

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191270

基于非均衡蛛网模型的区域能源互联网协调优化运行策略

刘奇¹, 周海全¹, 何浩², 雷霞², 李萌²

(1. 国网山东省电力公司聊城供电公司, 山东 聊城 252000; 2. 西华大学电气与电子信息学院, 四川 成都 610039)

摘要: 面向以微能源网为基本供能单元的区域能源互联网, 提出一种基于区域电力市场定价引导不同微能源网之间进行电能交互的协调优化运行策略。从微能源网利益出发, 建立供需两侧协同的微能源网日前自治优化调度模型。引入非均衡蛛网模型建立区域电力市场的定价交易模型, 并形成市场价格调节与微能源网自治优化的双层交互结构。双层交互至稳定状态后, 区域电力市场将实际交易电量向过度供给或过度需求方分配, 各微能源网再根据分配结果进行最终的独立自治优化。算例仿真分析表明, 所提的协调优化运行方法可以实现非均衡状态下的稳定交易, 使得微能源网之间通过高效的电能交互提升各自的经济环保等运行性能。

关键词: 微能源网; 区域能源互联网; 区域电力市场; 非均衡蛛网模型; 协调优化运行

Coordinated optimal operation strategy of a regional energy internet based on the non-equilibrium cobweb model

LIU Qi¹, ZHOU Haiquan¹, HE Hao², LEI Xia², LI Meng²

(1. Liaocheng Power Supply Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Liaocheng 252000, China;

2. School of Electric Engineering and Electronic Information, Xihua University, Chengdu 610039, China)

Abstract: Based on pricing in the Regional Electricity Market (REM), an optimal operation strategy to coordinate power interaction among Micro Energy Grids (MEGs) is proposed for the Regional Energy Internet (REI) composed of MEGs. First, each MEG is considered as an independent interest entity and an autonomous optimal dispatching model of the MEG is established to coordinate supply and demand. Secondly, a non-equilibrium cobweb model is introduced to establish the pricing and trading model of the REM, and a two-level interactive structure of market pricing and MEG autonomous optimization is formed. When trading is stable in the REM, actual trading electricity is allocated to the over-supply or over-demand grids and each MEG optimizes itself independently again according to the allocated electricity. Finally, the simulation results show that the proposed coordinated optimal operation method can achieve stable transactions under unbalanced conditions and improve the economic and environmental performance of MEG through efficient power interaction.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51877181) and Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company (No. 520611190002).

Key words: micro energy grid; regional energy internet; regional electricity market; non-equilibrium cobweb model; coordinated optimal operation

0 引言

随着能源环境危机的持续加深, 能源行业提出了“能源互联网(Energy Internet, EI)”的概念^[1-4], 要求打破各能源领域的壁垒, 基于先进的互联网通

信技术, 利用各类能源转换设备和储能设备进行电、气、热、冷以及交通等领域的能量耦合运行, 使得清洁可再生能源进行充分的消纳, 并通过梯级利用提高化石能源的利用效率^[5-6]。在 EI 的建设发展过程中, 将逐步形成“主干能源互联网—区域能源互联网(Regional Energy Internet, REI)”的分层结构体系^[7-8], 在局部区域内进行综合供能的微能源网(Micro Energy Grid, MEG)则是组成 REI 的基本单

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51877181); 国网山东省电力公司科技项目资助(520611190002)

元^[9-11]。作为 EI 重要组成部分的 REI 以及组成 REI 的 MEG, 正获得业界的大力关注并得以持续发展。其中, 如何优化 MEG 的供能结构, 并通过多个 MEG 之间的能量互补实现 REI 的协调优化运行是需要解决的重点问题。

作为靠近用户侧的微型能源互联网, MEG 不仅在供能侧耦合了多种能源, 同时也可对需求侧的各种灵活资源进行综合管控, 通过多能互联、信息能量耦合以及市场经济的引导, 实现局部区域内的多能“供-需-储”协调优化和自主平衡^[12], 目前, 针对其优化运行的研究已经比较丰富。文献[13]提出了一种风光储多能互补微网系统并网日前调度的优化模型, 以提升多能互补微网的运行经济性; 文献[14]对微能源网内的能流结构和负荷进行了更为细致的分类, 并采用 Hessian 内点法进行了日前优化调度模型的求解; 文献[15]将需求响应作为约束条件, 建立了综合考虑经济、环保的微能源网多目标优化调度的混合整数非线性规划模型, 并采用 PSO-IVACO 算法进行算例求解验证模型的有效性; 文献[16]面向工业园区型的微能源网, 提出将用户的多种用能需求均纳入需求响应范围, 园区能量管理中心以互动成本最小实现供需两侧的协调互动; 文献[17]考虑用户的用能舒适度, 采用动态定价策略实现了家庭型微能源网的用能优化管理; 文献[18]在智能能量中心中, 通过供能商与负荷的利益博弈, 以均衡能价实现了供需两侧的协同优化。

上述文献仅对单个 MEG 的优化运行进行了研究, 并且当 MEG 内部供需不平衡时, 均将上级电网作为被动的接受者进行内部的能量平衡。随着 MEG 的增多, 该方式不仅会对电网公司的运营造成压力, 同时也会造成 MEG 运行的经济性能较差, 面向具有多个 MEG 的能源系统的协调优化运行方法得以关注。文献[19]针对含多个微电网的配电系统, 采用目标级联分析法对微电网与配网的交互功率进行了解耦协调, 实现了系统总体的协调调度; 文献[20]则进一步地将该方法引入到了含多个微能源网的主动配电系统中。但文献[19-20]中均没有考虑 MEG 之间的直接能量交互。文献[21]考虑不同 MEG 之间以及 MEG 与电网之间可同时进行电功率交互的情况下, 以总运行成本最小形成了多个 MEG 互联系统的协调优化调度模型; 文献[22-23]在多个 MEG 的互联系统中, 首先建立总运行成本最小的集中式优化运行模型, 然后采用对偶原理和拉格朗日乘子法进行解耦, 实现各 MEG 的分布式自治优化。

文献[19-23]的协调优化方法在经济、环保等方面均取得了一定的效益, 但仍存在: (1) 文献[19-21]

的研究中均是将 MEG 与配电网或 MEG 之间的交易能价视为定值, 而仅对其交互的能量进行协调, 这可能使得某些 MEG 在协调优化中无法获得利益提升, 将不适用于电力市场化改革进程中, MEG 从属于不同利益主体的情况; (2) 文献[22-23]将解耦的拉格朗日乘子作为 MEG 之间的交易电价, 通过对其动态更新, 实现了不同 MEG 间的能量和利益的均衡交互, 但其是针对日内某单一时段的静态调度, 而体现一个完整调度周期的动态调度策略更为有效。通过在日前阶段制定电价来引导不同 MEG 之间进行整个运行周期内的电能交互和利益协调的方式目前还较少出现。

基于以上分析, 本文首先搭建了包含微能源网、区域电网、天然气系统为主要供能系统的 REI 物理结构, 并在阐明各单元间能流关系及各主体间交易行为的基础上形成了 REI 中的市场结构; 其次, 从 MEG 利益独立出发, 建立了考虑多能互补和供需两侧协调互动的 MEG 日前自治优化调度模型; 然后, 基于非均衡蛛网理论提出了区域电力市场的定价模型, 并形成了与 MEG 自治优化进行双层交互循环寻找稳定状态的 REI 协调优化方法; 最后, 通过在含三个独立运营 MEG 的 REI 系统中进行算例分析, 对所提策略的合理性及有效性进行了验证。

1 区域能源互联网结构

1.1 区域能源互联网物理结构及其能量传递关系

本文所研究的区域能源互联网结构及其能量传递关系如图 1 所示。REI 由不同负荷类型的 MEG、区域电力系统、区域天然气系统等具有不同功能的结构单元组成。其中, 区域电网可双向接收 MEG 的电能; 区域天然气系统则只向 MEG 提供天然气, MEG 内部不考虑气源。各 MEG 主要含有光伏 (Photovoltaic, PV)、风机 (Wind turbine, WT)、蓄电池 (Battery, BT)、燃气锅炉 (Gas Boiler, GB)、微型燃气轮机 (Micro-Turbine, MT)、余热锅炉 (Waste Heat boiler, WH)、热交换器 (Heat Exchange, HE)、储热装置 (Hot Storage, HS)、吸收式制冷机 (Absorption Chiller, AC)、电制冷机 (Electric Cooler, EC) 等可同时向电、热、冷等多种形式的负荷供能的设备, 其负荷中还可能包含可进行需求响应的柔性负荷及可反送电能的电动汽车 (Electric Vehicle, EV) 集群。MEG 的结构及能流关系如图 2 所示。

1.2 区域能源互联网市场交易结构

在图 1 所示的 REI 中, 区域电网及天然气系统分别由电网公司和天然气公司进行运营管理, 各 MEG 则分别由不同的独立运营商进行内部的供需

协同优化和与外部系统的能量交易。当 MEG 有天然气需求时, 只能采用固定的天然气价向天然气公司购买; 而当 MEG 有外部电能交互需求时, 则可以选择与电网公司或该 REI 中的其他 MEG 进行交互。

