

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210425

含考虑 IDR 的冷热电联供微网的主动配电网经济优化调度

杨晓辉, 张柳芳, 吴龙杰, 冷正阳, 刘康, 徐正宏

(南昌大学信息工程学院, 江西 南昌 330031)

摘要: 多个冷热电联供微网接入主动配电网后, 微网和配网作为不同利益主体, 系统经济调度更具复杂性。为保护各自隐私, 提出了一种含冷热电联供微网的主动配电网经济优化调度模型。运用机会约束规划来处理冷热电联供微网群中新能源及冷热电负荷的随机性, 采用分布式建模方法, 以各自区域的运行成本最小化为目标, 运用目标级联法来并行求取各自区域的最优经济调度结果。同时在冷热电联供微网用户侧引入综合需求响应(Integrated Demand Respond, IDR), 有利于降低供用能成本。通过改进的 IEEE33 节点系统算例验证表明, 引入 IDR 后, 能有效降低系统运行成本, 运用目标级联法能在保护各自区域隐私的基础上求取主动配电网和冷热电联供微网各自最优的经济调度结果。

关键词: 冷热电联供微网; 主动配电网; 综合需求响应; 机会约束规划; 目标级联法

Economic optimal dispatch of an active distribution network with combined cooling, heating and power microgrids considering integrated demand response

YANG Xiaohui, ZHANG Liufang, WU Longjie, LENG Zhengyang, LIU Kang, XU Zhenghong

(College of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

Abstract: When several combined cooling, heating and power (CCHP) microgrids are connected to an active distribution network, the microgrid and network serve as different stakeholders, and the economic optimal dispatch of the system becomes more complex. To protect privacy, an economic optimal dispatch model of an active distribution network with CCHP microgrids is proposed. Chance-constrained programming is used to deal with the randomness of new energy and cooling, heating and power load in the CCHP microgrids. The distributed modeling method is adopted to minimize the operating cost of each region. Analytical target cascading (ATC) is used to determine the optimal economic dispatch results in their respective regions in parallel. At the same time, the introduction of an integrated demand response (IDR) in the user side of the CCHP microgrid is conducive to reducing energy supply costs. Verification on an improved IEEE33-bus system example shows that the introduction of IDR can effectively reduce the operating cost of the system. The optimal economic dispatch results of the active distribution network and CCHP microgrids can be obtained using ATC and protect the privacy of each region.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61963026).

Key words: CCHP microgrids; active distribution network; integrated demand response; chance constrained programming; analytical target cascading

0 引言

“十四五”规划以来, 能源互联网已上升至国家战略发展地位, 我国正在大力推进能源改革, 提升能源利用率^[1]。冷热电联供(Combined Cooling Heating and Power, CCHP)微网不仅可以实现能量的

梯级利用, 还能提升能源的利用率, 引起了国内外广泛的关注^[2-4]。传统配电网由于存在自身能耗高、自动化水平低等问题, 难以适应越来越多的分布式电源(Distributed Generation, DG)接入后管理的新需求^[5]。主动配电网凭借其具有灵活的网络拓扑结构的优势, 能主动地控制和管理局部的分布式电源^[6-7]。CCHP 微网的用户侧冷、热、电等负荷均可作为柔性负荷参与其运行调度, 且三种负荷同时参与调度

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61963026)

的灵活性相比于电力需求响应会更高^[8]。若在用户侧引入 IDR，有利于提升能源利用率，降低供用能成本^[9-10]。因此，研究含考虑 IDR 的 CCHP 微网的主动配电网经济优化调度具有重要的意义。

目前，含多微网的主动配电网经济优化调度在国内外均有研究，分布式优化凭借其所需交互信息量少、保护各主体隐私、求解速度快等优势，引起广泛关注^[11]。文献[12]研究配网和微网互动调度模式，配网以自身利益最优为目标合理安排各机组出力，微网则在此基础上根据自身条件进行二次协调，该方法不能实现多微网和配网的并行求解。文献[13]建立含多微电网的主动配电网动态经济调度模型，但未考虑到冷、热负荷需求。文献[14]考虑多个 CCHP 微网接入主动配电网的分布式经济优化调度，但并未考虑风电及冷热电负荷的随机性。上述文献均未考虑在 CCHP 微网的用户侧引入 IDR。

