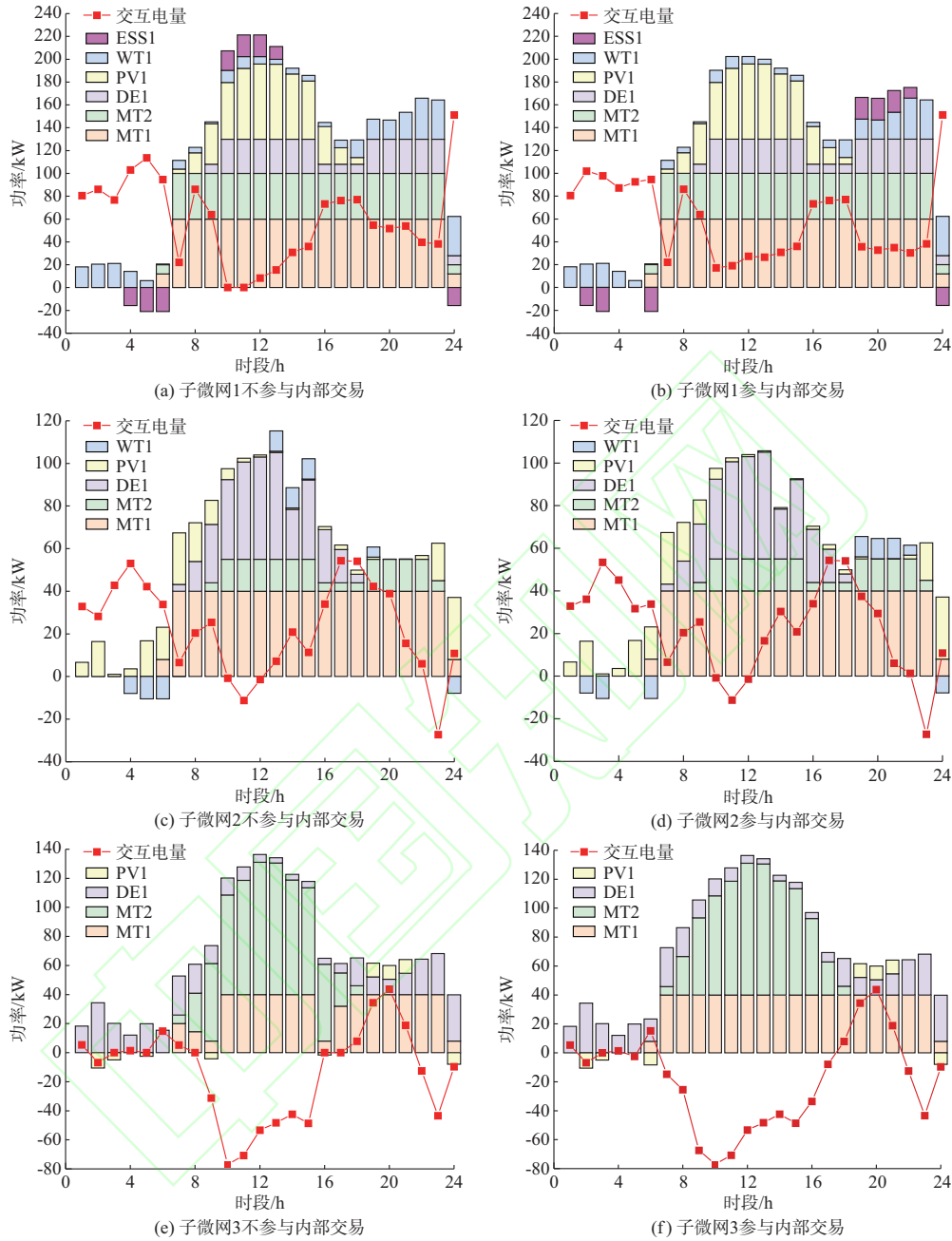


图3 各子微网出力变化
Fig. 3 Power changes of each sub-microgrid

子微网1作为工业型微网,自身电力缺口较大,基本全天都处于购电状态。从图3(a)和(b)可以看出,两者交互电量的差别是由于子微网1中ESS放电时段变化(由时段10至12变成了时段19至21)造成的。这是因为通过内部交易后,时段10至12购电价下降明显(由1.61元/(kW·h)下降到1.148, 1.020, 1.090元/(kW·h)),而时段19至21没有改变仍保持较高水平。

参与多微网内部交易后,由于在大部分购电时段子微网1内部购电价都有了显著下降,因而子微

网1运行成本下降了84.628元,其中由于购电价格的降低带来的购电成本下降为84.606元。

子微网2作为商业型微网,时段9至20为其负荷高峰。如图3(c)和(d)可以看出,其购电特点为:在电价低谷时段(时段1至6)大量购电并通过ESS蓄能,以提高运行经济性;在时段17至21负荷高峰时段大量购电,以满足负荷需求。需要说明的是,时段9至16虽同样处于负荷高峰,但由于子微网2内部光伏高发而无须大量购电。而子微网2的售电发生在时段11和23。从附录C图C4可以看出,子微

网2的负荷在负荷高峰时段10和11小幅下降而在时段11至13持续升高,因而在时段11子微网2保持机组高出力状态,其边际发电成本低于此时售电价格,因而售电有利可图;而在第23时段风电出力较大,且该时段负荷低,所以对外售电。

从图3(d)可以看出,两者交互电量的差别也是由ESS充放电时段变化造成的。主要充电时段由时段4至6变成了时段2和3以及时段6,这是因为经过内部交易后,时段2和3购电价格由0.47/(kW·h)下降到0.469 685元/(kW·h)和0.469 756元/(kW·h),而时段4和5的电价没有变化。可见虽然时段2和3的电价变化非常小,却影响了储能的充电时段;主要放电时段由时段13至15变成了时段19至21,这是因为时段13至15经过量价迭代优化后购电价格降低,而时段19至21各微网都处于购电状态,电价没有改变。

参与多微网内部交易后,由于子微网2在低谷时段1至6和高峰时段17至20购电比例较大,而这些时段内部购电电价并没有降低,因而子微网2从多微网内部交易中获益相对较小。子微网2运行成本仅下降了26.522元,其中购电成本降低19.957元,售电收入增加6.159元。

子微网3作为居民型微网,由于PV出力较大而减小了其余类型机组的配置。其购售电特点为时段9至15大量售电、时段19至21大量购电,子微网3中ESS在负荷低谷时段2,3,5,24等电价低谷时段进行蓄能并在时段19至21进行放电。

两者交互电量的差别是由时段7至9和时段16和17时MT出力变化造成的。这是由于子微网1和2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.712,0.773,0.834元/(kW·h))。因而,参与内部交易后,子微网3中MT在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后子微网3运行成本下降了113.324元,其中售电收入提高了181.185元。

子微网3参与内部交易前后的成本构成如表1所示(表中电量为24 h总电量)。

从表1中可以看出,由于内部交易的售电电价上升,因此MT的发电量增加了125.504 kW·h,而ESS变化不大,使得子微网3的整体售电量增加120.603 kW·h,售电收入增加了181.185元。由此可见,子微网3在参与内部交易前后成本下降接近50%主要是其售电量和售电电价都提高后的结果。而子微网1和子微网2的成本受售电量和售电电价影响不大,原因是子微网1和子微网2中MT已经处

表1 子微网3参与内部交易前后成本和出力对比
Table 1 Costs and power outputs of sub-microgrid 3 before and after inner trade

比较项目	成本/元		电量/(kW·h)	
	参与前	参与后	参与前	参与后
MT	376.207	448.343	570.496	696.000
ESS	27.076	27.077	60.169	60.172
购电	177.050	172.775	131.404	126.506
售电	-394.502	-575.687	444.279	564.882
总和	185.832	72.508		

于满发状态,因而MT无法增加出力用于售电;而子微网3中WT和PV装机容量比例较大,MT留有足够的备用容量,因而有增加出力以获取售电利润的空间。

由此可见,本文所提出的日前交易机制和多微网内部交易价格模型能充分发挥不同电源结构和负荷特性的微网的作用,从而实现多微网内部电力互济、经济共赢的目的。

3.3 日内交易仿真与分析

日内交易为各子微网通过训练DNN在日内各个交易时段一次报量后出清,用于验证DNN的时效性和精确度。

3.3.1 参数设置

DNN设置为输入层节点数为8,输出层节点数为4。即输入规模为 8×1 ,代表未来4个调度时段的风电、光伏和负荷预测值(风电和光伏由于成本均忽略,且预测偏差比例相同,在此合并),输出规模为 4×1 ,代表未来4个调度时段不平衡功率的购售电需求(每次仅取第1个时段的结果上报)。含2层隐藏层,节点数分别为40和20,激活函数为ReLU;训练数据为100组,训练次数为1 000次,数据预处理方式及损失函数如2.3节所述。联络线交互功率偏差补偿方案参数设置见附录C表C5。

设置2种方案进行研究。方案1:基于DNN的日内交易优化;方案2:基于迭代方式的日内交易优化。方案2采用滚动优化方式,以4 h为滚动周期。假设日内下一时段为 $t(1 \leq t \leq 21)$,那么时段 t 至 $t+3$ 采用日内风电、光伏和负荷预测值,时段 $t+4$ 至24采取日前风电、光伏和负荷预测值,进行量价优化迭代求解,每次求解仅取时段 t 的结果作为报量。

3.3.2 仿真分析

此处选取日内时段6至9周期数据进行训练,即各子微网通过DNN训练得到日内调度时段6的不平衡功率购售电需求。各子微网训练过程中的损失函数值均已收敛。2种方案下各子微网在日内时段6的交互功率和调度成本如表2所示。表中求解时

间取 MATLAB 探查器中主要求解函数的自用时间,而非主函数运行总时间。表中偏差均是方案 1 相对于方案 2 的偏差。

表 2 2 种调度方案对比
Table 2 Comparison between two dispatch method

子微网	方案	报量/kW	报量偏差/%	成本/元	成本偏差/%	用时/s
1	1	0.008		68.375	0.009	1.021
	2	0		68.369		5.236
2	1	-3.288	1.670	27.557	-0.134	1.021
	2	-3.234		27.594		5.236
3	1	0.319	2.970	19.651	0.057	1.021
	2	0.303		19.640		5.236

可以看出,经过良好训练的 DNN 可以准确计算各子微网的报量,成本误差基本在 1% 以内,而求解时间却大大提升。方案 1 用时 1.021 s(含 DNN 用时 0.006 s、反求其余机组出力用时 1.015 s),方案 2 用时 5.236 s(为量价互动迭代 5 次到达收敛所用时间)。可以看出 DNN 大幅提高了求解速度,节省用时达到 80.5%。若机组增多,约束增多,迭代求解收敛远超 5 次,则求解速度会有更大提升。

3.4 联络线交互功率偏差补偿对各子微网影响分析

下面以日内调度时段 6 第 8 为例,研究联络线交互功率偏差补偿对各子微网的影响。基本算例的优化目标含偏差补偿费用,下称日内 1;对比算例的优化目标不含偏差补偿费用,下称日内 2。如附录 C 表 C6 至表 C8 所示,为子微网 1、子微网 2、微网 3 在日内调度时段 6 和 8 下,含偏差补偿费用和不含偏差补偿费用的出力对比。