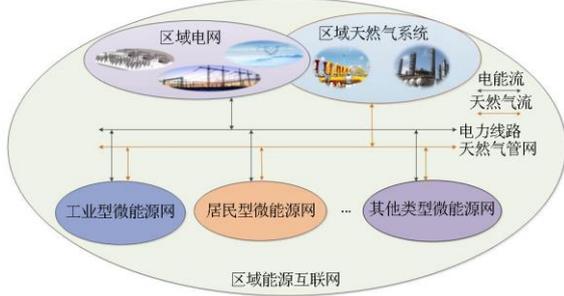


图1 区域能源互联网结构及其能量传递关系

Fig. 1 Structure and energy transmission relationship of REI

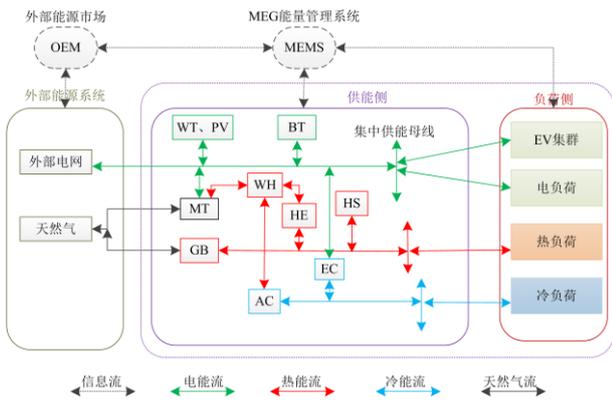


图2 微能源网结构

Fig. 2 Structure of MEG

假设该 REI 中有 N 个 MEG, $MEG_n (n=1, 2, L, N)$ 向电网公司购电电价固定或提前已知, 为 $c_t^{buy} (t=1, 2, L, T)$, t 为调度时间间隔, T 为一个调度周期内的时段数; 为提升清洁能源的消纳, 电网公司只允许 MEG 中的清洁能源上网, 其上网电价较低, 设为 $c_t^{sell} (c_t^{sell} < c_t^{buy})$ 。另一方面, 设该 MEG 与 REI 中的其他 MEG 交易电能的电价为 Pr_t 。为减小 MEG 对大电网的影响, 促进 MEG 之间的能量交换和运行效益, 交易电价应满足 $c_t^{sell} \leq Pr_t \leq c_t^{buy}$, 则有多余电量的 MEG 更期望售电给其他有电量需求的 MEG, 有电量缺额的 MEG 也更期望从其他有剩余电量的 MEG 购买, 这样 REI 的协调优化运行可通过 MEG 之间的电能交互实现。然而由于信息交流限制, 有交易需求的 MEG 难以有效获知其他 MEG 的交易信息, 同时也难以制定合理的交易电价。

区域电力市场 (Regional Electricity Market, REM) 的建立为 REI 内部不同 MEG 之间的电能交易提供了信息平台, REI 中的市场交易结构如图 3 所示。在该结构中, 由于前述电价的影响, REI 内部 MEG 之间的交易动力大于与电网公司交易的动力, 因此首先进行内部交易: 各 MEG 向 REM 传递购售电量信息, REM 向各 MEG 传递区域电力市场的电价及各 MEG 最终的实际交易电量。待 REI 内部交易完成后, 各 MEG 再根据电网公司的电价及内部交易结果决策是否向电网公司购售电。

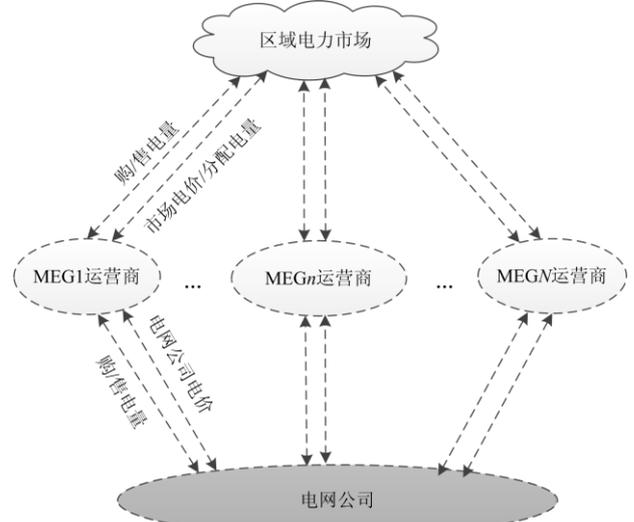


图3 REI 市场交易结构

Fig. 3 Market trading structure of REI

2 基于非均衡蛛网模型的区域能源互联网协调优化运行流程

2.1 基于蛛网理论的定价原理

蛛网理论是用于分析商品的供给、需求与价格在相互作用中变化趋势的动态经济理论^[24-27]。传统蛛网模型也称为均衡蛛网模型, 常存在两个假设: 供给函数与需求函数均为线性; 每次调整的供给与需求均相等。其表达如式(1)所示。

$$\begin{cases} D_{p,t} = a_1 + b_1 Pr_{p,t} \\ S_{p,t} = a_2 + b_2 Pr_{p-1,t} \\ D_{p,t} = S_{p,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $D_{p,t}$ 、 $S_{p,t}$ 分别为第 $p (p=1, 2, L, P)$ 次调整的 t 时段市场需求量和供给量; a_1 、 b_1 分别为需求函数的系数; a_2 、 b_2 分别为供给函数系数; $Pr_{p,t}$ 、 $Pr_{p-1,t}$ 分别为第 p 、 $p-1$ 次 t 时段的市场价格。

由于实际经济系统难以满足传统蛛网理论的两个假设, 一部分学者提出并深入研究了更能描述

实际经济系统特性的非均衡蛛网模型^[25-28]。该理论认为在市场不完善的情况下，单一的价格调节无法使每一期供需均衡，需要价格与数量共同调节以实现市场最终处于供求双方彼此相适应的稳定状态，同时也考虑实际的经济系统中供需函数大多数为非线性的情况。根据供需对价格滞后与否，文献[25]提出了三种非均衡蛛网模型，此处只列出供需均滞后于价格的情况，如式(2)一式(5)所示。

$$D_{p,t} = d(Pr_{p-1,t}) \quad (2)$$

$$S_{p,t} = s(Pr_{p-1,t}) \quad (3)$$

$$Q_{p,t} = \min(D_{p,t}, S_{p,t}) \quad (4)$$

$$Pr_{p,t} = Pr_{p-1,t} + r(D_{p,t} - S_{p,t}), r > 0 \quad (5)$$

式中： d 、 s 分别为需求及供给函数，可以为线性或非线性； $D_{p,t}$ 、 $S_{p,t}$ 由市场参与者根据上一期市场价格确定； $Q_{p,t}$ 为第 p 次 t 时段的市场交易量，其值为供给量与需求量中的较小者；式(5)为价格调节方程，表示第 p 次的市场价格根据第 $p-1$ 次市场价格以及第 p 次市场的供需量进行调节，其中， r 为价格调节参数，其值大于0表示价格向着供需均衡的方向调节。

2.2 区域能源互联网协调优化运行流程

REI的协调优化运行需要MEG的自治优化与REM的定价交易之间的相互配合。一方面，各MEG需要结合日前市场电价对包含多个调度时段的整个运行周期进行优化决策，其中线性、非线性均可能存在；另一方面，REM将根据各MEG的优化决策结果对每个时段的交易电量进行定价，其交易电量在大多数时段是非均衡的。考虑到各MEG本身具有一定的调节能力，根据非均衡蛛网理论，可通过各MEG与REM进行多次($p=1, 2, L, P$)循环交互量价信息的方法，有效发挥价格的调节作用，使参与REM的各MEG充分调节自身的可调节能力，使可交易电量在稳定的情况下成交，更有利于REI的协调运行。

由于物理条件的限制，各MEG不仅与外部交易电量有限，同时各MEG自身调节能力也有限。因此，在价格与电量的互动调节过程中，通常无法使得所有时段都处于供需均衡状态，REM的稳定交易状态也不能完全通过价格控制来实现。本文采用各MEG优化目标均处于稳定状态的方法来实现REM的稳定交易。在稳定状态下，由于供给量与需求量仍可能处于非均衡状态，REM需要将实际交易电量向过度需求或过度供给一方分配。最终，各MEG需根据分配结果确定其内部各单元最终的优化结果以及向电网公司的购售电量。REI协调优化

运行流程如图4所示。图4中：Step1为各MEG根据电网公司电价进行初始的独立自治优化；Step2为MEG根据REM的电价进行自治优化与REM的定价交易进行双层协同，协同至处于稳定状态后再由REM进行交易电量分配；Step3为各MEG根据在REM中的结果及电网公司电价进行最终独立自治优化。

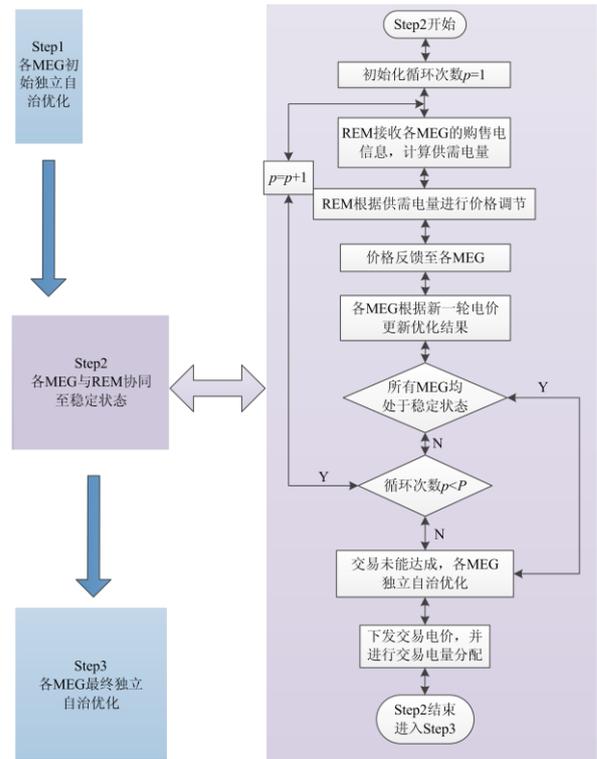


图4 REI协调优化运行流程

Fig. 4 Coordinated optimal operation process of REI

在Step2中需要注意以下几点。

(1) 初始定价：当 $p=1$ 时，REM需要对此时的可交易电量进行初始定价，在不同的初始定价下，可能会对最终的交易结果造成影响，仿真结果中将对问题进行比较说明；

(2) 价格调节系数：MEG优化决策模型中不仅存在线性以及非线性的情况，同时储能单元还存在时段间的耦合，因此无法确定性地确定各时段合理的价格调节系数来使Step2快速地过渡到稳定状态。本文采取的方法是：先取较大价格调节系数，提高调节速度，调节一定次数后，再减小价格调节系数，以提高精度。

(3) 稳定状态：各MEG处于稳定状态的判别方法为前后两次优化的目标满足收敛条件： $|F_{n,p} - F_{n,p-1}| < \varepsilon$ ，其中， $F_{n,p}$ 表示MEG n 在第 p 次循环时的优化目标， ε 为较小的正数。