IDR 的引入能够有效地提高电力系统中新能源利用率，降低系统运行成本^[15-16]。文献[17]提出了一种基于综合需求响应的源荷协调 CCHP 微网模型，同时运用场景法来处理微网中新能源出力的随机性。文献[18]在需求侧构建综合能源需求响应模型，建立多能互补的热电联供型微网优化运行模型。文献[19]基于微型热电机组，对居民侧综合需求响应进行了研究。上述文献均未研究考虑 IDR 的 CCHP 微网群接入主动配电网后实际运行状态，分析两者的经济优化调度问题。

针对现有研究存在的不足，本文提出了一种含考虑 IDR 的 CCHP 微网的主动配电网经济优化调度模型，以各自区域的运行成本最小化为目标，采用分布式建模方法，运用目标级联法 (Analytical Target Cascading, ATC) 来并行求取各自区域的最优经济调度结果。本文运用机会约束规划 (Chance Constrained Programming, CCP) 来处理 CCHP 微网群中新能源及冷热电负荷的随机性，在用户侧引入 IDR 来降低系统运行的成本。最后，对改进的 IEEE33 节点系统进行仿真分析，验证了所提出模型和方法的有效性。

1 含 CCHP 微网的主动配电网结构

1.1 含 CCHP 微网的主动配电网结构

含 CCHP 微网的主动配电网结构图如图 1 所示，二者通过联络线电功率交互信息。在考虑 IDR 的条件下，各 CCHP 微网合理安排与配网的交互功率、制定分布式电源和不同类型设备的出力计划，在满足自身冷、热、电负荷的需求条件下，使 CCHP 微网的总运行成本最少。主动配电网协调各 CCHP 微网的交互功率，合理安排各 DG 的发电量和从大