可以看出,在调度时段 6,子微网 1 和子微网 2 都通过 ESS 调节了日前与日内的风电、光伏和负荷波动;而子微网 3 则在目标函数无偏差补偿的情况下大量购电,在有偏差补偿的情况启用了 MT 机组。在调度时段 8,子微网 2 和子微网 3 都通过 ESS 调节了日前与日内的风电、光伏和负荷波动,而子微网 1 则在目标函数无偏差补偿的情况下采用购电而避免了 DE 的使用。因此,通过在目标函数中施加偏差补偿项,可以引导各子微网调整日内交易策略,减少日前与日内联络线的功率偏差。

此外,在日内 1 方案中,子微网 1、子微网 2、子微网 3 分别在时段 6 向 EMS 缴纳 0,0.127 9,0 元惩罚费用,EMS 要向配电网缴纳 0.0180 元,EMS 收入 0.109 9 元,这是子微网 2 的售电行为和子微网 3 的购电行为相互抵消,因而减小了 EMS 的功率偏差,

同时降低了偏差补偿费用;子微网 1、子微网 2、子微网 3 在时段 8 分别向 EMS 缴纳 0,0,0.148 元偏差补偿费用,而 EMS 则要向配电网缴纳 0.104 8 元,EMS 收入 0.043 2 元。原因在于:虽然 EMS 与配电侧的功率偏差比例更小、单位功率偏差补偿金额更大,然而 EMS 作为子微网功率偏差的总体,日前交换量的基数通常要大于单个子微网的日前交换量,因此相同的功率偏差体现在 EMS 侧比例要更小,这是 EMS 能够从偏差补偿兜底服务中盈利的另一个重要原因。

3.5 配电网交易电价峰谷比对比交易策略和交易结果的影响分析

多微网系统与配电网交易电价的设置会影响交易策略和交易结果。以表 C2 为基准电价(峰谷电价比为 3.8),售电电价和购电电价的谷时和平时电价不变,设置 4 种不同峰谷电价比的情景进行分析。

情景 1:将峰时电价降低为 1.32 元/(kW·h)(峰谷电价比为 2.8)。

情景 2:将峰时电价升高为 1.78 元/(kW·h)(峰谷电价比为 3.8)。

情景 3:峰时电价降低为 0.72 元/(kW·h)(峰谷电价比为 2.9)。

情景 4:将峰时电价升高为 1.02 元/(kW·h)(峰谷电价比为 4.1^[32])。

通过计算,总结不同子微网在以上 4 个情景中相对于基准情景时交易策略的主要变化如下所示(具体分析过程详见附录 D)。

1)情景 1

当峰时购电电价降低后,ESS 不再具备成本优势,因此子微网 1、子微网 2、子微网 3 中的 ESS 均不再工作。同时,在高峰时段各微网的 DE 出力降低。

因而,在情景 1 中子微网 1 在高峰时段增加了购电量;子微网 2 午高峰时段降低售电量,在晚高峰时段增加了购电量;子微网 3 在高峰时段增加了购电量。

2)情景 2 和情景 4

子微网 1 至子微网 3 各机组出力及购售电策略几乎不变。

3)情景 3

当峰时售电电价降低后,子微网 2 中的 DE 机组在时段 10 和 11 出力降低,不再向外售电,降低了子微网 2 的售电量。而子微网 1 和子微网 3 中各机组的出力基本相同,购售电策略几乎不变。

不同情景下交易电价如图 4 所示。

从图 4 可以得到以下结论。

1)多微网系统在高峰时段的内部购售电电价基

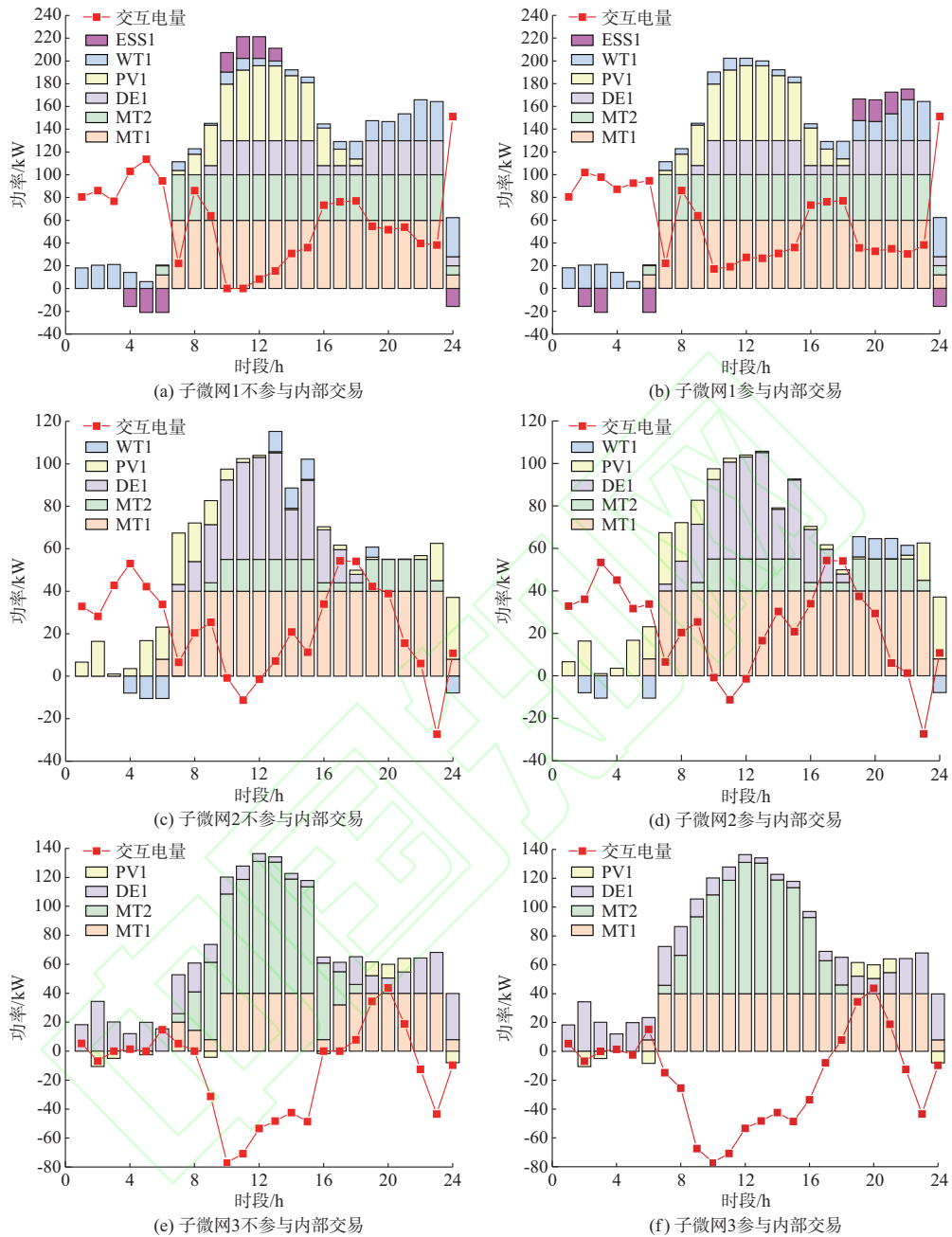


图4 不同购售电电价情景下交易电价对比

Fig. 4 Comparison of trading price among different purchasing and selling prices scenarios

本会随着配电侧峰时购/售电电价的上升而上升。

2) 内外购售电的价差随着配电侧峰时购电电价的上升而上升;随着配电侧峰时售电电价的上升而降低。

不同情景下各子微网调度总成本的变化情况如表3所示。由表6可以到以下结果。

当购电电价的峰谷比提高时,3个子微网经过内部交易获得的收益均提高。其原因在于:随购电峰时电价提高,微网内部的购电电价与外部购电电价的价差增大,因而子微网1和子微网2这种只购

表3 不同情景下各子微网参与内部交易后成本降低值
Table 3 Costs decrease after each sub-microgrid participating in inner trade under different scenarios

情景	降低值/元			电价峰谷比	
	子微网1	子微网2	子微网3	购电	售电
基准情景	84.606	26.522	113.324	3.4	3.8
情景1	52.048	17.989	84.805	2.8	3.8
情景2	111.519	28.121	124.975	3.8	3.8
情景3	101.936	36.133	176.706	3.4	2.9
情景4	81.579	20.967	97.921	3.4	4.1

电不售电或以购电为主的微网因内部交易获得的收益会提高;而子微网3作为以售电为主的微网因峰时购电电价的上升提高了微网内部售电电价的上限,带动售电电价上升,因而增大了售电收益。

当售电电价峰谷比提高时,3个子微网经过内部交易获得的收益都会下降。其原因在于:售电电价峰时电价的上升将带动整体内部售电电价上升,因而子微网1和子微网2这种只购电不售电或购电为主的微网因内部交易获得的收益会降低;而随着售电峰时电价提高,微网内部的售电电价与外部售电电价的价差减小,因而子微网3作为售电为主的微网因内部交易获得的收益会下降。

4 结语

本文提出了一种并网型多微网系统多时间尺度交易机制和基于深度学习的交易策略优化算法,得到以下结论。

1)基于多微网内部购售电需求的内部交易价格模型,可有效促进各子微网协作,实现经济互赢。

2)经过良好训练的DNN可以在保证较高准确度的同时实现计算速度的大幅提升,在电力系统复杂建模和海量数据处理等方面潜力巨大。

3)在微网风电、光伏和负荷预测误差较大时,联络线交互功率偏差补偿方案可以引导各子微网调整日内发用电计划,从而减少联络线功率波动对配电网运行的影响,同时通过给予配电侧经济补偿,也有利于激励配电网为多微网系统提供电力平衡服务。

4)当多微网系统向配电网购电电价的峰谷比提高时,即平/谷时购电电价不变,峰时购电电价上升时,各子微网经过内部交易获得的收益都会提高;而当多微网系统向配电网售电电价的峰谷比提高时,即平/谷时售电电价不变,峰时售电电价上升时,各子微网经过内部交易获得的收益都会下降。