3 区域能源互联网协调优化运行模型

3.1 MEG 自治优化运行模型

如前文所述, MEG 需要对供需两侧进行协同优化, 其自治优化模型中包含供应侧的各设备出力模型和需求侧负荷响应模型。供能设备模型已在较多文献中^[13,20-21]进行了描述, 为节省篇幅, 将其添加在附录 A 中, 本节建立了多种需求侧响应模型和 MEG 的日前优化调度模型。假设 REI 中的所有 MEG 均采用本节所建立的模型进行自治优化, 以下所列第 n 个 MEG 的优化模型, 所有含有 n 为下标的变量表示是 MEG n 的变量, 为简化表述, 在符号解释中不再说明。

3.1.1 MEG 需求侧模型

MEG 中的用能需求主要包括电、热、冷能量以及电动汽车充电满足行驶需求。对于室内的电、热、冷需求, 用户的用能行为具有一定的可调节特性, 利用补偿方式实现激励型需求响应 (Demand Response, DR); 而对于电动汽车, 则可在满足其电量需求的基础上对其进行有序的充放电。以下分别对各种负荷模型进行阐述。

1) 电负荷模型

电负荷可分为刚性负荷和可转移负荷两类, 其模型如下所示。

$$P_{n,t}^L = P_{n,t}^{rL} + P_{n,t}^{mL} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{mL} \leq P_{n,t}^{mL,max} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{n,t}^{sML} = \sum_{t=1}^T P_{n,t}^{mL} \quad (8)$$

式中: $P_{n,t}^L$ 为时段 t 用户参与需求响应后的电负荷; $P_{n,t}^{rL}$ 、 $P_{n,t}^{mL}$ 分别为时段 t 的刚性电负荷、可转移负荷; $P_{n,t}^{sML}$ 为时段 t 初始的可转移负荷; $P_{n,t}^{mL,max}$ 为时段 t 可容纳的最大可转移负荷。式(8)限制了负荷转移前后, 总的负荷量不变。

2) 冷热负荷模型

冷热负荷在各调度时段内进行一定程度的增大或减小时, 不会明显影响用户的用能体验, 表现出可削减特性, 其模型如下所示。

$$Q_{n,t}^{c,L} = Q_{n,t}^{c,sL} + \Delta Q_{n,t}^{c,cL} \quad (9)$$

$$Q_{n,t}^{h,L} = Q_{n,t}^{h,sL} + \Delta Q_{n,t}^{h,cL} \quad (10)$$

$$\Delta Q_{n,t}^{c,cL,min} \leq \Delta Q_{n,t}^{c,cL} \leq \Delta Q_{n,t}^{c,cL,max} \quad (11)$$

$$\Delta Q_{n,t}^{h,cL,min} \leq \Delta Q_{n,t}^{h,cL} \leq \Delta Q_{n,t}^{h,cL,max} \quad (12)$$

式中: $Q_{n,t}^{c,L}$ 、 $Q_{n,t}^{h,L}$ 为 t 时段响应后的冷、热负荷; $Q_{n,t}^{c,sL}$ 、 $Q_{n,t}^{h,sL}$ 为时段 t 的初始冷、热负荷需求; $\Delta Q_{n,t}^{c,cL}$ 、 $\Delta Q_{n,t}^{h,cL}$

为时段 t 参与需求响应后调整的冷、热负荷(值为正表示增加, 为负表示减小); $\Delta Q_{n,t}^{c,cL,min}$ 、 $\Delta Q_{n,t}^{h,cL,min}$ 分别表示时段 t 可减小的最大冷、热负荷; $\Delta Q_{n,t}^{c,cL,max}$ 、 $\Delta Q_{n,t}^{h,cL,max}$ 分别表示时段 t 可增加的最大冷、热负荷。

同时, 冷热能需要在一定的时间尺度内进行平衡^[29]。其约束条件为

$$\sum_{t=e(f-1)+1}^{e \cdot f} Q_{n,t}^{c,sL} = \sum_{t=e(f-1)+1}^{e \cdot f} Q_{n,t}^{c,L} \quad (13)$$

$$\sum_{t=e(f-1)+1}^{e \cdot f} Q_{n,t}^{h,sL} = \sum_{t=e(f-1)+1}^{e \cdot f} Q_{n,t}^{h,L} \quad (14)$$

式中: e 表示冷热能平衡的时间尺度; $f(1,2,L, 24/e)$ 表示进行平衡的次数。例如 $e=4$ 时, $f=1,2,3,4,5,6$, 表明冷热能 4 个时段内需要平衡一次, 即每 4 个时段的总冷热量与需求响应前的总冷热需求相同, 整个调度周期内需要平衡 6 次。

3) 电动汽车集群日前充放电模型

对于单辆 EV 来说, 不同的行驶习惯及途经的交通情况等主客观随机因素, 都将导致其入、离网时间及充电需求等入网特征表现出较强的不确定性。在日前调度时, 通常需要由用户申报次日的充放电需求或通过历史数据对 EV 次日的特征进行模拟预测, 但在各种随机性的影响下, 这两种方式都难以对单辆 EV 进行精细化的管理。而对于具有相当规模的 EV 集群来说, 其集群表现出来的入网特征较为稳定, 对其集群的入网特征进行预测^[30]并制定日前充放电计划具有较高的可执行度, 其实际入网的不确定性导致的较小偏差可由日内或实时调度调整消除。

相关研究表明^[31], 夜间接入型的 EV 接入时间集中在 17:00—19:00, 离开时间集中在 08:00—09:00; 日间接入型的 EV 接入时间集中在 09:00—10:00, 离开时间集中在 16:00—18:00。参考文献[32]的方法, 可将大量 EV 集群按接入和离开时间的不同划分为若干较小集群, 将每个集群视作一辆车进行调度, 既可降低决策的维度, 也可提高日前对 EV 集群制定调度计划的准确性。以夜间接入型为例, 微能源网内接入的电动汽车按接入和离开时刻可划分为 6 个集群, 如表 1 所示。

该集群划分规则中, 可将其他时刻零散接入的 EV 就近并入相应集群中, 以满足大部分 EV 的充电需求。例如, 在 17:30 之前接入, 次日 08:30 之前离开的 EV 均可划入集群 1, 在 17:30—18:30 之间接入, 次日 08:30 之前离开的 EV 划分入集群 2 中, 其他均以此类推。

表 1 EV 集群划分
Table 1 Divided EV clusters

集群编号	接入时刻	离开时刻
1	17:00	次日 08:00
2	18:00	次日 08:00
3	19:00	次日 08:00
4	17:00	次日 09:00
5	18:00	次日 09:00
6	19:00	次日 09:00

将电动汽车分群后, 集群 i 充放电数学模型为

$$0 \leq P_{n,i,t}^c \leq x_{n,i,t}^c \sum_{m=1}^M P_{n,i,m}^{c,\max}, t \in [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (15)$$

$$0 \leq P_{n,i,t}^d \leq x_{n,i,t}^d \sum_{m=1}^M P_{n,i,m}^{d,\max}, t \in [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (16)$$

$$x_{n,i,t}^c + x_{n,i,t}^d \leq 1, x_{n,i,t}^c, x_{n,i,t}^d \in \{0,1\}, t \in [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (17)$$

$$P_{n,i,t}^c = 0, P_{n,i,t}^d = 0, t \notin [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (18)$$

式中: $P_{n,i,t}^c$ 、 $P_{n,i,t}^d$ 分别为集群 i 在时段 t 的充放电功率; $P_{n,i,m}^{c,\max}$ 、 $P_{n,i,m}^{d,\max}$ 分别为集群 i 中第 m 辆车的最大充放电功率; M 为预测的该集群 EV 数; T_i^{in} 、 T_i^{out} 分别为集群 i 的接入时刻和离开时刻; $x_{n,i,t}^c$ 、 $x_{n,i,t}^d$ 分别为集群 i 在时段 t 的充放电状态, 二者不可同时为 1。

对于集群 i , 其充放电过程中的电池电量需满足一定约束, 在日前阶段忽略充放电损耗影响的情况下, 电池电量相关模型为

$$E_{n,i}^{\text{in}} = \sum_{m=1}^M E_{n,i,m}^{\text{in}} \quad (19)$$

$$E_{n,i,t+1} = E_{n,i,t} + (P_{n,i,t}^c - P_{n,i,t}^d) \Delta t, t \in [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (20)$$

$$\sum_{m=1}^M E_{n,i,m}^{\text{min}} \leq E_{n,i,t} \leq \sum_{m=1}^M E_{n,i,m}^{\text{max}}, t \in [T_i^{\text{in}}, T_i^{\text{out}}] \quad (21)$$

式中: $E_{n,i}^{\text{in}}$ 为预测的集群 i 入网时电池电量; $E_{n,i,m}^{\text{in}}$ 为集群 i 中第 m 辆车的初始入网电量; $E_{n,i,t}$ 为集群 i 在时刻 t 的电池电量, 其值与该时段的充放电功率有关; $E_{n,i,m}^{\text{min}}$ 、 $E_{n,i,m}^{\text{max}}$ 分别为集群 i 第 m 辆车的电池最小和最大电量。

通过上述对各集群的 EV 进行建模后, 可得到整个电动汽车集群的充电功率如式(22)所示。

$$P_{n,t}^{\text{EV}} = \sum_{i=1}^I (P_{n,i,t}^c - P_{n,i,t}^d) \quad (22)$$

式中: $P_{n,t}^{\text{EV}}$ 表示时段 t 整个 EV 集群的充电功率, 其值为正表示充电, 为负表示放电; I 表示该 MEG 中 EV 划分的集群数。