电网的购电量，在满足自身电负荷的同时使主动配电网的总运行成本最少。

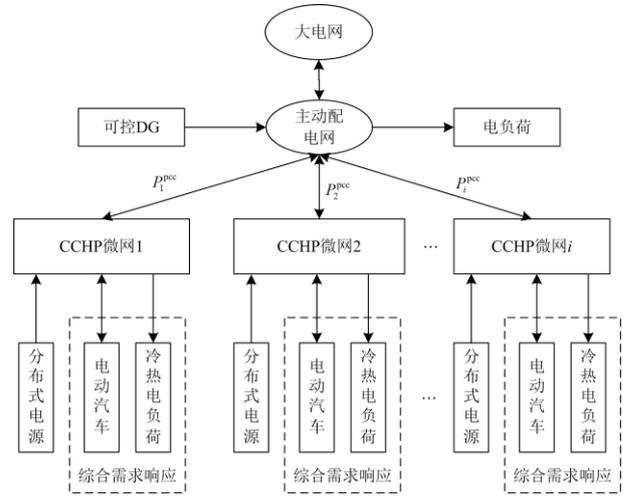


图 1 含 CCHP 微网的主动配电网结构图

Fig. 1 Active distribution network with CCHP microgrids structure diagram

1.2 CCHP 微网组成

本文研究的 CCHP 微网包含冷热电能源供应与转换设备、IDR 项目和电动汽车等单元，具体结构如图 2 所示。

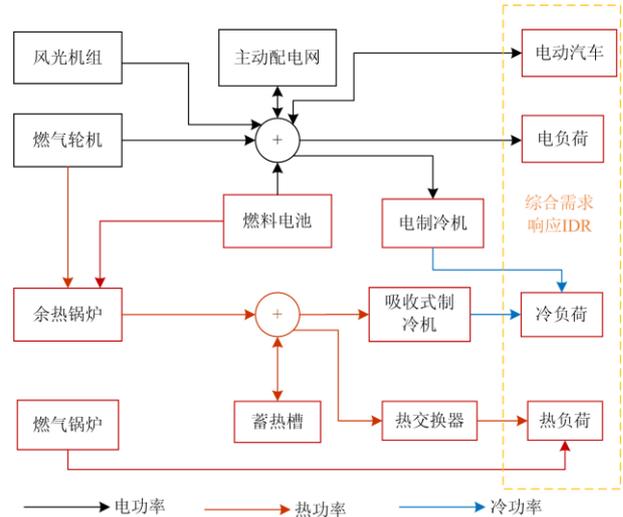


图 2 CCHP 微电网结构图

Fig. 2 CCHP microgrid structure diagram

1.3 CCHP 微网设备模型

1) 燃气轮机和燃料电池

燃气轮机输出功率如式(1)所示。

$$P_{mv,n}(t) = \eta_{mv,n} P_{gas,n}(t) \quad (1)$$

燃气轮机的热电比一般为常数，其表达式为

$$T_{mv,n}(t) / P_{mv,n}(t) = \theta_{mv,n} \quad (2)$$

燃气轮机运行约束为

$$\begin{cases} P_{mf,n}^{\min} \leq P_{mf,n}(t) \leq P_{mf,n}^{\max} \\ r_{mf,n}^{\text{down}} \leq P_{mf,n}(t) - P_{mf,n}(t-1) \leq r_{mf,n}^{\text{up}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{mf,n}(t)$ 、 $P_{gas,n}(t)$ 、 $T_{mf,n}(t)$ 、 $\eta_{mf,n}$ 、 $\theta_{mf,n}$ 分别表示 CCHP 微网内第 n 台燃气轮机在时段 t 的电功率、消耗的天然气功率、热功率、发电效率、热电比; $P_{mf,n}^{\max}$ 、 $P_{mf,n}^{\min}$ 、 $r_{mf,n}^{\text{down}}$ 、 $r_{mf,n}^{\text{up}}$ 分别表示第 n 台燃气轮机的有功出力上下限、向下和向上爬坡率。燃料电池的数学模型与燃气轮机类似, 不再赘述。

2) 燃气锅炉和余热锅炉

燃气锅炉的数学模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} T_{gb}(t) = \eta_{gb} T_{gb}^{\text{gas}}(t) \\ T_{gb}^{\min} \leq T_{gb}(t) \leq T_{gb}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

余热锅炉收集燃气轮机和燃料电池的余热, 输出功率与其效率有关。

$$T_{re,out}(t) = \eta_{re} T_{re}(t) \quad (5)$$

式中: $T_{gb}(t)$ 、 $T_{gb}^{\text{gas}}(t)$ 、 η_{gb} 、 T_{gb}^{\min} 、 T_{gb}^{\max} 分别表示燃气锅炉在时段 t 输出的热功率、消耗的天然气功率、热效率、最小输出功率、最大输出功率; $T_{re}(t)$ 、 $T_{re,out}(t)$ 、 η_{re} 分别表示余热锅炉在时段 t 的输入功率、输出功率、集热效率。

3) 吸收式制冷机和电制冷机

余热锅炉和蓄热槽收集的余热部分被吸收式制冷机吸收用于供给系统的冷负荷。

$$\begin{cases} P_{ac,out}(t) = \eta_{ac} P_{ac}(t) \\ P_{ac}^{\min} \leq P_{ac}(t) \leq P_{ac}^{\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中, $P_{ac}(t)$ 、 $P_{ac,out}(t)$ 、 η_{ac} 、 P_{ac}^{\min} 、 P_{ac}^{\max} 分别表示吸收式制冷机在时段 t 的输入功率、输出功率、制冷效率、最小输入功率、最大输入功率。

电制冷机的输出功率如式(7)所示。

$$\begin{cases} P_{ec,out}(t) = \eta_{ec} P_{ec}(t) \\ P_{ec}^{\min} \leq P_{ec}(t) \leq P_{ec}^{\max} \end{cases} \quad (7)$$

式中, $P_{ec}(t)$ 、 $P_{ec,out}(t)$ 、 η_{ec} 、 P_{ec}^{\min} 、 P_{ec}^{\max} 分别表示电制冷机在时段 t 的输入功率、输出功率、能耗比、最小输入功率、最大输入功率。