不过,本文建立的微网中DG数目较少,数学模型较为简单,优化建模时也没有考虑网络潮流约束。针对真实大规模系统的应用分析是下一步研究的重点。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] ZENGİNİS I, VARDAKAS J S, ECHAVE C, et al. Cooperation in microgrids through power exchange: an optimal sizing and operation approach[J]. *Applied Energy*, 2017, 203: 972-981.
- [2] AREFIFAR S A, ORDONEZ M, MOHAMED Y A R I. Voltage and current controllability in multi-microgrid smart distribution systems[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 9(2): 817-826.
- [3] NG E J, EL-SHATSHAT R A. Multi-microgrid control systems (MMCS)[C]// *IEEE PES General Meeting*. July 25-29, 2010, Providence, RI, USA: 1-6.
- [4] 朱兰,周雪莹,唐陇军,等.计及可中断负荷的微电网多目标优化运行[J].*电网技术*, 2017, 41(6): 1847-1854.
ZHU Lan, ZHOU Xueying, TANG Longjun, et al. Multi-objective optimal operation for microgrid considering interruptible loads[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(6): 1847-1854.
- [5] 许志荣,杨苹,赵卓立,等.中国多微网系统发展分析[J].*电力系统自动化*, 2016, 40(17): 224-231.
XU Zhirong, YANG Ping, ZHAO Zhuoli, et al. Analysis on the development of multi-microgrid in China [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(17): 224-231.
- [6] 张海涛,秦文萍,韩肖清,等.多时间尺度微电网能量管理优化调度方案[J].*电网技术*, 2017, 41(5): 1533-1542.
ZHANG Haitao, QIN Wenping, HAN Xiaoqing, et al. Multi-time scale optimization scheduling scheme of microgrid energy management [J]. *Power System Technology*, 2017, 41(5): 1533-1542.
- [7] 郭思琪,袁越,张新松,等.多时间尺度协调控制的独立微网能量管理策略[J].*电工技术学报*, 2014, 29(2): 122-129.
GUO Siqi, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, et al. Energy management strategy of isolated microgrid based on multi-time scale coordinated control [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2014, 29(2): 122-129.
- [8] 陈冰研.含多微网的主动配电网多时间尺度能量管理研究[D].北京:华北电力大学,2018.
CHEN Bingyan. Research on multi time scale energy management of active distribution network with multi-microgrids [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [9] 陈浩东.多微网系统的优化调度研究[D].西安:西安理工大学,2019.
CHEN Haodong. Research on optimal scheduling of multi-micro network system [D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2019.
- [10] 沈珉,柳伟,李虎成,等.基于强化学习的多微电网分布式二次优化控制[J].*电力系统自动化*, 2020, 44(5): 198-206.
SHEN Jun, LIU Wei, LI Hucheng, et al. Reinforcement learning based distributed secondary optimal control for multiple microgrids [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(5): 198-206.
- [11] 于丹文,杨明,翟鹤峰,等.鲁棒优化在电力系统调度决策中的应用研究综述[J].*电力系统自动化*, 2016, 40(7): 134-143.
YU Danwen, YANG Ming, ZHAI Hefeng, et al. An overview of robust optimization used for power system dispatch and decision-making [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(7): 134-143.
- [12] 江润洲,邱晓燕,李丹.基于多代理的多微网智能配电网动态博弈模型[J].*电网技术*, 2014, 38(12): 3321-3327.
JIANG Runzhou, QIU Xiaoyan, LI Dan. Multi-agent system based dynamic game model of smart distribution network

- containing multi-microgrid [J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3321-3327.
- [13] 刘洪,李吉峰,葛少云,等.基于多主体博弈与强化学习的并网型综合能源微网协调调度[J].电力系统自动化,2019,43(1): 40-50.
- LIU Hong, LI Jifeng, GE Shaoyun, et al. Coordinated scheduling of grid-connected integrated energy microgrid based on multi-agent game and reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 40-50.
- [14] 谈晶品,李扬.多能源协同的交易模式研究综述[J].中国电机工程学报,2019,39(22):6483-6497.
- TAN Jinjing, LI Yang. Review on transaction mode in multi-energy collaborative market [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6483-6497.
- [15] 刘敦楠,唐天琦,杨建华,等.面向能源互联网的微平衡调度交易设计[J].电力系统自动化,2017,41(10):1-8.
- LIU Dunnan, TANG Tianqi, YANG Jianhua, et al. Energy Internet based micro balance dispatching and trading design[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10): 1-8.
- [16] 窦春霞,罗维,岳东,等.基于多智能体的微网群内电力市场交易策略[J].电网技术,2019,43(5):1735-1744.
- DOU Chunxia, LUO Wei, YUE Dong, et al. Multi-agent system based electricity market trading strategy within microgrid groups [J]. Power System Technology, 2019, 43(5): 1735-1744.
- [17] 任文诗,高红均,刘友波,等.智能建筑群电能日前优化共享[J].电网技术,2019,43(7):2568-2577.
- REN Wenshi, GAO Hongjun, LIU Youbo, et al. Optimal day-ahead electricity scheduling and sharing for smart building cluster [J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2568-2577.
- [18] 刘昭林.多微网接入配网环境下的协调优化与控制[D].哈尔滨:哈尔滨工业大学,2018.
- LIU Zhaolin. Coordinated optimization and control of multiple microgrids in a distribution network [D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2018.
- [19] LIU N, YU X H, WANG C, et al. Energy-sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3569-3583.
- [20] DU Y, LI F X. Intelligent multi-microgrid energy management based on deep neural network and model-free reinforcement learning[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1066-1076.
- [21] 周念成,廖建权,王强钢,等.深度学习在智能电网中的应用现状分析与展望[J].电力系统自动化,2019,43(4):180-197.
- ZHOU Niancheng, LIAO Jianquan, WANG Qianggang, et al. Analysis and prospect of deep learning application in smart grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(4): 180-197.
- [22] 张育嘉.不平衡约束下多微网日前经济优化调度方法研究[D].广州:华南理工大学,2018.
- ZHANG Yujia. The research of day-ahead economic dispatch methods for multi-microgrids under three-phase unbalance [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2018.
- [23] 陈雨果,张轩,罗钢,等.用户报量不报价模式下电力现货市场需求响应机制与方法[J].电力系统自动化,2019,43(9): 179-186.
- CHEN Yuguo, ZHANG Xuan, LUO Gang, et al. Demand response mechanism and approach of electricity spot market in bidding mode without price on user side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(9): 179-186.
- [24] 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.
- [25] MEUS J, PONCELET K, DELARUE E. Applicability of a clustered unit commitment model in power system modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2195-2204.
- [26] PALMINTIER B S, WEBSTER M D. Heterogeneous unit clustering for efficient operational flexibility modeling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1089-1098.
- [27] 黄弦超,封钰.考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化调度[J].电力自动化设备,2020,40(4):125-131.
- HUANG Xianchao, FENG Yu. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 125-131.
- [28] 张重生.深度学习:原理与应用实践[M].北京:电子工业出版社,2016.
- ZHANG Chongsheng. Deep learning: principle and application practice [M]. Beijing: Publishing House of Electronics industry, 2016.
- [29] 蒋玮,汤海波,祁晖,等.基于集成深度神经网络的配电网联络关系辨识技术[J].电力系统自动化,2020,44(1):101-108.
- JIANG Wei, TANG Haibo, QI Hui, et al. Distribution network connectivity recognition based on ensemble deep neural network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(1): 101-108.
- [30] 李正浩.Python调用Matlab (Pycharm版本).人工智能_李正浩的博客-CSDN 博客[Z/OL]. [2020-02-10]. https://blog.csdn.net/m0_37316917/article/details/90256563.
- LI Zhenghao. How to call MATLAB program by Python (Pycharm) _ artificial intelligence_ LI Zhenghao's blog-CSDN BLOG [Z/OL]. [2020-02-10]. https://blog.csdn.net/m0_37316917/article/details/90256563.
- [31] 包宇庆,王蓓蓓,李扬,等.考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J].中国电机工程学报,2016,36(17):4589-4600.
- BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4600.
- [32] 马霖,张世荣.分时电价/阶梯电价下家庭并网光伏发电系统运行优化调度[J].电网技术,2016,40(3):819-825.
- MA Lin, ZHANG Shirong. Optimal operation scheduling of family grid-connected photovoltaic systems under time-of-use and ladder tariffs[J]. Power System Technology, 2016, 40(3):

819-825.

场及配电网优化运行。E-mail: fengyuhm@163.com

黄弦超(1980—),女,博士,副教授,主要研究方向:电力市场及配电网优化运行。E-mail: hxc241@163.com

丁肇豪(1988—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:电力市场和电动交通系统。E-mail: zhaohao.ding@ncepu.edu.cn

封 钰(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力市

(编辑 顾晓荣)

Design of Multi-time Scale Trading Mechanism and Trading Strategy Optimization for Multi-microgrids

HUANG Xianchao, FENG Yu, DING Zhaohao

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electricity Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: In order to give full play to the advantages of decentralized scheduling in multi-microgrids (MMGs), protect the privacy of each sub-microgrid, and perform efficient and fast calculations, this paper proposes a multi-time scale trading mechanism of the grid-connected MMGs system and a trading strategy optimization algorithm based on deep learning. Firstly, an internal electricity pricing model of MMGs is established, which can dynamically adjust the internal transaction price according to the changes of electricity supply and demand situation in MMGs, making the internal trade among the multi-microgrids more economical than the direct trade between the micro grid and the distribution, so as to encourage each sub-microgrid to participate in internal trade. Secondly, a day-ahead and intra-day trading mechanism of "quoted volume without quotation" is established. In the day-ahead trading, the trading plan and trading price are formed through iterations of the trading power and internal trading prices, and the day-ahead power trade is cleared; in the intra-day trading, each sub-microgrid only declares the trading quantity of the unbalanced power once, and it is cleared directly after the declaration. In addition, based on the deviation of the expected and actual interaction power between the MMGs system and the distribution network, a compensation scheme is proposed to reduce the influence of the power fluctuations on the operation of distribution network. Then, based on the generated intra-day trading sample data, the deep neural network algorithm is introduced to train and learn the trading strategies of each sub-microgrid, so that the sub-microgrids can quickly and accurately obtain its own optimal power trading plan during the intra-day trading stage. Finally, an example is given to verify the effectiveness of the proposed model and algorithm.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51907063) and Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2019MS054).

Key words: deep learning; microgrids; distribution network; multi-time scale; energy trading



附录 A

附录 A 为正文 1.3 节中公式(4)和公式(5)的详细推导过程,基于文献[19]中公式,即正文公式(1)和公式(2),具体如下:

文献[19]中内部售电价格的推导基础是假定在供需比小于等于1时售电电价与供需比成反向关系,如式(A1)所示;当内部供需比大于1时,内部售电电价则为外部售电电价。

$$I_{\text{sell},t} = f(S_t) = \frac{1}{aS_t + b} \quad (\text{A1})$$

式中: a 和 b 为求解参数。

且文献[19]认为当内部售电量为零时,内部售电电价即为外部购电电价,而价格应呈现连续性,以此代入求解反向关系中的两个参数。代入过程如式(A2)所示:

$$\begin{cases} \frac{1}{a \times 0 + b} = O_{\text{buy},t} \\ \frac{1}{a \times 1 + b} = O_{\text{sell},t} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} a = \frac{O_{\text{buy},t} - O_{\text{sell},t}}{O_{\text{buy},t} O_{\text{sell},t}} \\ b = \frac{1}{O_{\text{buy},t}} \end{cases} \Rightarrow \text{正文式(1)} \quad (\text{A2})$$

正文式(2)则是通过经济守恒从式(1)推导而来,具体过程见文献[19],在此不做赘述。

式(A1)的问题在于当内部供需比大于1时,内部售电电价则为外部售电电价,此种考虑方式显然存在问题,造成盈余电量较多的微网没有足够的动力去参与多微网系统协同调度。本文基于式(A1)的建立思路对式(A1)进行改进。当供需比为1时,假定购售双方获利相同^[24],此时内部购售电价应为外部购售电价的均值,内部售电价格参数重新推导如下。

$$\begin{cases} \frac{1}{a \times 0 + b} = O_{\text{buy},t} \\ \frac{1}{a \times 1 + b} = \frac{O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t}}{2} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} a = \frac{2}{O_{\text{buy},t} + O_{\text{sell},t}} - \frac{1}{O_{\text{buy},t}} \\ b = \frac{1}{O_{\text{buy},t}} \end{cases} \Rightarrow I_{\text{sell},t} = \frac{O_{\text{buy},t}(O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{buy},t}(1 + S_t) + O_{\text{sell},t}(1 - S_t)} \quad (\text{A3})$$

由于内部购电价格由经济平衡关系推导而来,且内部购电价格应始终不小于内部售电价格,故式(A3)仅在供需比小于等于1时适用。此时价格平衡公式如式(A4)所示,含义为内部购电价格为购电价格的均值:

$$I_{\text{sell},t} P_{\text{sell},t} + (P_{\text{buy},t} - P_{\text{sell},t}) O_{\text{buy},t} = I_{\text{buy},t} P_{\text{buy},t} \quad (\text{A4})$$