3.1.2 MEG 日前优化调度模型

1) 目标函数

MEG 日前优化调度的目标为日运行成本最小, 如下所示。

$$\min F_n = \sum_{t=1}^T (C_{n,t}^{\text{B}} + C_{n,t}^{\text{O}} + C_{n,t}^{\text{D}}) \quad (23)$$

$$C_{n,t}^{\text{B}} = c_t^{\text{g}} V_{n,t}^{\text{g}} + c_t^{\text{buy}} P_{n,t}^{\text{buy}} - c_t^{\text{sell}} P_{n,t}^{\text{sell}} \quad (24)$$

$$C_{n,t}^{\text{O}} = c^{\text{MT,o}} P_{n,t}^{\text{MT}} + c^{\text{GB,o}} Q_{n,t}^{\text{GB}} + c^{\text{WH,o}} Q_{n,t}^{\text{WH}} + c^{\text{AC,o}} Q_{n,t}^{\text{AC}} + c^{\text{HE,o}} Q_{n,t}^{\text{HE}} + c^{\text{EC,o}} Q_{n,t}^{\text{EC}} + c^{\text{BT,o}} (P_{n,t}^{\text{BT,c}} - P_{n,t}^{\text{BT,d}}) + c^{\text{HS,o}} (Q_{n,t}^{\text{HS,c}} - Q_{n,t}^{\text{HS,d}}) \quad (25)$$

$$C_{n,t}^{\text{D}} = \alpha (\Delta P_{n,t}^{\text{mL}})^2 + \beta (\Delta Q_{n,t}^{\text{h,cL}})^2 + \gamma (\Delta Q_{n,t}^{\text{c,cL}})^2 \quad (26)$$

式中: $C_{n,t}^{\text{B}}$ 为时段 t MEG 购气的成本和向外部电网购/售电的成本/收益; c_t^{g} 为购天然气的气价; $V_{n,t}^{\text{g}}$ 为购买的天然气量; c_t^{buy} 、 c_t^{sell} 分别为向外部电网购、售电的电价(在 Step1 中该电价为电网公司的电价; 在 Step2 中为区域电力市场制定的电价, 即 P_t);

$P_{n,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{n,t}^{\text{sell}}$ 分别为购、售电量(在 Step1 中为向电网公司的购售电量, 在 Step2 中为在区域电力市场中的购售电量); $C_{n,t}^{\text{O}}$ 为 MEG 各机组运行过程中产生的损耗维护成本; $c^{\text{MT,o}}$ 、 $c^{\text{GB,o}}$ 、 $c^{\text{WH,o}}$ 、 $c^{\text{AC,o}}$ 、 $c^{\text{HE,o}}$ 、 $c^{\text{EC,o}}$ 、 $c^{\text{BT,o}}$ 、 $c^{\text{HS,o}}$ 分别为 MT、GB、WH、AC、HE、EC、BT、HS 等装置的单位维护成本; $C_{n,t}^{\text{D}}$ 为负荷参与需求响应的补偿成本; α 、 β 、 γ 分别为调节电、热、冷负荷时影响用户满意度的补偿系数, 其值越小, 系统可调节的柔性负荷越大。

2) 约束条件

MEG 优化运行除满足附录 A 所述的供能侧能量生产与转换的约束, 以及需求侧柔性负荷的约束外, 还需满足以下约束条件。

(1) 能量平衡约束

天然气平衡约束

$$V_{n,t}^{\text{g}} = V_{n,t}^{\text{MT}} + V_{n,t}^{\text{GB}} \quad (27)$$

式中, V_t^{MT} 和 V_t^{GB} 分别为 MT 和 GB 机组 t 时段消耗的天然气量。

冷功率平衡约束

$$Q_{n,t}^{\text{AC}} + Q_{n,t}^{\text{EC}} = Q_{n,t}^{\text{c,L}} \quad (28)$$

热功率平衡约束

$$Q_{n,t}^{\text{GB}} + Q_{n,t}^{\text{HE}} + Q_{n,t}^{\text{HS,d}} - Q_{n,t}^{\text{HS,c}} = Q_{n,t}^{\text{h,L}} \quad (29)$$

$$Q_{n,t}^{\text{WH,h}} + Q_{n,t}^{\text{WH,c}} = Q_{n,t}^{\text{WH}}$$

电功率平衡约束

$$\begin{aligned} P_{n,t}^{PV} + P_{n,t}^{WT} + P_{n,t}^{buy} - P_{n,t}^{sell} + P_{n,t}^{BT,d} - P_{n,t}^{BT,c} + \\ P_{n,t}^{MT} - P_{n,t}^{EC} - P_{n,t}^{EV} = P_{n,t}^L \end{aligned} \quad (30)$$

式中, $P_{n,t}^{PV}$ 、 $P_{n,t}^{WT}$ 为时段 t 的光伏及风机出力。

(2) 购售电相关约束

$$\begin{aligned} k_{n,t}^{buy} P_n^{buy,min} \leq P_{n,t}^{buy} \leq k_{n,t}^{buy} P_n^{buy,max} \\ k_{n,t}^{sell} P_n^{sell,min} \leq P_{n,t}^{sell} \leq k_{n,t}^{sell} P_n^{sell,max} \\ k_{n,t}^{buy} + k_{n,t}^{sell} \leq 1; \quad k_{n,t}^{buy}, k_{n,t}^{sell} \in \{0,1\} \end{aligned} \quad (31)$$

式中: $P_n^{buy,min}$ 、 $P_n^{sell,min}$ 分别为最小购、售功率;
 $P_n^{buy,max}$ 、 $P_n^{sell,max}$ 分别为最大购、售功率; $k_{n,t}^{buy}$ 、 $k_{n,t}^{sell}$
分别为购售电状态,二者不能同时为1。

3.2 REM 定价交易模型

由于各 MEG 是独立运营的,因此可以合理假设所有 MEG 无法预知其他 MEG 的运营情况,从而不存在某个 MEG 操纵市场的情况,所有 MEG 均会根据市场电价做出理性的决策。在该假设下,供需双方的决策均滞后于价格,因此 REM 在进行价格调节时可采用相应的滞后型蛛网模型。

根据各 MEG 自治优化后的各时段购/售电信息,REM 可确定各时段的供需电量,如下所示。

$$D_{p,t} = \sum_{n=1}^N P_{n,p,t}^{buy} \quad (32)$$

$$S_{p,t} = \sum_{n=1}^N P_{n,p,t}^{sell} \quad (33)$$

参照非均衡蛛网模型,可获得 REM 的定价交易模型,如式(34)一式(36)。

$$Q_{p,t} = \min(D_{p,t}, S_{p,t}) \quad (34)$$

$$Pr_{p,t} = Pr_{p-1,t} + r_p (D_{p,t} - S_{p,t}) / J, r_p > 0 \quad (35)$$

$$c_t^{sell} \leq Pr_{p,t} \leq c_t^{buy} \quad (36)$$

式中: $Q_{p,t}$ 为第 p 次循环时第 t 时段的交易电量;

$Pr_{p,t}$ 为第 p 次循环时第 t 时段的交易电价; r_p 为第 p 次循环时的价格调节系数; J 为与交易电量数量级相当的正数以设置合理的价格调整幅度;式(36)是将各时段的交易电价限制在与电网公司交易电价之间。

当 REM 处于稳定状态时,仍有部分电量无法在 REM 中进行交易,因此需要 REM 将交易量在过度需求或过度供给一方进行分配。在稳定状态下,取第 p 次交易结果作为 REM 的最终交易结果,按照该次交易中各 MEG 传递的购售电量占总体供需量的比例进行分配,如式(37)、式(38)所示。

$$\begin{cases} P_{n,t}^{sell,R} = P_{n,P,t}^{sell} \\ P_{n,t}^{buy,R} = Q_{p,t} \times \frac{P_{n,P,t}^{buy}}{D_{p,t}} S_{p,t} < D_{p,t} \end{cases} \quad (37)$$

$$\begin{cases} P_{n,t}^{sell,R} = Q_{p,t} \times \frac{P_{n,P,t}^{sell}}{S_{p,t}} S_{p,t} > D_{p,t} \\ P_{n,t}^{buy,R} = P_{n,P,t}^{buy} \end{cases} \quad (38)$$

式中, $P_{n,t}^{sell,R}$ 、 $P_{n,t}^{buy,R}$ 表示 MEG n 第 t 时段在 REM 中的最终售、购电量。

3.3 MEG 最终独立自治优化模型

各 MEG 确定了在 REM 中的交易结果后,需要进行最终的独立自治优化,决定其最终各设备的出力、负荷的 DR 结果以及与电网公司的交易情况。最终独立自治优化的目标函数由式(23)变为

$$\min F_n = \sum_{t=1}^T (C_{n,t}^B + C_{n,t}^O + C_{n,t}^D + C_{n,t}^{BR}) \quad (39)$$

$$C_{n,t}^{BR} = Pr_t \times (P_{n,t}^{buy,R} - P_{n,t}^{sell,R}) \quad (40)$$

式中, $C_{n,t}^{BR}$ 表示 MEG n 在 REM 中的购/售电成本/收益。

除目标函数外,约束条件满足式(27)一式(31),其中式(30)和式(31)做如下修改:

$$\begin{aligned} P_{n,t}^{PV} + P_{n,t}^{WT} + P_{n,t}^{buy} + P_{n,t}^{buy,R} - P_{n,t}^{sell,R} - P_{n,t}^{sell} + \\ P_{n,t}^{BT,d} - P_{n,t}^{BT,c} + P_{n,t}^{MT} - P_{n,t}^{EC} - P_{n,t}^{EV} = P_{n,t}^L \end{aligned} \quad (41)$$

$$\begin{cases} k_{n,t}^{buy} P_n^{buy,min} \leq P_{n,t}^{buy} + P_{n,t}^{buy,R} \leq k_{n,t}^{buy} P_n^{buy,max} \\ k_{n,t}^{sell} P_n^{sell,min} \leq P_{n,t}^{sell} + P_{n,t}^{sell,R} \leq k_{n,t}^{sell} P_n^{sell,max} \\ k_{n,t}^{buy} + k_{n,t}^{sell} \leq 1; k_{n,t}^{buy}, k_{n,t}^{sell} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (42)$$

式(42)表示 MEG n 向外部的总购/售电量不能超过其购/售电量限制,式中各项均不再赘述。

整个协调优化运行求解流程在 Matlab 2014a 中进行。其中,各 MEG 的自治优化使用 YALMIP 工具箱建模并调用 CPLEX 求解,REM 的定价交易及电量分配均在 Matlab 中编码实现。