4) 热交换器

余热锅炉和蓄热槽收集的余热部分被热交换器吸收用于供给系统的热负荷。

$$T_{ex,out}(t) = \eta_{ex} T_{ex}(t) \quad (8)$$

式中, $T_{ex}(t)$ 、 $T_{ex,out}(t)$ 、 η_{ex} 分别表示热交换器在时段 t 的输入功率、输出功率、能耗比。

5) 蓄热槽

蓄热槽可以储存微网系统内的余热并加以利用, 其数学模型为

$$\begin{cases} E_b(t) = E_b(t-1) + \eta_{chr}^b T_{chr}^b(t) - T_{dis}^b(t) / \eta_{dis}^b \\ E_b^{\min} \leq E_b(t) \leq E_b^{\max} \\ I_{chr}^b(t) T_{chr}^{\min}(t) \leq T_{chr}^b(t) \leq I_{chr}^b(t) T_{chr}^{\max}(t) \\ I_{dis}^b(t) T_{dis}^{\min}(t) \leq T_{dis}^b(t) \leq I_{dis}^b(t) T_{dis}^{\max}(t) \\ I_{chr}^b(t) + I_{dis}^b(t) \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $E_b(t)$ 、 $T_{chr}^b(t)$ 、 $T_{dis}^b(t)$ 、 η_{chr}^b 、 η_{dis}^b 分别表示蓄热槽在时段 t 的存储热能、蓄热功率、放热功率、蓄热效率、放热效率; E_b^{\min} 、 E_b^{\max} 分别表示蓄热槽的存储能量的最小值、最大值; $T_{chr}^{\min}(t)$ 、 $T_{chr}^{\max}(t)$ 分别表示时段 t 蓄热功率的最小值、最大值; $T_{dis}^{\min}(t)$ 、 $T_{dis}^{\max}(t)$ 分别表示时段 t 放热功率的最小值、最大值; $I_{chr}^b(t)$ 、 $I_{dis}^b(t)$ 分别为蓄热槽的蓄放热状态标记位, 且蓄放热状态满足互斥条件。

6) 电动汽车

具备车联网功能的电动汽车接入微网以后可以参与到 IDR 中。电动汽车闲置时其蓄电池能够接受调度进行充电或放电操作, 改善微网的负荷曲线。

$$\begin{cases} E_n^{\text{ev}}(t) = E_n^{\text{ev}}(t-1) + \eta_{chr}^{\text{ev}} P_n^{\text{evc}}(t) - P_n^{\text{evd}}(t) / \eta_{dis}^{\text{ev}} - \Delta D_n^{\text{ev}} \Omega_{\text{ev}} \\ E_{\min}^{\text{ev}} \leq E_n^{\text{ev}}(t) \leq E_{\max}^{\text{ev}} \\ P_{\min}^{\text{evc}}(t) I_n^{\text{evc}}(t) \leq P_n^{\text{evc}}(t) \leq P_{\max}^{\text{evc}}(t) I_n^{\text{evc}}(t) \\ P_{\min}^{\text{evd}}(t) I_n^{\text{evd}}(t) \leq P_n^{\text{evd}}(t) \leq P_{\max}^{\text{evd}}(t) I_n^{\text{evd}}(t) \\ I_n^{\text{evc}}(t) + I_n^{\text{evd}}(t) \leq 1 - TF_n^{\text{ev}}(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_n^{\text{ev}}(t)$ 、 η_{chr}^{ev} 、 $P_n^{\text{evc}}(t)$ 、 η_{dis}^{ev} 、 ΔD_n^{ev} 、 Ω_{ev} 、 $I_n^{\text{evc}}(t)$ 、 $I_n^{\text{evd}}(t)$ 分别代表第 n 台电动汽车在时段 t 的荷电量、充电效率、充电功率、放电效率、放电功率、电动汽车行驶里程和单位行驶里程消耗的电能、充放电状态标记位; E_{\min}^{ev} 、 E_{\max}^{ev} 分别表示电动汽车荷电量的最小值、最大值; $P_{\min}^{\text{evc}}(t)$ 、 $P_{\max}^{\text{evc}}(t)$ 分别表示时段 t 充电功率的最小值、最大值; $P_{\min}^{\text{evd}}(t)$ 、 $P_{\max}^{\text{evd}}(t)$ 分别表示时段 t 放电功率最小值、最大值; $TF_n^{\text{ev}}(t)$ 表示电动汽车行驶的状态标记位, 为 0-1 变量, 1 表示电动汽车处于行驶状态, 电动汽车充放电状态和驶停状态满足互斥条件。