推导得到当供需比小于等于1时,内部购电价格:

$$I_{\text{buy},t} = \frac{S_t O_{\text{buy},t}(O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{buy},t}(1 + S_t) + O_{\text{sell},t}(1 - S_t)} + (1 - S_t) O_{\text{buy},t} \quad (\text{A5})$$

同理当供需比大于等于1时,基于经济平衡关系和内部购电价格应始终不小于内部售电价格两点准则,应先按照推导内部购电电价,而后推导内部售电电价。推导结果如下:

$$I_{\text{buy},t} = \frac{O_{\text{sell},t}(O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{sell},t}(1 + D_t) + O_{\text{buy},t}(1 - D_t)} \quad (\text{A6})$$

$$I_{\text{sell},t} = \frac{D_t O_{\text{sell},t}(O_{\text{sell},t} + O_{\text{buy},t})}{O_{\text{sell},t}(1 + D_t) + O_{\text{buy},t}(1 - D_t)} + (1 - D_t) O_{\text{sell},t} \quad (\text{A7})$$

式中: D' 为 S' 的倒数。而内部购售电量都为零时,内部购售电价即为外部购售电价。

附录 B

附录 B 为正文 2.2 节中微电网优化目标和运行约束条件的详细表达,具体如下所示。

B1 优化目标部分

B1) 运行成本 $C_{\text{oper},k}$

微网的运行成本包括 MT 和 DE 的燃料费用、启停费用,以及 ESS 的寿命损失费用,风电和光伏电不计运行成本,表达式如下:

$$C_{\text{oper},k} = \sum_{m \in M_k} \sum_{t=1}^T (g_m(P_{m,t}) \Delta T + C_{\text{su},m} V_{\text{up},m,t} + C_{\text{sd},m} V_{\text{down},m,t}) + \sum_{t=1}^T |P_{\text{ESS},k,t}| \alpha_{\text{ESS},k} \Delta T \quad (\text{B1})$$

式中: T 为调度周期; ΔT 为调度间隔; M_k 为子微网 k 中 MT 和 DE 机组的集合; $P_{m,t}$ 为机组 m 在 t 调度时段的出力; g_m 为机组 m 对应 $P_{m,t}$ 的燃料成本函数; $C_{\text{su},m}$ 和 $C_{\text{sd},m}$ 分别为机组 m 的启、停成本; $V_{\text{up},m,t}$ 和 $V_{\text{down},m,t}$ 分别为机组 m 在 t 时段的开、关机行为(均是 0-1 变量,机组 m 在 t 时段存在开机或关机行为时取 1,反之取 0); $P_{\text{ESS},k,t}$ 为子微网 k 中储能系统在 t 时段的充放电功率(放电时取正值,反之取负值,分别对应式(B13) $P_{\text{char},k,t}$ 和 $P_{\text{dis},k,t}$); $\alpha_{\text{ESS},k}$ 为子微网 k 中 ESS 单位充放电功率的寿命损失成本。

B2) 功率交互成本 $C_{\text{exch},k}$

$$C_{\text{exch},k} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{buy},k,t} I_{\text{buy},t} - P_{\text{sell},k,t} I_{\text{sell},t}) \quad (\text{B2})$$

式中: $P_{\text{buy},k,t}$ 和 $P_{\text{sell},k,t}$ 分别为子微网 k 在 t 时段的购入功率和售出功率,不设上限; $I_{\text{buy},t}$ 和 $I_{\text{sell},t}$ 分别为多微网内部 t 时段的购电电价和售电电价。

B3) 环境污染费用 $C_{\text{poll},k}$

本文中微网的环境污染费用为 MT 和 DE 的环境污染处理费用,表达式如下:

$$C_{\text{poll},k} = \sum_{m \in M_k} \sum_{t=1}^T P_{m,t} \Delta T \beta_m \quad (\text{B3})$$

式中: β_m 为机组 m 单位发电量的环境污染处理费。

B4) 联络线交互功率偏差惩罚成本

$$C_{\text{puni},k} = \sum_{t=1}^T C_{\text{ems},k,t} \quad (\text{B4})$$

B2 运行约束部分

B1) 功率平衡约束

$$P_{\text{load},k,t} = P_{\text{WT},k,t} + P_{\text{PV},k,t} + P_{\text{ESS},k,t} + P_{\text{MT},k,t} + P_{\text{DE},k,t} + P_{\text{EX},k,t} \quad (\text{B5})$$

式中: $P_{\text{PV},k,t}$ 和 $P_{\text{WT},k,t}$ 分别为子微网 k 中光伏和风电在 t 时段的出力; $P_{\text{EX},k,t}$ 为子微网 k 在 t 时段的交互功率,买入时取值为正,对应 $P_{\text{buy},k,t}$,而卖出时取值为负,对应 $P_{\text{sell},k,t}$ 。

B2) MT 和 DE 机组运行约束

① 运行状态约束

$$E_{m,t+1} = E_{m,t} + S_{m,t}^{\text{up}} - S_{m,t}^{\text{down}} \quad (\text{B6})$$

式中: $E_{m,t}$ 为机组 m 在 t 时段运行状态,为 0-1 变量,取 1 表示机组在该时段运行。

② 最小运行时间和停机时间约束^[5,18]

$$E_{m,t} \geq \sum_{z=t-T_{\text{up},m}}^{t-1} V_{\text{up},m,z} \quad (\text{B7})$$

$$1 - E_{m,t} \geq \sum_{z=t-T_{\text{down},m}}^{t-1} V_{\text{down},m,z} \quad (\text{B8})$$

式中: $T_{\text{up},m}$ 和 $T_{\text{down},m}$ 分别为机组 m 的最小运行时间和最小停机时间。

③ 机组出力约束

$$P_{m,t} \leq P_{\max,m,t} E_{m,t} - (P_{\max,m} - P_{su,m}) V_{up,m,t-1} \quad (B9)$$

$$P_{m,t} \leq P_{\max,m} E_{m,t} - (P_{\max,m} - P_{sd,m}) V_{down,m,t} \quad (B10)$$

式中: $P_{\max,m}$ 、 $P_{\min,m}$ 分别为机组 m 的最大出力和最小出力; $P_{su,m}$ 和 $P_{sd,m}$ 分别为机组 m 在开机运行第一时段和关机前一运行时段的最大出力,且均低于机组的最大出力。

④ PV 和 WT 出力约束

$$0 \leq P_{PV,k,t} \leq P_{PV\max,k,t} \quad (B11)$$

$$0 \leq P_{WT,k,t} \leq P_{WT\max,k,t} \quad (B12)$$

式中: $P_{PV\max,k,t}$ 为子微网 k 中的光伏电池在第 t 个调度时段受光照等自然条件决定的最大出力; $P_{WT\max,k,t}$ 为子微网 k 中的风电机组在第 t 个调度时段受风速等自然条件决定的最大出力。

⑤ 储能电池运行约束

$$B_{ESS,k,t} = B_{ESS,k,t-1} (1 - \Delta T \delta_k) + \Delta T P_{char,k,t} \eta_{char,k} - \Delta T P_{dis,k,t} / \eta_{dis,k} \quad (B13)$$

$$0 \leq P_{char,k,t} \leq P_{ESS,k} X_{ESS,k,t} / \eta_{char,k} \quad (B14)$$

$$0 \leq P_{dis,k,t} \leq P_{ESS,k} (1 - X_{ESS,k,t}) \eta_{dis,k} \quad (B15)$$

$$Z_{ESS,k,t} = B_{ESS,k,t} / B_{ESS,k} \quad (B16)$$

$$Z_{ESS\min,k} \leq Z_{ESS,k,t} \leq Z_{ESS\max,k} \quad (B17)$$

$$B_{ESS,k,0} = B_{ESS,k,T} \quad (B18)$$

式中: $B_{ESS,k}$ 、 $B_{ESS,k,t}$ 和 $B_{ESS,k,0}$ 分别为子微网 k 中 ESS 的额定容量、其在第 t 调度时段结束时的剩余电量和初始调度时刻的电量; $\eta_{char,k}$ 和 $\eta_{dis,k}$ 对应充放电效率,且充放电行为不可同时进行; δ_k 为子微网 k 中 ESS 的自放电率; $P_{ESS,k}$ 为子微网 k 中 ESS 的额定功率; $X_{ESS,k,t}$ 为子微网 k 中 ESS 在第 t 个调度时段的运行状态(1为充电,0为放电); $Z_{ESS,k,t}$ 、 $Z_{ESS\max,k}$ 和 $Z_{ESS\min,k}$ 分别为子微网 k 中 ESS 在第 t 调度时段结束时的荷电率,及荷电率上下限。

附录 C

附录 C 图 C1-C3 和表 C1-C3 对应正文 3.1 节中算例参数设置,图 C4 对应正文 3.2 节;表 C4-C8 对应正文 3 节中算例参数及结果,具体如下所示。

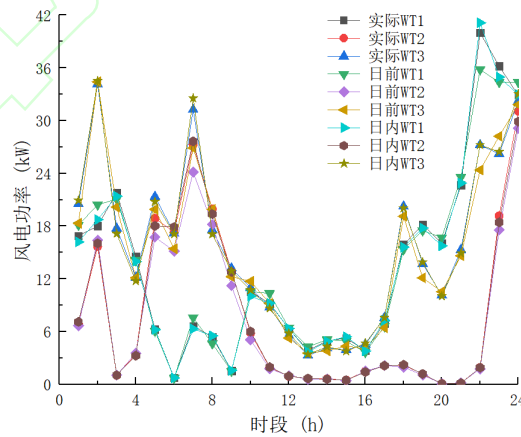


图 C1 风电出力曲线

Fig. C1 Curve of WT Power

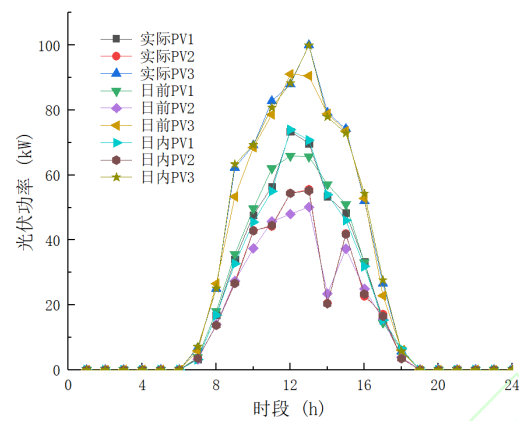


图 C2 光伏出力曲线
Fig. C2 Curve of PV Power

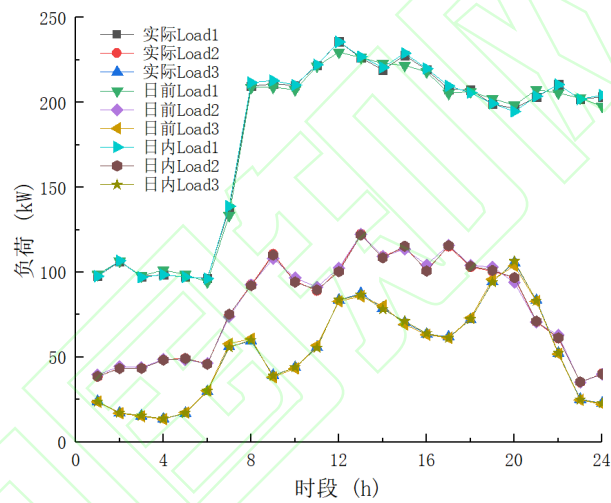


图 C3 负荷曲线
Fig. C3 Curve of Load

表 C1 各子微网机组构成
Table C1 Composition of each sub-microgrid

微网	组成
MG1	WT1,PV1,MT1,MT2,DE1,ESS1
MG2	WT2,PV2,MT3,DE2,ESS2
MG3	WT3,PV3,MT4,ESS3

表 C2 配电网分时交易电价
Table C2 Time-of-use electricity price

时段/h	1-6, 24	7-9, 16-18	10-15, 19-23
购电电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.47	0.85	1.61
售电电价/(元·(kW·h) ⁻¹)	0.25	0.44	0.95