4 算例分析

4.1 参数设置

以包含 3 个独立运营的 MEG 的区域能源互联网进行算例分析。根据参考文献[20],MEG1 设置为 CCHP(Combined cold, heat and power)型微网,其中包含 200 辆夜间入网的电动汽车以及可进行综合需求响应的电热冷负荷,负荷可参与需求响应的容量为初始总负荷的 20%,补偿系数分别设置为 $\alpha = \beta = \gamma = 0.001$,冷热能平衡时间尺度为 4 个小时;MEG2 设置为 CHP(Combined heat and power)型微网,其设备包含 WT、PV、BT、MT、WH、GB、HE、HS,MT 发电产生的余热全部供给 HE 制热;MEG3 设置为 CCP(combined cold and power)

型微网，其设备包含 WT、PV、BT、MT、WH、AC、EC，其 MT 发电产生的余热将全部用于 AC 制冷；MEG2 与 MEG3 中均不考虑 EV 及 DR，其含有的各设备参数均与 MEG1 相同。各供能设备参数如表 2 所示，储能设备参数如表 3 所示，EV 集群相关参数如表 4 所示。

表 2 MEG 供能设备参数

Table 2 Parameters of MEG's energy supply devices

参数	数值及单位
MT 最大发电功率	1 500 kW
MT 发电效率	0.35
WH 最大输入功率	2 000 kW
WH 效率	0.8
GB 最大输入功率	2 000 kW
GB 效率	0.9
HE 最大输入功率	1 500 kW
HE 效率	0.9
AC 最大输入功率	1 500 kW
AC 效率	1.2
EC 最大输入功率	1 000 kW
EC 能效比	4.0
最大交互功率	3 000 kW

表 3 MEG 储能设备参数

Table 3 Parameters of MEG's energy storage devices

储能设备	BT	HS
容量/kWh	2 000	2 500
最小容量/kWh	400	500
最大容量/kWh	1 800	2 250
最大充放功率/kW	800	1 200
自放率	0.001	0.005
充放效率	0.9	0.85

表 4 EV 相关参数

Table 4 Parameters of EV

参数	数值
EV 数量	200
入网时间分布	$N(17.5, 3.4^2)$
离网时间分布	$N(7.5, 3.2^2)$
入网 SOC 分布	$N(0.6, 0.1^2)$
期望 SOC	0.9
额定充放电功率	6 kW
电池电量	40 kWh

各 MEG 与外部电网交换功率限制均为 3 000 kW；与外部电网和气网交换价格如图 5 所示；各 MEG 的新能源发电预测曲线如图 6 所示；预测

的多能负荷如图 7 所示^[20]。设置 REM 与各 MEG 的最大交互循环次数为 300 次，价格调整系数 r 采用动态调整方式，初始设置为 0.01，经过 100 次循环后， r 调整为 0.001，循环至第 200 次时，再次将 r 调整为 0.000 1 循环至结束，根据可交易电量的数量级， J 取为 1 000。

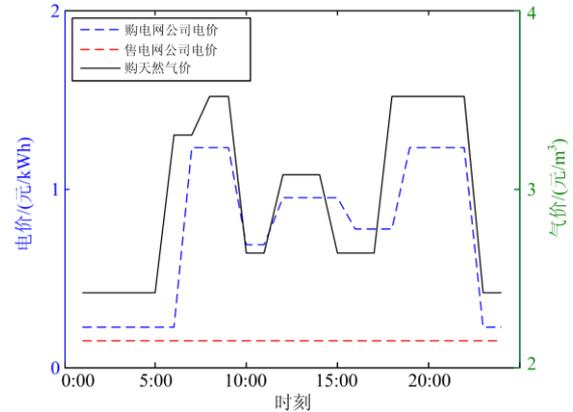


图 5 多能价格

Fig. 5 Energy prices

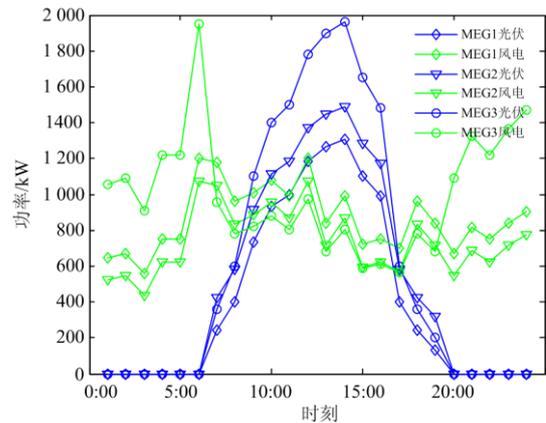


图 6 预测的各 MEG 新能源发电曲线

Fig. 6 Predicted curves of MEGs' new energy generation

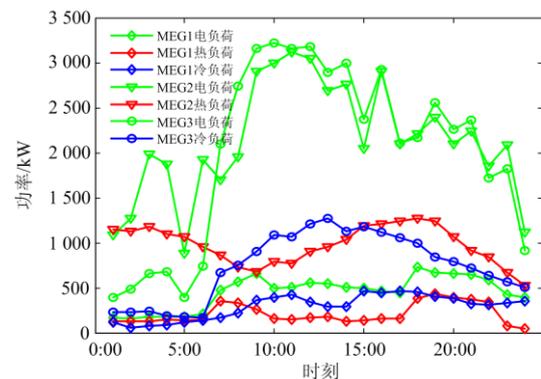


图 7 各 MEG 预测的多能负荷

Fig. 7 Predicted multiple energy loads of MEGs

4.2 仿真结果及分析

4.2.1 REM 的稳定性分析及交易结果

在本文所提的策略中, REM 的稳定与否决定了 REI 是否能够实现协调优化运行, 因此首先对影响其稳定性的因素进行讨论。无疑, 价格调节系数 r 的值会影响市场的稳定, 图 8 给出了不同 r 值情况下的 MEG1 的成本变化情况。可见无论 r 大小, 在初始阶段, MEG 的成本变化较为剧烈, 而随着循环次数的增加, 其波动逐渐减小, 且逐渐趋于一稳定值。当 $r=0.01$ 时, 其成本趋于稳定的速度较快, 在第 20~30 次循环时, 已基本趋于稳定, 但由于其价格调节系数较大, 最终其成本值仍处于小幅的波动状态, 无法确定其稳定值; 当 $r=0.001$ 时, 由于调节速度较慢, 经过 250 次左右的循环时, 其成本值才处于稳定值, 虽然效率较低, 但可以较为精确地调节到稳定状态; 本文结合不同调节系数值的优点, 采用 r 的动态调整方式, 则可以在前期提高搜索速度, 后期提高搜索精度, 使 REM 较快地过渡到较为精确的稳定状态。比较图 8 中 $r=0.001$ 以及变价格调节系数的两种情况可见, 本文采用的变价格调节系数法的价格收敛更稳定。

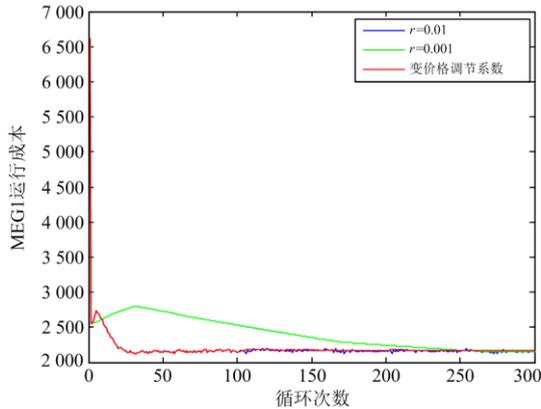


图 8 不同 r 下 MEG1 成本变化

Fig. 8 Cost varieties of MEG1 with different r

除价格调节系数外, 不同的初始电价也可能对 REM 的稳定性造成影响。图 9 表示出了在不同的初始电价下, 3 个 MEG 随循环次数的成本变化情况, 其中, 初始电价系数为 0.25 表示初始电价为 $P_1 = 0.25(c^{\text{buy}} + c^{\text{sell}})$, 初始电价为其他值时与此类似。可见, 在不同的初始电价下, 各 MEG 最终都能收敛到相近的稳定运行成本值, 有效地说明了所提方法的稳定性。

取稳定状态下最后一次交易结果作为最终交易结果, REM 最终制定的各时段交易电价如图 10 所示, 各时段的实际交易电量如图 11 所示。可见, 最终各时段的交易电量基本未能达到均衡, 各时段的

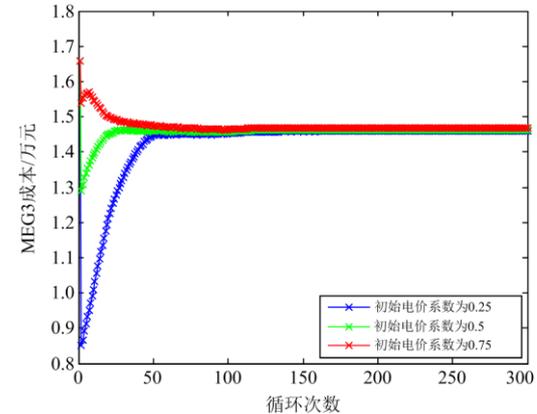
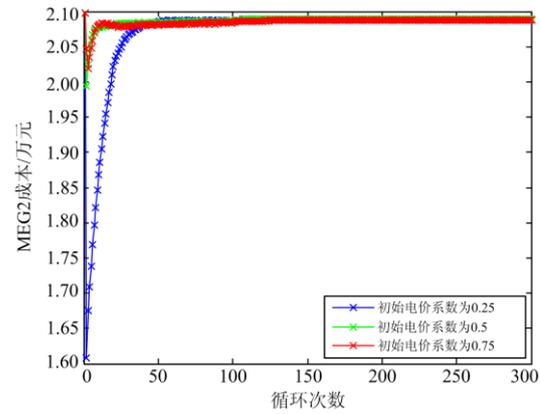
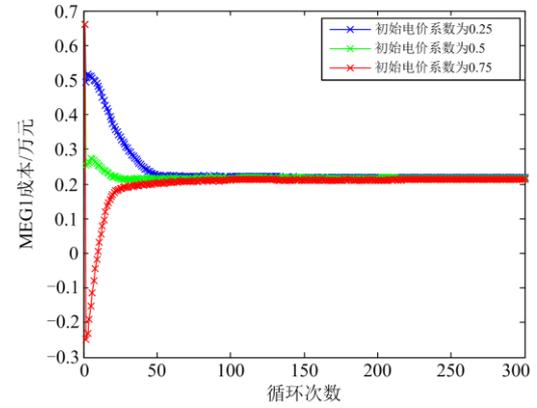