7) 风力发电机

风力发电机的输出功率和风速有关, 具体公式可以用以下分段函数表示。

$$P_{\text{wind}}(t) = \begin{cases} 0 & V_{\text{wr}}(t) \leq V_{\text{min}} \\ p_r \cdot \left(\frac{V_{\text{wr}}(t) - V_{\text{min}}}{V_r - V_{\text{min}}} \right)^3 & V_{\text{min}} < V_{\text{wr}}(t) < V_r \\ p_r & V_r \leq V_{\text{wr}}(t) \leq V_{\text{max}} \\ 0 & V_{\text{wr}}(t) \geq V_{\text{max}} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $P_{\text{wind}}(t)$ 表示时段 t 的风电出力； p_r 表示风力发电机额定功率； $V_{\text{wr}}(t)$ 代表时段 t 的发电机叶片风速； V_{max} 、 V_{min} 分别代表产生发电功率的最大、最小风速； V_r 表示使风机产生额定功率的最小风速。

8) 光伏发电

光伏机组出力与其光伏电池板面积和辐照强度有关，其表达式为

$$P_{\text{pv}}(t) = \eta_{\text{pv}} S \varphi_{\text{pv}}(t) \quad (12)$$

式中： $P_{\text{pv}}(t)$ 为光伏机组在时段 t 的出力； η_{pv} 为太阳能电池板效率； S 为电池板面积； $\varphi_{\text{pv}}(t)$ 为光伏机组单位面积光照强度。

2 含 CCHP 微网的主动配电网优化调度模型

2.1 主动配电网优化调度模型

2.1.1 目标函数

主动配电网优化调度模型的目标函数是总运行成本最小。

$$\min C_{\text{dn}} = C_{\text{dg}} + C_{\text{grid}} - C_{\text{sell}} \quad (13)$$

$$C_{\text{dg}} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^{N_{\text{dg}}} [a_{\text{dg}} P_{\text{dg},m}^2(t) + b_{\text{dg}} P_{\text{dg},m}(t) + c_{\text{dg}}] \quad (14)$$

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{grid}}(t) P_{\text{grid}}(t) \quad (15)$$

$$C_{\text{sell}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{mg}}} \lambda_{\text{e},i}(t) P_i^{\text{pcc}}(t) \quad (16)$$

式中： C_{dn} 为配网总生产成本； C_{dg} 为配网发电机组的发电成本； C_{grid} 为配网从大电网的购电成本； C_{sell} 为配网向各个微网传送功率的收益； T 为调度周期； $P_{\text{dg},m}(t)$ 为第 m 台发电机组在时段 t 的出力； a_{dg} 、 b_{dg} 、 c_{dg} 分别为各机组对应的成本系数； N_{dg} 表示配网机组的数量； $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段配网向大电网购电的功率； $\lambda_{\text{grid}}(t)$ 为配网向大电网购电的实时电价； $P_i^{\text{pcc}}(t)$ 为 t 时段由配网向微网 i 传送的功率，其值为正时表示配网向微网售电，其值为负时表示配网向微网购电； $\lambda_{\text{e},i}(t)$ 为配网与微网 i 间日前市场交易

电价； N_{mg} 为微网数量。

2.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{\text{grid}}(t) + \sum_{m=1}^{N_{\text{dg}}} P_{\text{dg},m}(t) - \sum_{i=1}^{N_{\text{mg}}} P_i^{\text{pcc}}(t) = P_{\text{d}}^{\text{dn}}(t) \quad (17)$$

2) 发电机组出力上下限约束

$$P_{\text{dg},m}^{\text{min}} \leq P_{\text{dg},m}(t) \leq P_{\text{dg},m}^{\text{max}} \quad (18)$$