表 C3 分布式能源参数
Table C3 Parameters of DGs

MT 机组	最大出力/kW	最小出力/kW	成本函数系数				初始运行状态
			三次项	二次项	一次项	常数项	
MT1	60	12	0.00002	0.0011	0.2779	3.2	0
MT2	40	8	0.00002	0.0012	0.2798	3.5	0
MT3	40	8	0.00002	0.0012	0.2798	3.5	0
MT4	40	8	0.00002	0.0012	0.2798	3.5	0
MT 机组	最小运行 时间/h	最小停机 时间/h	启动成本 (元/次)	关机成本(元/次)	污染成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)	启机爬坡 上限/kW	关机爬坡 上限/kW
MT1	3	3	2	0.5	0.1632	30	30
MT2	3	3	1.8	0.4	0.1632	20	20
MT3	3	3	1.8	0.4	0.1632	20	20
MT4	3	3	1.8	0.4	0.1632	20	20
DE 机组	最大出力/kW	最小出力/kW	成本曲线截距系数		成本曲线斜率	初始运行状态	
DE1	30	8	0.08		0.75	0	
DE2	15	4	0.07		0.80	0	
DE 机组	最小运行时间/h	最小停机时间/h	启动成本 (元/次)	关机成本 (元/次)	污染成本/(元· (kW·h) ⁻¹)	启机爬坡 上限/kW	关机爬坡 上限/kW
DE1	3	3	2	1	0.145	10	10
DE2	3	3	1.5	0.75	0.145	5	5
ESS	额定容量/(kW·h)	额定功率/kW	充放电效率/%	初始荷电状态	最大/最小 荷电状态	自放电率	使用成本/ (元·(kW·h) ⁻¹)
ESS1	100	20	0.95	0.45	0.3/1	0.0001	0.42
ESS2	50	10	0.95	0.45	0.3/1	0.0001	0.45
ESS3	50	10	0.95	0.45	0.3/1	0.0001	0.45

注:MT 机组成本为三次项乘以机组出力三次方,加二次项乘以机组出力平方,加一次项乘以机组出力,再加常数项;DE 机组成本为截距系数乘以最大出力,加机组出力乘以斜率^[26]。

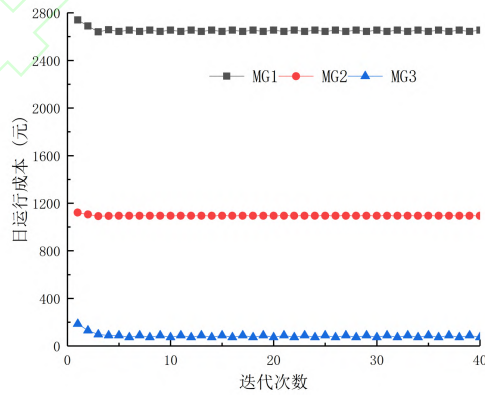


图 C4 各子微网日调度成本变化曲线
Fig. C4 Cost change trend of each sub-microgrid

表 C4 迭代优化结果
Table C4 Results of iteration

日调度成本		子微网 1/元	子微网 2/元	子微网 3/元
不参与内部交易		2739.820	1120.922	185.832
参与内部交易	结果 1	2643.789	1095.122	89.373
	结果 2	2655.192	1094.400	72.508

表 C5 联络线交互功率偏差补偿方案参数
Table C5 Parameters of compensation scheme for tie-line interactive power deviation

参数	EMS	子微网 1	子微网 2	子微网 3
τ	0.018	0.02	0.02	0.02
$\varepsilon/(\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1})$	0.052	0.05	0.05	0.05

表 C6 子微网 1 日内第 6,8 时段两种调度方案对比
Table C6 Result comparison of 6th and 8th periods between two methods of MG1

自微网 1	第 6 时段出力/kW			第 8 时段出力/kW		
	日前	日内 1	日内 2	日前	日内 1	日内 2
MT1	12	12	12	60	55.261	60
MT2	8	8	8	40	40	40
DE1	0	0	0	0	8	0
PV1	0	0	0	18.117	16.836	16.836
WT1	0.714	0.734	0.734	4.643	5.543	5.543
ESS1	-21.053	-19.134	-19.134	0	-0.021	0
日前购售	94.667	94.667	94.667	86.010	86.010	86.010
日内购售	/	0	0	0	0	3.240

表 C7 子微网 2 日内第 6,8 时段两种调度方案对比
Table C7 Result comparison of 6th and 8th periods between two methods of MG2

MG2	第 6 时段出力/kW			第 8 时段出力/kW		
	日前	日内 1	日内 2	日前	日内 1	日内 2
MT3	8	8	8	40	38.57231	38.57231
DE2	0	0	0	0	0	0
PV2	0	0	0	13.968	13.732	13.732
WT2	15.152	17.903	17.903	18.182	19.371	19.371
ESS2	-10.526	-10.526	-10.526	0	0	0
日前购售	33.781	33.781	33.781	20.434	20.434	20.434
日内购售	/	-3.234	-3.234	0	0	0

表 C8 子微网 3 日内第 6,8 时段两种调度方案对比
Table C8 Result comparison of 6th and 8th periods between two methods of MG3

MG3	第 6 时段出力/kW			第 8 时段出力/kW		
	日前	日内 1	日内 2	日前	日内 1	日内 2
MT4	8	8	0	40	40	40
PV3	0	0	0	26.549	25.062	25.062
WT3	15.422	17.100	17.100	19.903	17.074	17.074
ESS3	-8.294	-10.526	-10.526	0	0	0
日前购售	15.139	15.139	15.139	-25.544	-25.544	-25.544
日内购售	/	0.303	8.321	0	3.471	3.471

附录 D

附录D对应正文3.5节。

首先,分析购电电价变化的3种情景下的出力情况。

D1 子微网1各种购电情景下出力分析

D1.1 基准情况下

子微网1作为工业型微网,自身电力缺口较大,基本全天都处于购电状态。从图中可以看出,两者交互电量的差别是由ESS1放电时段变化(由10-12时段变成了19-21时段)造成的。这是因为通过内部交易后,10-12时段购电电价下降明显(由1.61元/(kW·h)下降到1.148,1.020,1.090元/(kW·h)),而19-21时段没有改变仍保持较高水平。

参与多微网内部交易后,由于在子微网1大部分的购电时段内部购电价都有了显著下降,因而子微网1运行成本下降了84.628元,其中由于购电价格的降低带来的购电成本下降为84.606元。

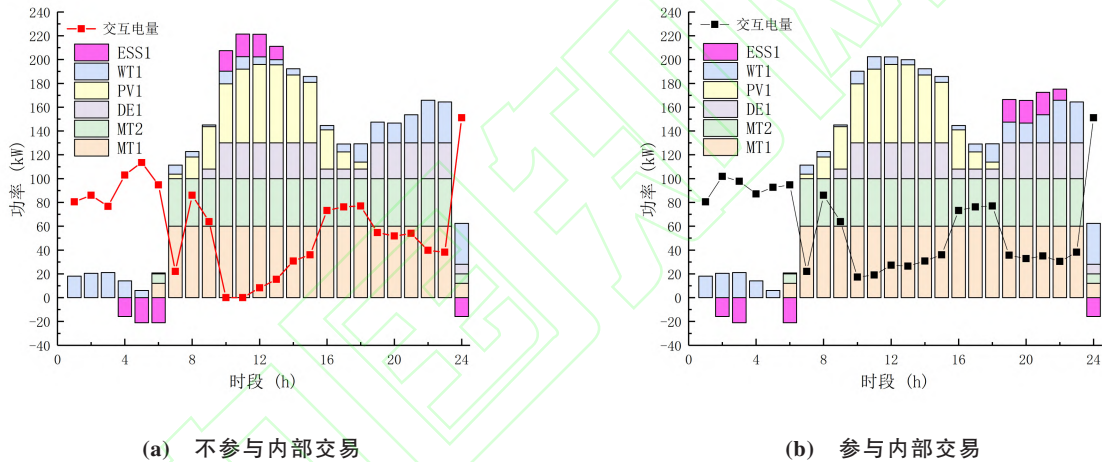


图 D1 基准情景下子微网1出力变化
Fig. D1 Power change of MG1 under basic scenario

D1.2 购电价峰谷比降低后(情景1)

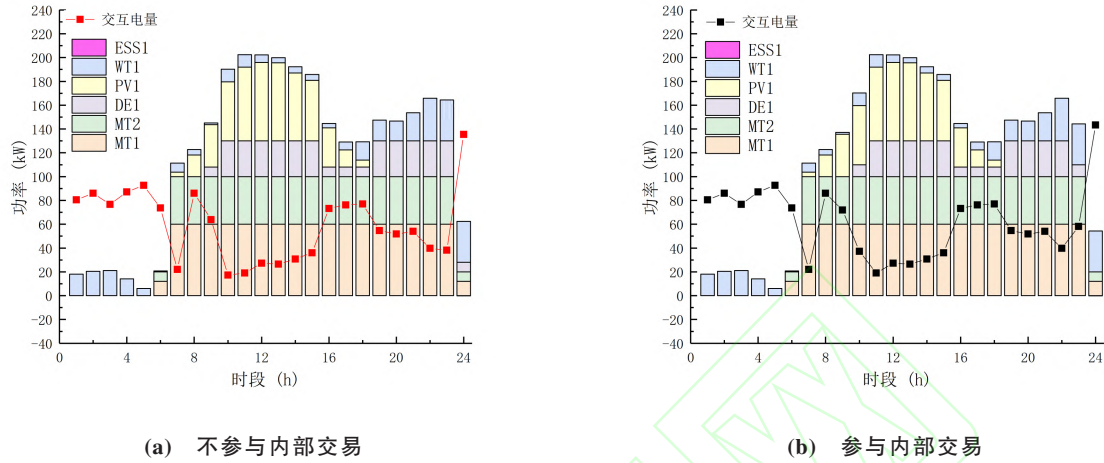


图 D2 情景1下子微网1出力变化
Fig. D2 Power change of MG1 under scenario 1

与基准情况相比,购电价峰谷比降低后,即峰时购电价降低后,ESS1不再具备成本优势,因此不再工作。因此购电量相比基准情况有所增加。参与内部交易前后,出力差别主要体现在9-10和23-24时段DE1出力降低,而购电量增加。这是因为通过内部交易后,9-10、23时段购电价下降明显(依次由0.85元/(kW·h),1.32元/(kW·h),1.32元/(kW·h)下降到0.751元/(kW·h)、下降到1.066元/(kW·h),1.097元/(kW·h)),而24时段在内部购电情况下满足最小停机功率约束成功停机。

参与多微网内部交易后,由于在子微网1大部分的购电时段内部购电价都有了显著下降,因而子微网1运行成本下降了52.048元,其中由于购电价格的降低带来的购电成本增加1.872元,但是购电量增加56kW·h,柴油机费用降低53.92元。

D1.3 购电价峰谷比提高后(情景2)