图 9 不同初始电价下各微网成本变化

Fig. 9 Cost varieties of MEGs with different initial prices

实际交易电量为供需双方中的较小值, 该电量将由 REM 按照比例向各 MEG 进行分配。

4.2.2 各 MEG 协调运行结果分析

由于各 MEG 仅在 REM 中交易电能, 因此协调前后电力结构变化较大, 故此处主要对电力结果进行比较分析, 附录 B 给出了协调前后各 MEG 的电力结果, 其中, 购电、售电分别表示向电网公司购、售电。对比各 MEG 独立优化(即初始自治优化)以及多 MEG 协调优化(即最终自治优化)后电力结果可得:

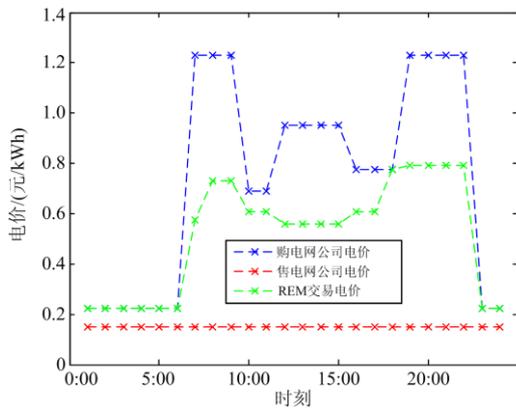


图 10 REM 交易电价

Fig. 10 Trading price in REM

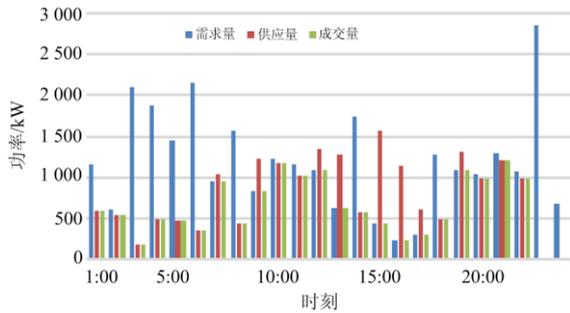


图 11 REM 交易电量

Fig. 11 Trading electricity in REM

1) 对于 MEG1, 在协调前, 仅在低电价时段 1、3 向电网公司有部分购电量以满足 EV 充电需求, 在时段 10:00—16:00 由于有较多的清洁能源, 故向电网公司售电; EV 在时段 18:00—22:00 的电价高峰时段放电, 转而在时段 1:00—8:00 清洁能源较充足时充电; 除此之外, DR、MT、BT 基本未参与运行。协调后, 在时段 1:00—6:00 及时段 23、24, 由于电价较低, EV 充电、BT 充电及部分负荷均转移到这些时段, 从而导致购电量增加以及 MT 有少量发电; 在时段 7:00—11:00, 由于可在 REM 中以较高的电价售出电量, 除多余的清洁能源外, 其 BT 发电量增加、DR 中移出负荷增加、MT 发电量增加, 以便售出更多电能; 在时段 12:00—16:00, 原来向电网公司的售电量转变为在 REM 中以较高电价出售, 同时由于清洁能源充足, BT 充电量增加; 在时段 17:00—22:00, MEG1 处于负荷高峰期同时 REM 中电价也处于高峰期, EV 发电量增加、DR 转移出负荷增加、蓄电池发电量增加以及 MT 有少量发电, 以较高电价售出较多电量。可见, 作为具有较多余量的 MEG1, 在参与协调后, 其原来以较低电价售给电网公司的大部分电量转而在 REM 中

出售且售电量增加, 同时其原来闲置的单元也参与运行。

2) 对于 MEG2, 在时段 1:00—6:00 及时段 23:00—24:00, 虽有较多的购电需求, 但其他 MEG 的售电量较少, 其仅有小部分购电量转向在 REM 中购电; 在时段 7:00—22:00, 由于余缺电量较少, 其参与协调前后的运行状态基本不变, 同时, 由于 MEG2 缺乏电制热装置, 其 MT 具有较多的出力, 在供电的同时提供热量支撑。

3) 对于 MEG3, 在协调前, 在时段 1:00—6:00 及时段 24, 由于清洁能源充足, 多余的清洁能源向电网公司售电或给 BT 充电; 在其他时段, 由于负荷较高, 除向电网公司购电之外, BT 在电价较高时放电, 电价较低时充电, 同时其发电成本较高的 MT 也参与供电, 由于要产生部分余热可用于吸收式制冷, 使得电制冷机组消耗电能较少。在协调后, 在时段 1:00—6:00 向电网公司的售电量转向在 REM 中出售; 在时段 7:00—22:00, 不仅转向在 REM 中购其他 MEG 多余的电量, 同时还降低了成本较高的 MT 的出力, 使得其电制冷的耗电量也增加; 在时段 23:00—24:00, 由于该时段的 REM 中的交易量较少, 故供电结构基本未变。可见, 通过协调后, 具有较多电量需求的 MEG3 不仅可以较低电价在 REM 中购得较多电量, 同时还减少了会排放污染气体的 MT 的出力, 转而使用其他 MEG 的清洁电能, 实现了经济和环保效益的提升。

由上述对各 MEG 的最终优化结果分析可知: 具有多余清洁电能的 MEG1 与有大量能量需求(包含电能与冷能)的 MEG3 实现了较强的能量互补, 二者的供能结构得到了优化并提升了清洁能源的消纳能力; 而 MEG2 虽然也有较多的能量需求(包含电能与热能), 但由于缺乏电热装置, 其不得使用 MT 产热并同时生产电能, 进而使得其处于较强的自治状态, 参与协调运行的电量较少。

4.2.3 经济性分析

与前述各 MEG 在协调前后策略变化相对应, 协调前后各 MEG 的各项成本如表 5 所示。可见, 各 MEG 在协调前后总成本均有不同程度下降, 其中, MEG1 与 MEG3 成本降低量较多, 结合对图 12 的分析可知, 这是由于二者形成了较强的互补关系。MEG1 变化最大, 是因为它具有包含需求响应的负荷等更丰富的调节资源, 其调节能力强, 清洁能源富裕, 因此可借用 REM 市场获利。而 MEG2 则由于缺少电热转换装置, 使得其参与市场交易的电量较少, 故其成本变化量较小。

表 5 协调前后各 MEG 运行成本比较

Table 5 Costs comparison of MEGs before and after coordination

MEG	购气成本		购电成本		运维成本		需求响应成本		在 REM	总成本		
	协调前	协调后	协调前	协调后	协调前	协调后	协调前	协调后	中的购	协调前	协调后	变化比
	元											
MEG1	3 670.87	4 607.88	-501.79	1 157.08	3 429.88	3 656.61	16.03	439.70	-7 456.58	6 614.99	2 404.69	-63.65%
MEG2	14 625.87	14 201.47	1 772.90	1 328.16	4 583.44	4 522.44	0	0	849.18	20 982.21	20 901.25	-0.39%
MEG3	7 155.13	3 034.79	4 673.33	757.73	4 756.77	4 327.10	0	0	6 607.40	16 585.24	14 727.02	-11.20%

5 结论

本文以独立运营的 MEG 作为组成 REI 的基本供能单元, 提出了基于 REM 定价交易的 REI 协调优化运行策略。首先阐明了 REI 的具体结构及能量流动关系, 并搭建了 REI 中的市场结构; 然后基于非均衡蛛网理论提出了 REM 的定价交易模型, 并结合 MEG 优化运行模型的特点形成了双层交互寻找稳定状态的 REI 协调优化运行方法; 最后通过算例仿真表明了:

(1) 在应用非均衡蛛网理论进行价格调节的过程中, 通过合理地设置价格调节系数, 可以使 REM 定价与各 MEG 优化决策的互动过程较为迅速地过渡到有效的稳定状态, 从而可以获得稳定的 REM 交易结果, 实现 REI 的协调优化运行。

(2) 在非均衡为常态的情况下, 通过合理地定价, 可以在保证各 MEG 利益的基础上, 促进 REI 内不同 MEG 之间的能量交流, 并进一步优化 MEG 内的多能互补和供需两侧的互动。最终, 形成了 MEG 内多能互补优化运行、MEG 之间以电共享的高效协调运行方式, 有效地提升了 REI 运行的经济性与环保性。

附录 A MEG 供能设备模型

(1) MT 模型

燃气轮机作为 MEG 中能源耦合的核心设备, 燃烧天然气发电的同时会产生一定的余热, 其数学模型为

$$\begin{cases} V_t^{\text{MT}} = \frac{P_t^{\text{MT}} \Delta t}{\eta^{\text{MT}} L^{\text{NG}}} \\ P^{\text{MT}, \min} \leq P_t^{\text{MT}} \leq P^{\text{MT}, \max} \\ Q_t^{\text{MT}} = P_t^{\text{MT}} \frac{1 - \eta^{\text{MT}} - \eta^{\text{MT}, 1}}{\eta^{\text{MT}}} \end{cases} \quad (43)$$

式中: V_t^{MT} 为时段 t 燃气轮机消耗的天然气量; P_t^{MT} 为发电功率; η^{MT} 为发电效率; L^{NG} 为天然气低热值; $P^{\text{MT}, \min}$ 、 $P^{\text{MT}, \max}$ 分别为燃气轮机发电功率下、上限; $\eta^{\text{MT}, 1}$ 为热损失系数; Q_t^{MT} 为产生的余热量。