3) 机组爬坡约束

$$r_{\text{dg},m}^{\text{down}} \leq P_{\text{dg},m}(t) - P_{\text{dg},m}(t-1) \leq r_{\text{dg},m}^{\text{up}} \quad (19)$$

4) 与大电网交互功率约束

$$P_{\text{grid}}^{\text{min}} \leq P_{\text{grid}}(t) \leq P_{\text{grid}}^{\text{max}} \quad (20)$$

5) 联络线功率约束

$$P_{\text{min}}^{\text{pcc}} \leq P_i^{\text{pcc}}(t) \leq P_{\text{max}}^{\text{pcc}} \quad (21)$$

式中： $P_{\text{d}}^{\text{dn}}(t)$ 为配网在时段 t 的负荷预测值； $P_{\text{dg},m}^{\text{max}}$ 和 $P_{\text{dg},m}^{\text{min}}$ 为第 m 台发电机组的有功出力上下限； $r_{\text{dg},m}^{\text{down}}$ 、 $r_{\text{dg},m}^{\text{up}}$ 分别为第 m 台发电机组的向下和向上爬坡率； $P_{\text{grid}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{grid}}^{\text{min}}$ 为配网与大电网交互功率的上下限； $P_{\text{max}}^{\text{pcc}}$ 、 $P_{\text{min}}^{\text{pcc}}$ 为配网向微网传输功率的上下限。

2.2 CCHP 微电网优化调度模型

2.2.1 目标函数

CCHP 微网优化调度的目标函数为微网总运行成本最小。

$$\min C_{\text{mg},i} = C_{\text{fuel},i} + C_{\text{om},i} + C_{\text{buy},i} + C_{\text{IDR},i} \quad (22)$$

式中： $C_{\text{mg},i}$ 为第 i 个 CCHP 微电网总生产成本； $C_{\text{fuel},i}$ 为 CCHP 微网 i 内可控机组的燃料费用； $C_{\text{buy},i}$ 为 CCHP 微网 i 向主动配电网的购电成本； $C_{\text{om},i}$ 为 CCHP 微网 i 内设备的总维护费用； $C_{\text{IDR},i}$ 为 CCHP 微网 i 内综合需求响应的成本。

$$C_{\text{fuel},i} = \frac{\lambda_{\text{ng}}}{H_{\text{ng}}} \sum_{t=1}^T \left[\frac{P_{\text{mf},n}(t)}{\eta_{\text{mf},n}} + \frac{P_{\text{fc},n}(t)}{\eta_{\text{fc},n}} + \frac{T_{\text{gb}}(t)}{\eta_{\text{gb}}} \right] \quad (23)$$

$$C_{\text{IDR},i} = C_x^{\text{dr}} + C_{\text{ev}}^{\text{dr}} \quad (24)$$

$$C_{\text{buy},i} = \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{e},i}(t) P_i^{\text{pcc}}(t) \quad (25)$$

$$C_x^{\text{dr}} = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{n=1}^{N_x^{\text{dr}}} [\beta_{x,n}^{\text{dr}} P_{x,n}^{\text{dr}}(t)] + \beta_{x,\text{real}}^{\text{dr}} P_{x,\text{real}}^{\text{dr}}(t) \right\} \quad (26)$$

$$C_{\text{ev}}^{\text{dr}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_{\text{ev}}} [\beta_{\text{ev},n}^{\text{dr}} P_n^{\text{evd}}(t)] \quad (27)$$

$$\begin{aligned}
C_{om,i} = & \sum_{t=1}^{24} \left\{ \sum_{n=1}^{N_{mr}} [R_{em}^{mr} P_{mr,n}(t) + (R_{em}^{re} + R_{em}^{ex} \eta_{re}) T_{mr,n}(t)] + \right. \\
& \sum_{n=1}^{N_{fc}} [R_{em}^{fc} P_{fc,n}(t) + (R_{em}^{re} + R_{em}^{ex} \eta_{re}) T_{fc,n}(t)] + \\
& R_{em}^{ex} [T_{dis}^b(t) - T_{chr}^b(t) - P_{ac}(t)] + R_{em}^{ac} P_{ac}(t) + \\
& \left. R_{em}^{ec} P_{ec}(t) + R_{em}^{gb} T_{gb}(t) + R_{em}^b [T_{dis}^b(t) + T_{chr}^b(t)] \right\} \quad (28)
\end{aligned}$$