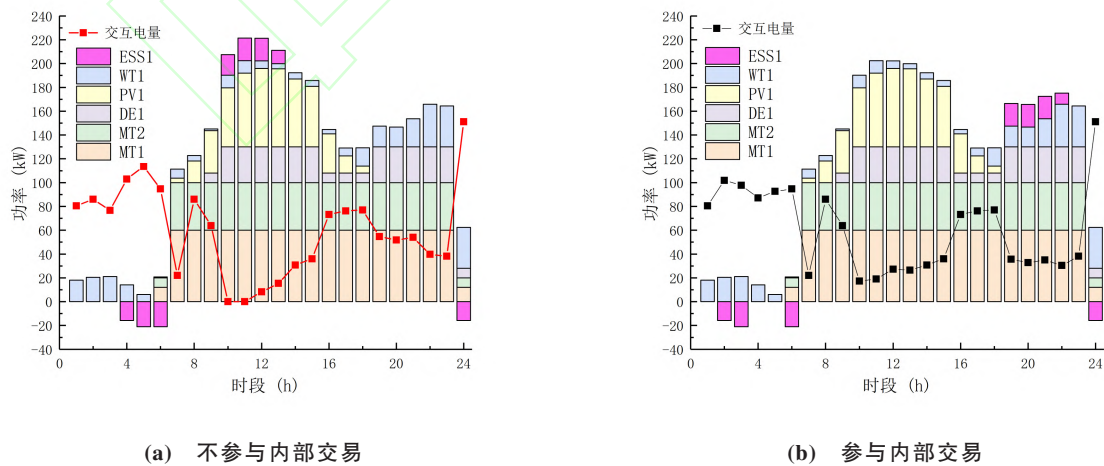


图 D3 情景2下子微网1出力变化
Fig. D3 Power change of MG1 under scenario 2

情景2下和基准情况下子微网1各机组的出力基本相同。两者交互电量的差别是由ESS1放电时段变化(由10-12时段变成了19-21时段)造成的。这是因为通过内部交易后,10-12时段购电价下降明显(由1.78元/(kW·h)下降到1.193,1.033,1.119元/(kW·h)),而19-21时段没有改变仍保持较高水平。

参与多微网内部交易后,由于在子微网1大部分的购电时段内部购电价都有了显著下降,因而子微网1运行成本下降了111.519元,其中由于购电价格的降低带来的购电成本下降为111.498元。

总体而言,当购电价峰谷比提高时,子微网1作为购电用户成本下降会更多。这是因为购电价峰谷比提高时可以给内部优化购电价更多优化空间。

D2 子微网2各种购电情景下出力分析

D2.1 基准情况下

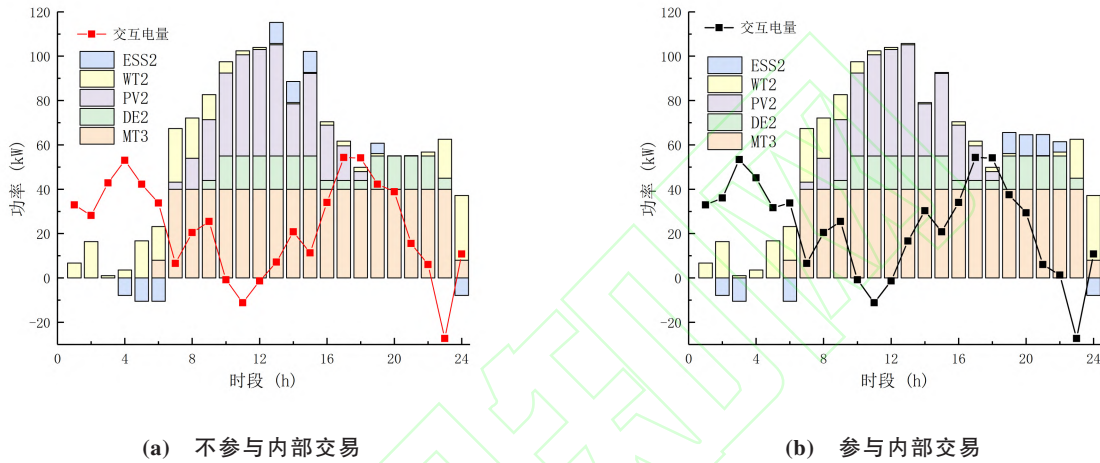


图 D4 基准情景下子微网2出力变化
Fig. D4 Power change of MG2 under basic scenario

子微网2作为商业型微网,9-20点为其负荷高峰。可以看出,其购电特点为:D1)在电价低谷时段(1-6时段)大量购电并通过ESS系统蓄能,以提高运行经济性;D2)在17-21时段负荷高峰时段大量购电,以满足负荷需求。需说明的是,9-16时段虽同样处于负荷高峰,但由于子微网2内部光伏高发而无需大量购电。而子微网2的售电发生在第11和23时段。从附录图C4可以看出,子微网2的负荷在负荷高峰的10-11时段小幅下降而11-13时段持续升高,因而在11时段子微网2保持机组高出力状态,其边际发电成本低于此时售电价格,因而售电有利可图;而在第23时段风电出力较大,且该时段负荷低,所以对外售电。

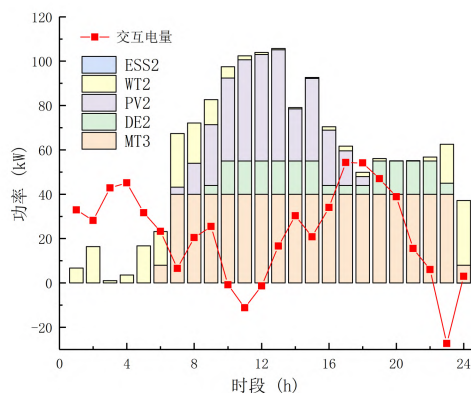
从图D4中可以看出,两者交互电量的差别也是由ESS2充放电时段变化造成的。主要充电时段由4-6时段变成了2-3,6时段,这是因为经过内部交易后,2-3时段购电价格由0.47/(kW·h)下降到0.469685元/(kW·h)和0.469756元/(kW·h),而4-5时段电价没有变化,虽是丁点变化,却影响了储能的充电时段;主要放电时段由13-15变成了19-21,这是因为13-15时段经过量价迭代优化后购电价格降低,而19-21时段各微网都处于购电状态,电价没有改变。

参与多微网内部交易后,由于子微网2在1-6低谷时段和17-20高峰时段购电比例较大,而这些时段内部购电价并没有降低,因而子微网2从多微网内部交易中获益相对较小。子微网2运行成本仅下降了26.522元,其中购电成本降低19.957元,售电收入增加6.159元。

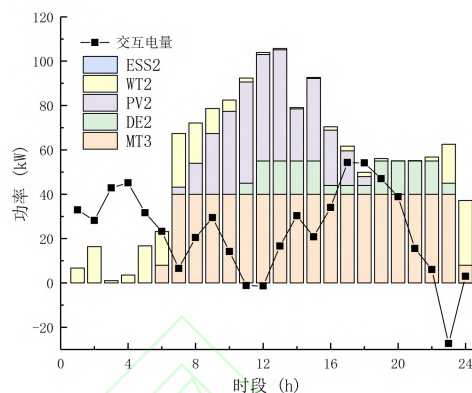
D2.2 购电价峰谷比降低后(情景1)

与基准情况相比,购电价峰谷比降低后,即峰时购电电价降低后,ESS2不再具备成本优势,因此不再工作,因此购电量相比基准情况有所增加。参与内部交易前后,子微网2中DGs的出力差别主要体现在9-11时段DE2减少出力,而售电量降低/购电量增加。(依次由0.85元/(kW·h),1.32元/(kW·h),1.32元/(kW·h)下降到0.751元/(kW·h),下降到1.066元/(kW·h),1.003元/(kW·h))。

参与多微网内部交易后,由于子微网2在1-6低谷时段和17-20高峰时段购电比例较大,而这些时段内部购电价并没有降低,因而子微网2从多微网内部交易中获益相对较小。子微网2运行成本仅下降了17.989元,其中购电成本增加4.691元,购电量增加29kWh,柴油机成本降低29.505元,售电收入降低6.825元。



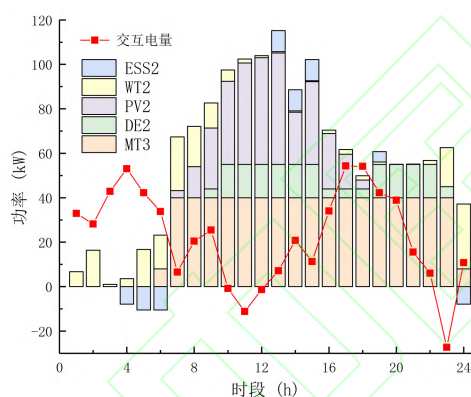
(a) 不参与内部交易



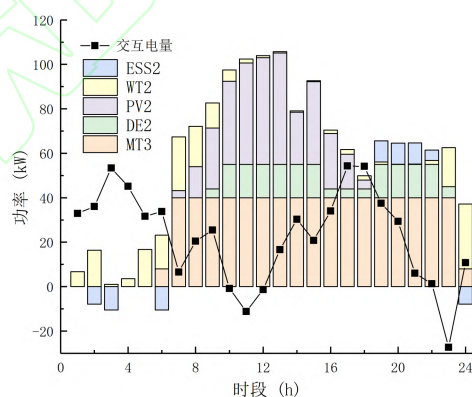
(b) 参与内部交易

图 D5 情景 1 下子微网 2 出力变化
Fig. D5 Power change of MG2 under scenario 1

D2.3 购电电价峰谷比提高后(情景 2)



(a) 不参与内部交易



(b) 参与内部交易

图 D6 情景 2 下子微网 2 出力变化
Fig. D6 Power change of MG2 under scenario 2

情景 2 下和基准情况下子微网 2 各机组的出力基本相同。两者交互电量的差别也是由 ESS2 充放电时段变化造成的。主要充电时段由 4-6 时段变成了 2-3, 6 时段, 这是因为经过内部交易后, 2-3 时段购电价格由 $0.47/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 下降到 $0.469685/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 和 $0.469756/(\text{kW}\cdot\text{h})$, 而 4-5 时段电价没有变化, 虽是很少变化, 却影响了储能的充电时段; 主要放电时段由 13-15 变成了 19-22, 这是因为 13-15 时段经过量价迭代优化后购电价格降低, 而 19-22 时段各微网都处于购电状态, 电价没有改变。

参与多微网内部交易后, 由于子微网 2 在 1-6 低谷时段和 17-20 高峰时段购电比例较大, 而这些时段内部购电电价并没有降低, 因而子微网 2 从多微网内部交易中获益相对较小。子微网 2 运行成本仅下降了 28.12114293 元, 其中购电成本降低 24.869 元, 售电收入增加 3.246 元。