(2) 余热锅炉

余热锅炉将燃气轮机发电产生的余热收集起来, 供给热交换器制热或吸收式制冷机制冷, 可有效提高天然气能源的利用效率。其数学模型为

$$\begin{cases} Q_t^{\text{WH}} = Q_t^{\text{MT}} \eta^{\text{WH}} \\ Q^{\text{WH}, \min} \leq Q_t^{\text{WH}} \leq Q^{\text{WH}, \max} \end{cases} \quad (44)$$

式中: Q_t^{WH} 为时段 t 余热锅炉的产热量; η^{WH} 为余热锅炉的效率; $Q^{\text{WH}, \min}$ 、 $Q^{\text{WH}, \max}$ 分别为余热锅炉产热的下、上限。

(3) 燃气锅炉

在 MT 余热不足时, 可采用燃气锅炉燃烧天然气进行制热, 其数学模型为

$$\begin{cases} Q_t^{\text{GB}} = V_t^{\text{GB}} L^{\text{NG}} \eta^{\text{GB}} \\ Q^{\text{GB}, \min} \leq Q_t^{\text{GB}} \leq Q^{\text{GB}, \max} \end{cases} \quad (45)$$

式中: Q_t^{GB} 为时段 t 燃气锅炉输出的热量; V_t^{GB} 为 GB 在时段 t 消耗的天然气量; η^{GB} 为 GB 的效率; $Q^{\text{GB}, \min}$ 、 $Q^{\text{GB}, \max}$ 分别为燃气锅炉产热的下、上限。

(4) 换热装置

换热装置将一部分余热锅炉的蒸汽热量进行转换, 供给系统热负荷需求, 其数学模型为

$$\begin{cases} Q_t^{\text{HE}} = Q_t^{\text{WH}, h} \eta^{\text{HE}} \\ 0 \leq Q_t^{\text{WH}, h} \leq Q_t^{\text{WH}} \\ Q^{\text{HE}, \min} \leq Q_t^{\text{HE}} \leq Q^{\text{HE}, \max} \end{cases} \quad (46)$$

式中: Q_t^{HE} 为时段 t 热交换器的产热量; $Q_t^{\text{WH}, h}$ 为余热锅炉供给换热装置的热量; η^{HE} 为热交换器的效率; $Q^{\text{HE}, \min}$ 、 $Q^{\text{HE}, \max}$ 分别为热交换器产热的下、上限。

(5) 吸收式制冷机

余热锅炉将一部分热量供给吸收式制冷机进行制冷, 其数学模型为

$$\begin{cases} Q_t^{AC} = Q_t^{WH,c} \eta^{AC} \\ 0 \leq Q_t^{WH,c} \leq Q_t^{WH} \\ Q_t^{AC,min} \leq Q_t^{AC} \leq Q_t^{AC,max} \end{cases} \quad (47)$$

式中: Q_t^{AC} 为时段 t 吸收式制冷机产生的冷量; $Q_t^{WH,c}$ 为余热锅炉供给吸收式制冷机的热量; η^{AC} 为吸收式制冷机的效率; $Q_t^{AC,min}$ 、 $Q_t^{AC,max}$ 为吸收式制冷机产冷的下、上限。

(6) 电制冷机

电制冷机消耗电能制冷供给用户, 其数学模型为

$$\begin{cases} Q_t^{EC} = P_t^{EC} \eta^{EC} \\ Q_t^{EC,min} \leq Q_t^{EC} \leq Q_t^{EC,max} \end{cases} \quad (48)$$

式中: Q_t^{EC} 为时段 t 电制冷机生产的冷量; η^{EC} 为电制冷效率; P_t^{EC} 为时段 t 消耗的电功率; $Q_t^{EC,min}$ 及 $Q_t^{EC,max}$ 分别为电制冷机产冷功率的下、上限。

(7) 蓄电池

MEG 中的蓄电池在电价低谷时存储电能, 高峰时放出电能, 能够有效提高微能源网的经济运行性能。蓄电池在各时段的充放电功率受到一定限制, 同时, 为提高蓄电池使用寿命, 其各时刻的电池电量也受到一定限制。蓄电池在各时刻的存储电量与该时段的充放电功率及充放电效率有关, 充放电功率及各时刻电量的具体表达式为

$$\begin{cases} S_{t+1}^{BT} = (1 - u^{BT})S_t^{BT} + (\eta^{BT,ch} P_t^c - \frac{1}{\eta^{BT,dis}} P_t^d) \Delta t \\ S_t^{BT,min} \leq S_t^{BT} \leq S_t^{BT,max} \\ k_t^{BT,c} P^{BT,min} \leq P_t^c \leq k_t^{BT,c} P^{BT,max} \\ k_t^{BT,d} P^{BT,min} \leq P_t^d \leq k_t^{BT,d} P^{BT,max} \\ k_t^{BT,c} + k_t^{BT,d} \leq 1; k_t^{BT,c}, k_t^{BT,d} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (49)$$

式中: S_t^{BT} 、 S_{t+1}^{BT} 分别为时刻 t 与时刻 $t+1$ 的蓄电池电量; u^{BT} 为蓄电池的自放电率; $\eta^{BT,ch}$ 、 $\eta^{BT,dis}$ 分别为蓄电池的充放电效率; P_t^c 、 P_t^d 分别为蓄电池在时段 t 的充放电功率; Δt 为调度时段长度, 本文为 1h; $S_t^{BT,min}$ 、 $S_t^{BT,max}$ 分别为蓄电池电量下、上限; $k_t^{BT,c}$ 、 $k_t^{BT,d}$ 分别为蓄电池充放电状态变量, 二者不可同时为 1; $P^{BT,min}$ 、 $P^{BT,max}$ 为蓄电池充放电功率

下、上限。

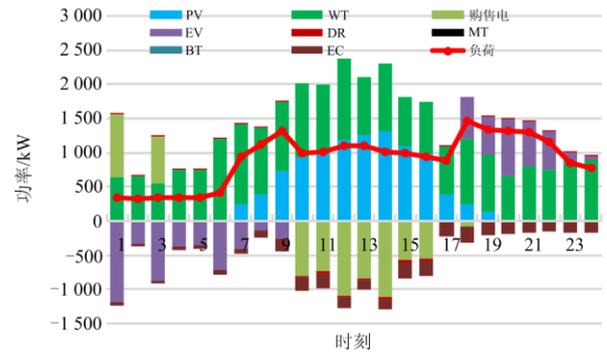
(8) 储热单元

与蓄电池相似, 储热单元可在热量充足时存储热能, 热能不足时放出热能, 通过与其他供热机组的协调配合提高向用户供热的经济性能。储热单元的存储特性表达式与蓄电池相似, 如式(50)所示。

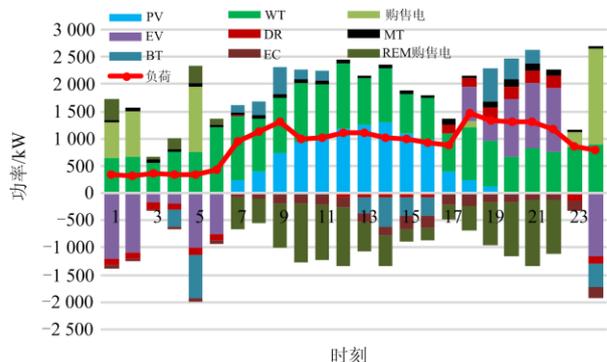
$$\begin{cases} S_{t+1}^{HS} = (1 - u^{HS})S_t^{HS} + (\eta^{HS,ch} Q_t^{HS,c} - \frac{1}{\eta^{HS,dis}} Q_t^{HS,d}) \Delta t \\ S_t^{HS,min} \leq S_t^{HS} \leq S_t^{HS,max} \\ k_t^{HS,c} Q^{HS,min} \leq Q_t^{HS,c} \leq k_t^{HS,c} Q^{HS,max} \\ k_t^{HS,d} Q^{HS,min} \leq Q_t^{HS,d} \leq k_t^{HS,d} Q^{HS,max} \\ k_t^{HS,c} + k_t^{HS,d} \leq 1; k_t^{HS,c}, k_t^{HS,d} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (50)$$

式中: S_t^{HS} 、 S_{t+1}^{HS} 分别为时刻 t 与时刻 $t+1$ 的 HS 存储的热量; u^{HS} 为 HS 的自放热率, $\eta^{HS,ch}$ 、 $\eta^{HS,dis}$ 分别为 HS 的充放热效率; $Q_t^{HS,c}$ 、 $Q_t^{HS,d}$ 分别为 HS 在时段 t 的充放热功率; $S_t^{HS,min}$ 、 $S_t^{HS,max}$ 分别为 HS 可存储热量下、上限; $k_t^{HS,c}$ 、 $k_t^{HS,d}$ 分别为 HS 充放热状态变量, 二者不可同时为 1; $Q^{HS,min}$ 、 $Q^{HS,max}$ 分别为 HS 充放热功率下、上限。