式中: λ_{ng} 、 H_{ng} 分别为天然气价格和天然气热值; $P_{fc,n}(t)$ 、 $T_{fc,n}(t)$ 分别为 CCHP 微网 i 内第 n 台燃料电池的电功率、热功率; C_x^{dr} 、和 C_{ev}^{dr} 分别为 CCHP 微网 i 内 x 类负荷和电动汽车参与 IDR 项目中的成本, 其中 $x = \{e, t, c\}$, 依次指电、热、冷负荷; $\beta_{x,n}^{dr}$ 、 $P_{x,n}^{dr}(t)$ 分别表示第 n 个 x 类负荷参与激励型需求响应的预定削减负荷的补偿价格和预定削减负荷; $\beta_{x,real}^{dr}$ 、 $P_{x,real}^{dr}(t)$ 分别表示 x 类负荷参与激励型需求响应的实际削减负荷的补偿价格和实际削减负荷; N_x^{dr} 表示 x 类负荷参与激励型需求响应的数目; β_{ev}^{dr} 、 N_{ev} 分别表示电动汽车参加需求响应的补偿价格和数量; R_{em}^{mr} 、 R_{em}^{fc} 、 R_{em}^{re} 、 R_{em}^{ex} 、 R_{em}^{ac} 、 R_{em}^{ec} 、 R_{em}^{gb} 、 R_{em}^b 分别为燃气轮机、燃料电池、余热锅炉、热交换器、吸收式制冷机、电制冷机、燃气锅炉、蓄热槽的运行维护费用。

2.2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

电平衡约束为

$$\sum_{n=1}^{N_{mr}} P_{mr,n}(t) + \sum_{n=1}^{N_{fc}} P_{fc,n}(t) + P_i^{pcc}(t) - P_{ec}(t) + P_{e,real}^{dr}(t) + \quad (29)$$

$$P_{wind}(t) + P_{pv}(t) + \sum_{n=1}^{N_{ev}} [P_n^{evd}(t) - P_n^{evc}(t)] = P_{e,load}^{mg,i}(t)$$

热平衡约束为

$$T_{ex,out}(t) + T_{gb}(t) + P_{h,real}^{dr}(t) = P_{h,load}^{mg,i}(t) \quad (30)$$

冷平衡约束为

$$P_{ac,out}(t) + P_{ec,out}(t) + P_{c,real}^{dr}(t) = P_{c,load}^{mg,i}(t) \quad (31)$$

式中: $P_{e,load}^{mg,i}(t)$ 、 $P_{h,load}^{mg,i}(t)$ 、 $P_{c,load}^{mg,i}(t)$ 分别表示微网 i 内在 t 时在价格型需求响应引导后的电、热、冷负荷。

2) IDR 运行约束

本文综合考虑了冷热电负荷的价格型需求响应和激励型需求响应, 三种负荷的需求响应的数学模型类似, 本文以电负荷需求响应为例说明:

(1) 价格型需求响应, 通过电价引导用户的负荷在不同的时段转移以达到错峰的目的。用户通过比

较各个时段电价的差异来主动调整负荷值, 以此来降低用电成本。本文采用实时电价机制来对负荷进行时序上的调整, 用户根据电价改变其用电量, 将部分高电价时段负荷转移到低电价时段。可转移电负荷量受一定比例的限制如式(33)和式(34)。在总调度时段内, 用户负荷的总量不会改变, 如式(32)。

$$P_{e,load}^{mg,i}(t) = P_{e,d}(t) + DR_{e,up}(t) - DR_{e,down}(t) \quad (32)$$

$$\sum_{t=1}^T DR_{e,up}(t) = \sum_{t=1}^T DR_{e,down}(t) \quad (33)$$

$$0 \leq DR_{e,up}(t) \leq P_{e,d}(t) \alpha_{up} \quad (34)$$

$$0 \leq DR_{e,down}(t) \leq P_{e,d}(t) \alpha_{down} \quad (35)$$

式中: $P_{e,d}(t)$ 表示在时段 t 的用户电负荷; $DR_{e,up}(t)$ 、 $DR_{e,down}(t)$ 分别表示价格型需求响应引导下 t 时刻增加、减少的负荷量; α_{up} 、 α_{down} 表示最大可转移负荷的比例。