总体而言, 当购电电价峰谷比提高时, 子微网 2 作为购电为主的用户类型, 购电成本下降会更多。这是因为购电电价峰谷比提高时可以给内部优化购电电价更多优化空间。

D3 子微网3各种购电情景下出力分析

D3.1 基准情况下

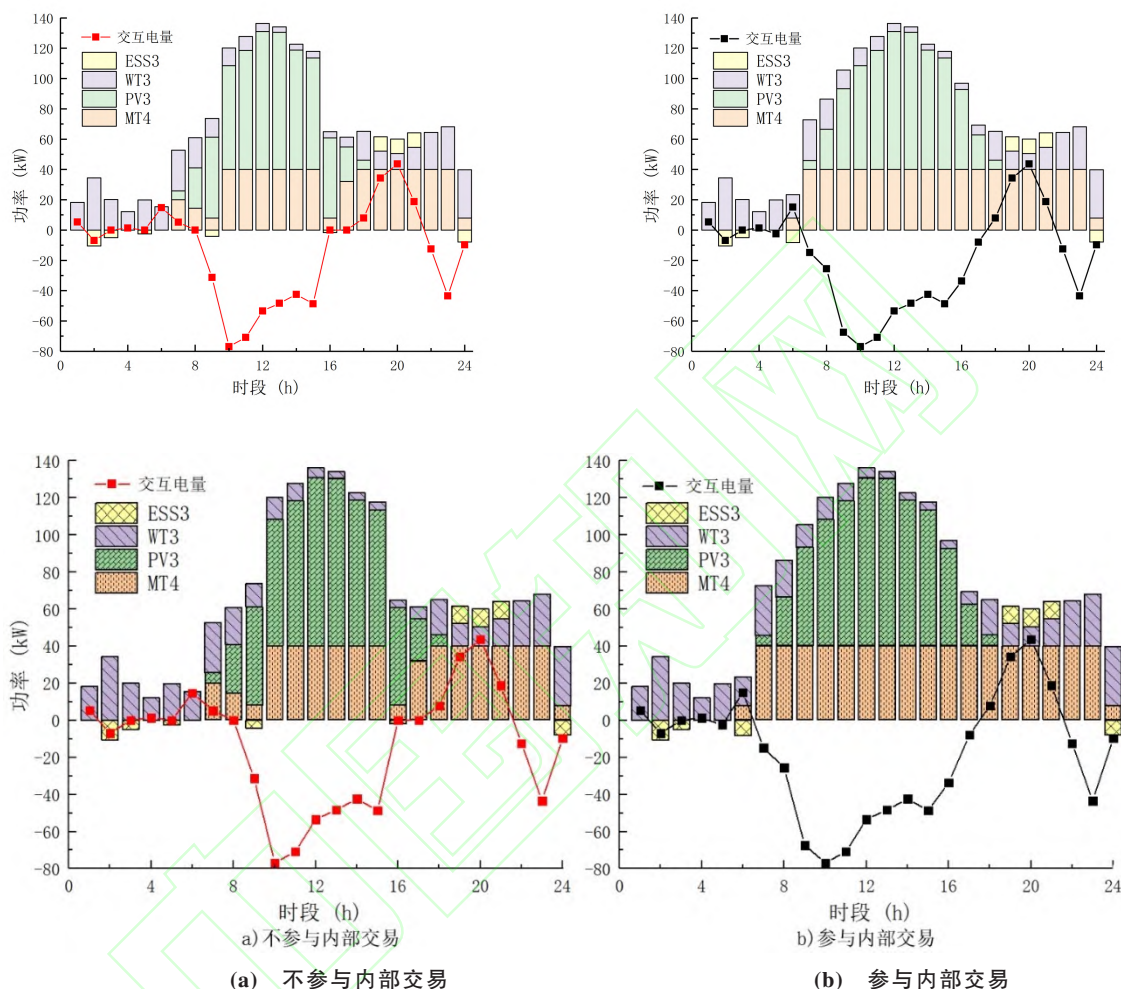


图 D7 基准情景下子微网3出力变化
Fig. D7 Power change of MG3 under basic scenario

子微网3作为居民型微网,由于PV出力较大而减小了其余类型机组的配置。其购售电特点为9-15时段大量售电,19-21时段大量购电,ESS3在2-3、5、24等负荷低谷电价低谷进行蓄能并在19-21时段进行放电。

两者交互电量的差别是由7-9和16-17时段MT机组出力变化造成的。这是由于子微网1和子微网2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.712,0.773,0.834元/kWh)。因而,参与内部交易后,子微网3中MT在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后子微网3运行成本下降了113.324元,其中售电收入提高了181.185元。

D3.2 购电电价峰谷比降低后(情景1)

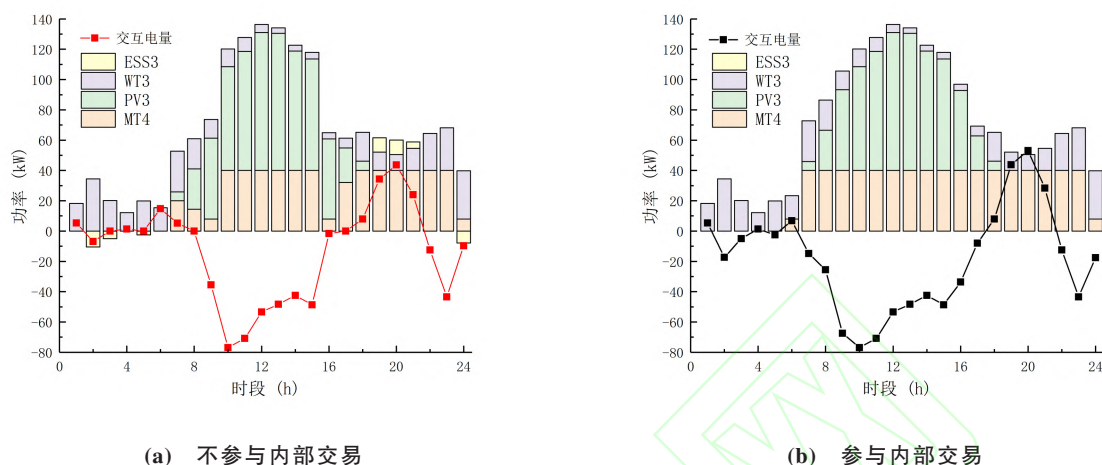


图 D8 情景1下子微网3出力变化
Fig. D8 Power change of MG3 under scenario 1

与基准情况相比,购电电价峰谷比降低后,即峰时购电电价降低后,ESS3不再具备成本优势,因此不再工作,因此购电量相比基准情况有所增加。参与内部交易前后,子微网3中DGs的出力差别主要体现在7-9和16-17时段MT机组出力变化。这是由于子微网1和子微网2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.702,0.773,0.834元/kWh)。因而,参与内部交易后,子微网3中MT机组在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后子微网3运行成本下降了84.805元,其中售电收入提高了157.395元。

D3.3 购电电价峰谷比降低后(情景2)

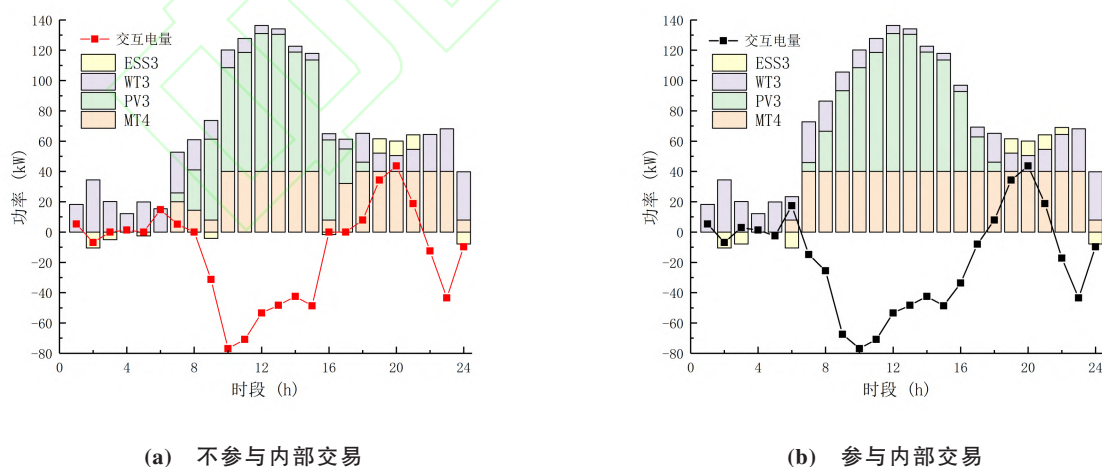


图 D9 情景2下子微网3出力变化
Fig. D9 Power change of MG3 under scenario 2

情景2下和基准情况下子微网3各机组的出力基本相同。两者交互电量的差别是由7-9和16-17时段MT机组出力变化造成的。这是由于子微网1和子微网2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.712,0.773,0.834元/(kW·h))。因而,参与内部交易后,子微网3中MT机组在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后滋味昂3运行成本下降了124.975元,其中售电收入提高了199.719元。

总体而言,当购电价峰谷比提高时,子微网3作为售电为主的用户成本下降会更多,这是因为峰时购电电价的上升提高了内部售电电价的上限,带动售电电价上升导致,这一点,从正文图4可以看出。

D4 子微网1各种售电情景下出力分析

分析售电电价变化的3种情景下的出力情况。基准情况上文已经叙述,在此不做赘述。

D4.1 售电电价峰谷比降低后(情景3)

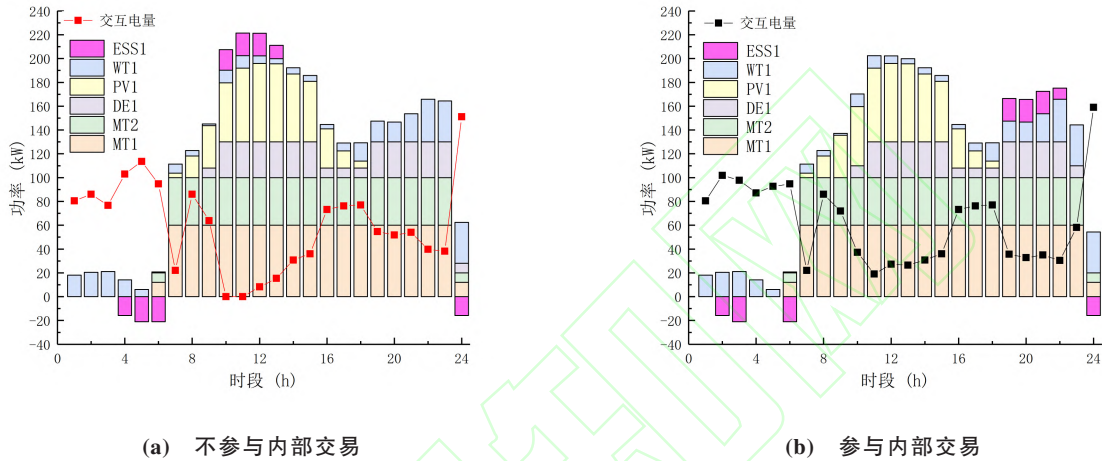


图 D10 情景3下子微网1出力变化
Fig. D10 Power change of MG1 under scenario 3

子微网1作为工业型微网,基本全天都处于购电状态。因此,售电电价峰谷比的改变对子微网1出力影响不大,出力情况与基准情景基本一致。不过由于售电电价峰时电价的降低带动整体内部购售电价降低,子微网1运行成本下降了101.936元,比基准情况成本有所降低。

D4.2 售电电价峰谷比提高后子微网1(情景4)