附录 B 协调前后各 MEG 电出力结构



(a) MEG1 初始自治优化结果



(b) MEG1 最终自治优化结果

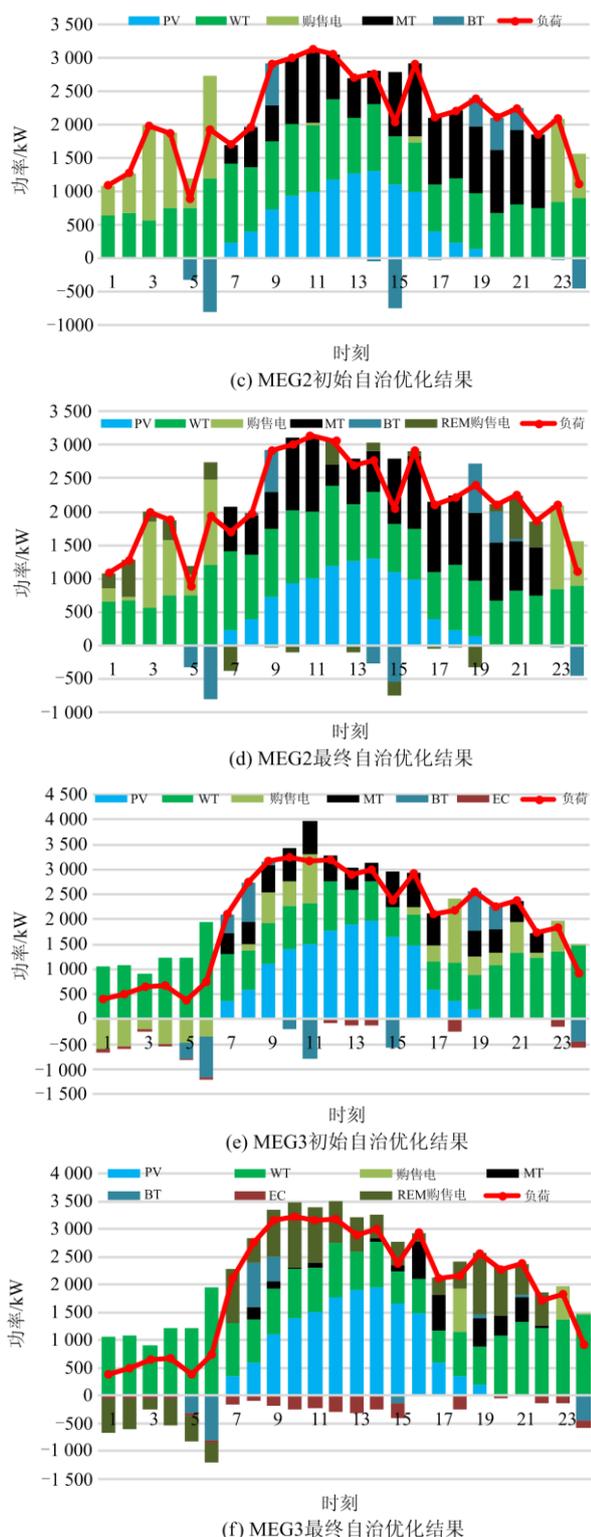


图 12 各 MEG 协调前后电出力结构

Fig. 12 Structure of MEGs' electrical outputs before and after coordination

参考文献

[1] RIFKIN J. The third industrial revolution: how lateral

power is transforming energy, the economy, and the world [M]. New York: Palgrave MacMillan, 2011.

[2] HUANG A Q, CROW M L, HEYDT G T, et al. The future renewable electric energy delivery and management (FREEDM) system: the energy internet[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 133-148.[3] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, 等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.

DONG Zhaoyang, ZHAO Junhua, WEN Fushuan, et al. From smart grid to energy internet: basic concept and research framework[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(15): 1-11.

[4] 谈竹奎, 成乐峰, 史守圆, 等. 能源互联网接入设备关键技术探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 140-152.

TAN Zhukui, CHENG Lefeng, SHI Shouyuan, et al. Discussion on key technologies of energy internet access equipment[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 140-152.

[5] 余晓丹, 徐宪东, 陈硕翼, 等. 综合能源系统与能源互联网简述[J]. 电工技术学报, 2016, 31(1): 1-13.

YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.

[6] LI H, ESEYE A T, ZHANG J, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.

ZHA Yabing, ZHANG Tao, HUANG Zhuo, et al. Analysis of energy internet key technologies[J]. Science in China: Information Sciences, 2014, 44(6): 702-713.

[8] 田世明, 栾文鹏, 张东霞, 等. 能源互联网技术形态与关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3482-3494.

TIAN Shiming, LUAN Wenpeng, ZHANG Dongxia, et al. Technical forms and key technologies on energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3482-3494.

[9] 茆美琴, 丁勇, 王杨洋, 等. 微网——未来能源互联网系统中的有机细胞[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(19): 1-11.

MAO Meiqin, DING Yong, WANG Yangyang, et al.

- Microgrid—an organic cell for future energy interconnection system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(19): 1-11.
- [10] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(13): 3451-3462.
- ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Stochastic model predictive control for energy management optimization of an energy local network[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(13): 3451-3462.
- [11] 陈丽萍, 林晓明, 许苑, 等. 基于能源集线器的微能源网建模与多目标优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(6): 9-16.
- CHEN Liping, LIN Xiaoming, XU Yuan, et al. Modeling and multi-objective optimal dispatch of micro energy grid based on energy hub[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(6): 9-16.
- [12] HUANG Wujing, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2019, 4(1): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [13] 朱晔, 兰贞波, 隗震, 等. 考虑碳排放成本的风光储多能互补系统优化运行研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(10): 128-133.
- ZHU Ye, LAN Zhenbo, WEI Zhen, et al. Research on optimal operation of wind-PV-ES complementary system considering carbon emission cost[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(10): 128-133.
- [14] 徐青山, 曾艾东, 王凯, 等. 基于 Hessian 内点法的微型能源网日前冷热电联供经济优化调度[J]. *电网技术*, 2016, 40(6): 1657-1665.
- XU Qingshan, ZENG Aidong, WANG Kai, et al. Day-ahead optimized economic dispatching for combined cooling, heating and power in micro energy-grid based on Hessian interior point method[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(6): 1657-1665.
- [15] 曾鸣, 韩旭, 李冉, 等. 能源互联微网系统供需双侧多能协同优化策略及其求解算法[J]. *电网技术*, 2017, 41(2): 409-417.
- ZENG Ming, HAN Xu, LI Ran, et al. Multi-energy synergistic optimization strategy of micro energy internet with supply and demand sides considered and its algorithm utilized[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(2): 409-417.
- [16] 姜子卿, 郝然, 艾芊. 基于冷热电多能互补的工业园区互动机制研究[J]. *电力自动化设备*, 2017, 37(6): 260-267.
- JIANG Ziqing, HAO Ran, AI Qian. Interaction mechanism of industrial park based on multi-energy complementation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(6): 260-267.
- [17] ALTHAHER S, MANCARELLA P, MUTALE J. Automated demand response from home energy management system under dynamic pricing and power and comfort constraints[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(4): 1874-1883.
- [18] BAHRAMI S, SHEIKHI A. From demand response in smart grid toward integrated demand response in smart energy hub[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(2): 650-658.
- [19] 谢敏, 吉祥, 柯少佳, 等. 基于目标级联分析法的多微网主动配电系统自治优化经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(17): 4911-4921.
- XIE Min, JI Xiang, KE Shaojia, et al. Autonomous optimized economic dispatch of active distribution power system with multi-microgrids based on analytical target cascading theory[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(17): 4911-4921.
- [20] 徐青山, 李淋, 盛业宏, 等. 冷热电联供型多微网主动配电系统日前优化经济调度[J]. *电网技术*, 2018, 42(6): 1726-1734.
- XU Qingshan, LI Lin, SHENG Yehong, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of active distribution power system with combined cooling, heating and power-based microgrids[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(6): 1726-1734.
- [21] 王守相, 吴志佳, 庄剑. 考虑微网间功率交互和微源出力协调的冷热电联供型区域多微网优化调度模型[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(24): 7185-7194.
- WANG Shouxiang, WU Zhijia, ZHUANG Jian. Optimal dispatching model of CCHP type regional multi-microgrids considering interactive power exchange among microgrids and output coordination among micro-sources[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(24): 7185-7194.
- [22] LIU N, WANG J, WANG L. Distributed energy management for interconnected operation of combined heat and power-based microgrids with demand response[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2017, 5(3): 478-488.
- [23] XU D, ZHOU B, CHAN K W, et al. Distributed multi-energy coordination of multi-microgrids with

- biogas-solar-wind renewables[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 15(6): 3254-3266.
- [24] 朱琴华. 蛛网定理与价格的确定[J]. 南京财经大学学报, 1996(2): 49-51.
- [25] 李忠民, 张世英. 非均衡蛛网模型的调控研究[J]. 数量经济技术经济研究, 1995(8): 28-34.
- [26] 李忠民, 张世英. 非线性蛛网模型的动态分析[J]. 数量经济技术经济研究, 1997(2): 45-51.
- [27] 黄颀琳. 非线性非均衡蛛网模型的动态分析[J]. 数学的实践与认识, 2004, 34(3): 40-45.
HUANG Zelin. Dynamic analysis on nonlinear and disequilibrium cobweb model[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2004, 34(3): 40-45.
- [28] 边欣. 非线性蛛网理论及应用研究[D]. 天津: 天津大学, 2005.
BIAN Xin. A study on nonlinear cobweb theory and application[D]. Tianjin: Tianjin University, 2005.
- [29] 朱承治, 陆帅, 周金辉, 等. 基于电-热分时间尺度平衡的综合能源系统日前经济调度[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(6): 138-143.
ZHU Chengzhi, LU Shuai, ZHOU Jinhui, et al. Day-ahead economic dispatch of integrated energy system based on electricity and heat balance in different time scales[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(6): 138-143.
- [30] 游阳, 荆朝霞. 考虑电动汽车的车-站-路-网多主体联合优化[J]. 新能源汽车供能技术, 2019, 3(1): 7-12.
YOU Yang, JING Zhaoxia. Vehicle-station-road-network multi-agent joint optimization considering electric vehicles[J]. Energy Supply Techniques of New Energy Vehicles, 2019, 3(1): 7-12.
- [31] 杨冰, 王丽芳, 廖承林. 大规模电动汽车充电需求及影响因素[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 22-27.
YANG Bing, WANG Lifang, LIAO Chenglin. Research on power-charging demand of large-scale electric vehicles and its impacting factors[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 22-27.
- [32] 潘振宁, 王克英, 瞿凯平, 等. 考虑大量EV接入的电气-热多能耦合系统协同优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 104-112.
PAN Zhenning, WANG Keying, QU Kaiping, et al. Coordinated optimal dispatch of electricity-gas-heat multi-energy system considering high penetration of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 104-112.

收稿日期: 2019-10-16; 修回日期: 2020-02-19

作者简介:

刘奇(1988—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为智能电网分析;

周海全(1986—), 男, 高级工程师, 主要研究方向为电网调控运行;

何浩(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为微网及多微网优化调度; E-mail: 397840411@qq.com

雷霞(1973—), 女, 通信作者, 教授, 硕士生导师, 主要研究方向为电力市场、调度自动化、配电自动化。

E-mail: Snow_lei246@mail.xhu.edu.cn

(编辑 姜新丽)