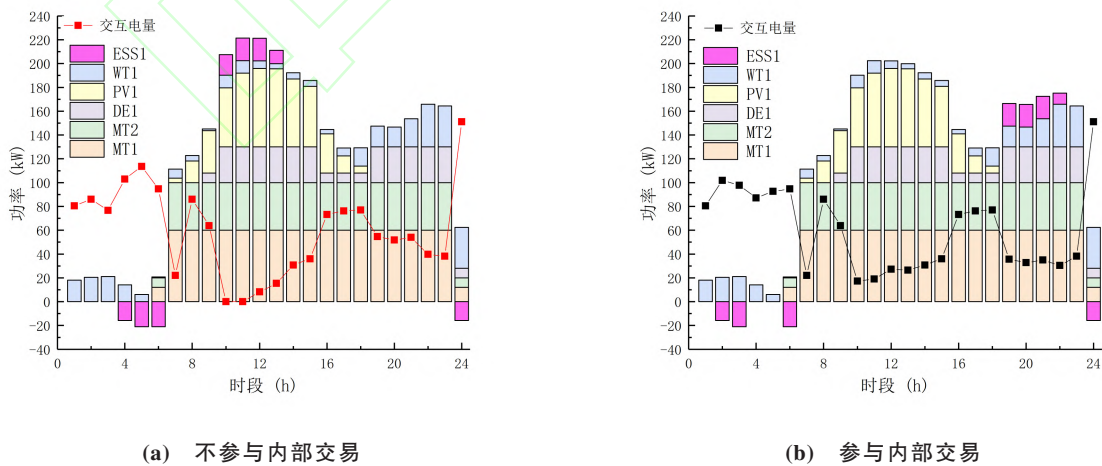


图 D11 情景4下子微网1出力变化
Fig. D11 Power change of MG1 under scenario 4

情景4下和基准情况下子微网1各机组的出力基本相同。参与内部交易前后交互电量的差别是由ESS1放电时段变化(由10-13时段变成了19-22时段)造成的。这是因为通过内部交易后,10-13时段购电电价下降明显(由1.61元/(kW·h)下降到1.179,1.076,1.148,1.278元/(kW·h)),而19-21时段没有改变仍保持

较高水平。参与多微网内部交易后,由于在 MG1 大部分的购电时段内部购电价都有了显著下降,因而子微网 1 运行成本下降了 81.57850077 元,其中由于购电价格的降低带来的购电成本下降为 81.557 元。与基准情景比较,售电价峰谷比提高后,子微网 1 的收益有所降低,这是因为外部售电电价提高提高了内部购电价。

总体而言,售电价峰谷比越小,子微网 1 参与交易获得的收益越大。这是因为售电价峰时电价的降低带动整体内部购售电价降低,这一点从正文图 4 可以看出。

D5 子微网 2 各种售电情景下出力分析

D5.1 售电价峰谷比降低后(情景 3)

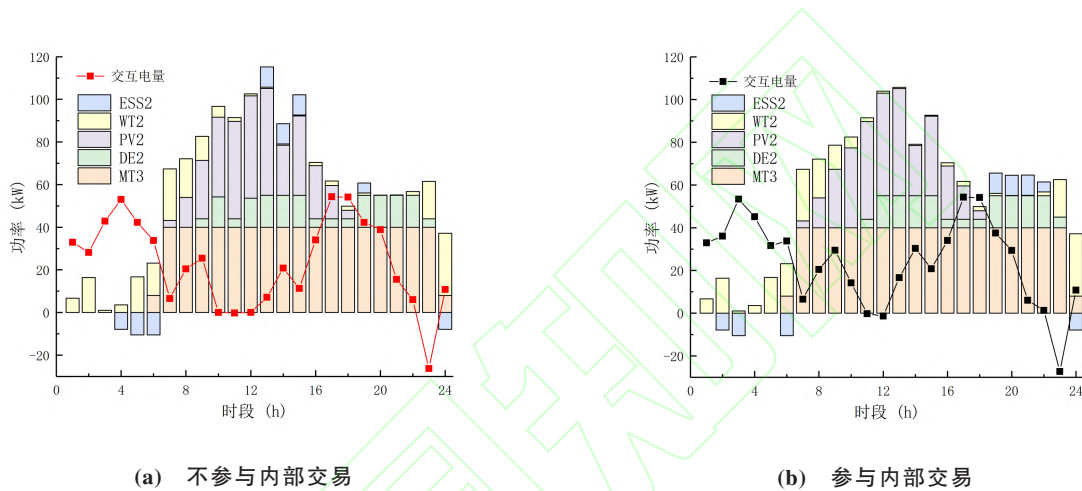


图 D12 情景 3 下子微网 2 出力变化
Fig. D12 Power change of MG2 under scenario 3

售电价峰谷比降低后,情景 3 下的子微网 2 出力和基准情景相比,区别在于 10-11 时段 DE2 机组出力降低,不再向外售电。这是因为售电价峰均比降低后,10-11 时段的售电价由 1.083 元/(kW·h)和 0.968 元/(kW·h),变为 0.885 元/(kW·h)和 0.742 元/(kW·h);其余时段出力情况基本相同。

情景 3 下,子微网 2 参与多微网内部交易后,运行成本仅下降了 36.133 元,其中购电成本降低 9.243 元,售电收入增加 9.835 元。与基准情景相比,子微网 2 在情景 3 下成本降低更多。

D5.2 售电价峰谷比提高后(情景 4)

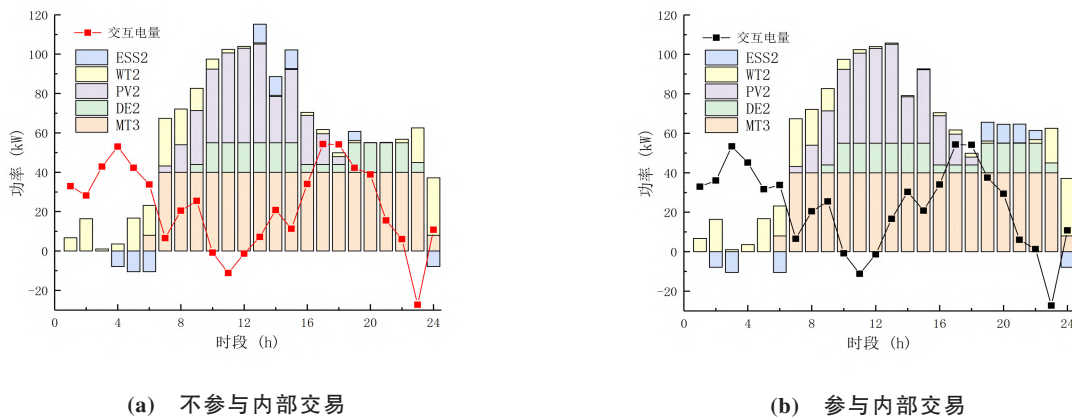


图 D13 情景 4 下子微网 2 出力变化
Fig. D13 Power change of MG2 under scenario 4

情景4下和基准情况下子微网2各机组的出力基本相同。参与多微网内部交易后,子微网2运行成本仅下降了20.967元,其中购电成本降低18.5748元,售电收入增加2.386元。

总体而言,售电电价峰谷比越小,子微网2参与交易获得的收益越大。这是因为售电电价峰时电价的降低带动整体内部购售电价降低,这一点从正文图4可以看出。

D6 子微网3各种售电情景下出力分析

D6.1 售电电价峰谷比降低后子微网3(情景3)

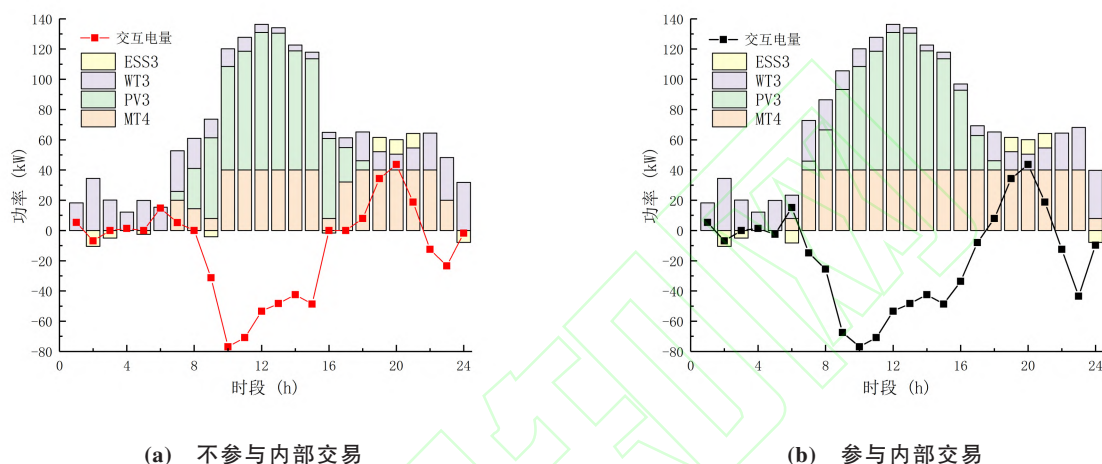


图 D14 情景3下子微网3出力变化
Fig. D14 Power change of MG3 under scenario 3

与基准情况相比,售电电价峰谷比降低后,即峰时售电电价降低后,MG3出力情况和基准情况下出力情况基本一致。情景3下子微网3参与内部交易前后的出力差别主要体现在7-9和16-17、23-24时段MT机组出力变化。这是由于子微网1和子微网2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.702,0.773,0.834元/(kW·h))。因而,参与内部交易后,子微网3中MT机组在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后子微网3运行成本下降了176.706元,其中售电收入提高了262.109元。

D6.2 售电电价峰谷比提高后(情景4)

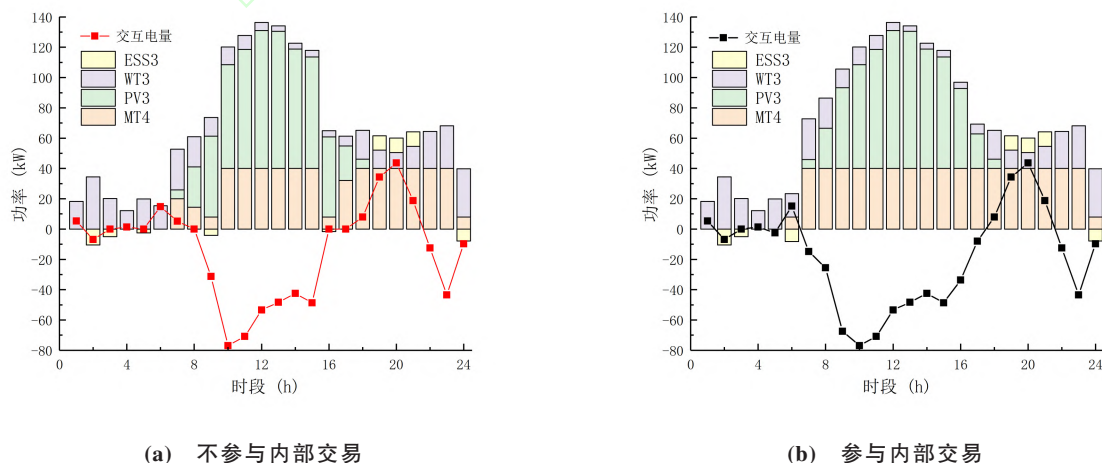


图 D15 情景4下子微网3出力变化
Fig. D15 Power change of MG3 under scenario 4

两者交互电量的差别是由7-9和16-17时段MT机组出力变化造成的。这是由于子微网1和子微网2在这些时段处于负荷高峰时段,整个多微网系统供需比较低,因而内部交易的售电电价水平较高(分别为0.730,0.790,0.712,0.773,0.834元/(kW·h))。因而,参与内部交易后,子微网3中MT机组在这些时段增加出力,提高售电量的同时显著提高了售电收入。参与内部交易后子微网3运行成本下降了97.921元,其中售电收入提高了165.783元。

总体而言,售电电价峰均比越大,子微网3参与交易获得的收益越小,这是因为售电电价峰均比越大,内部售电电价相较外部售电电价的提升空间越小。这一点,可从正文图4看出。