(2) 激励型需求响应

激励型需求响应是指能源供应商与用户签订合同, 使得前者可以在有负荷削峰需要时切断用户的部分负荷, 并给予一定的补偿金。其中, 补偿成本包括预订削减补偿和实际削减补偿, 削减补偿量需要满足的约束条件为

$$0 \leq P_{e,n}^{dr}(t) \leq \alpha_{e,n}^{dr} P_{e,load}^{mg,i} \quad (36)$$

$$P_{e,real}^{dr}(t) \leq \sum_{n=1}^{N_{dis}} P_{e,n}^{dr}(t) \quad (37)$$

式中: $\alpha_{e,n}^{dr}$ 表示第 n 个电激励型响应占总负荷比例。

3) 旋转备用的机会约束

风力、光伏发电的预测过程会存在不确定性。冷、热、电负荷预测容易受到外界因素的影响。由于负荷与风光电的预测误差服从正态分布^[20], 运用机会约束规划能描述随机变量的不确定性^[21], 设定相应等级的置信水平, 能够将旋转备用约束表达为以下的概率形式。

$$P \left\{ \sum_{n=1}^{N_{mr}} P_{mr,n}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{fc}} P_{fc,n}^{max} + P_i^{pcc}(t) - P_{ec}(t) + P_{pv}(t) + \right. \\
\left. \delta_{pv}(t) + P_{wind}(t) + \delta_{wind}(t) + \sum_{n=1}^{N_{dis}} P_{e,n}^{dr}(t) + \right. \\
\left. \sum_{n=1}^{N_{ev}} [P_n^{evd}(t) - P_n^{evc}(t)] \geq P_{e,load}^{mg,i}(t) + \delta_{e,load}(t) + R_{e,load}^{mg,i}(t) \right\} \geq \alpha_1 \quad (38)$$

$$P \left\{ T_{ex,out}(t) + T_{gb}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{dis}} P_{h,n}^{dr}(t) \geq \right. \quad (39)$$

$$\left. P_{h,load}^{mg,i}(t) + \delta_{h,load}(t) + R_{h,load}^{mg,i}(t) \right\} \geq \alpha_2$$

$$P\left\{P_{ac,out}(t) + \eta_{ec} P_{ec}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{dr}} P_{c,n}^{dr}(t) \geq P_{c,load}^{mg,i}(t) + \delta_{c,load}(t) + R_{c,load}^{mg,i}(t)\right\} \geq \alpha_3 \quad (40)$$

式中： $\delta_{wind}(t)$ 、 $\delta_{pv}(t)$ 和 $\delta_{e,load}(t)$ 、 $\delta_{h,load}(t)$ 、 $\delta_{c,load}(t)$ 分别表示在 t 时刻风电、光伏和电、热、冷负荷的预测误差的均值，在本文均值取0； $R_{e,load}^{mg,i}(t)$ 、 $R_{h,load}^{mg,i}(t)$ 、 $R_{c,load}^{mg,i}(t)$ 分别表示微网 i 内在 t 时刻电、热、冷的备用负荷；置信水平 α_1 、 α_2 、 α_3 分别表示该备用约束条件下成立所满足的概率值。

3 基于目标级联法(ATC)的调度模型求解

3.1 目标级联法(ATC)

ATC是一种常用的求解双层模型的方法。本文中上层系统对应主动配电网，下层对应CCHP微网。本文将联络线功率 $P_i^{pcc}(t)$ 等效为配网虚拟负荷值 $P_{dn,i}^{pcc}(t)$ 与微网虚拟电源值 $P_{mg,i}^{pcc}(t)$ ，分别在各自系统中计算，在各层目标函数加入拉格朗日罚函数。

CCHP微网 i 的目标函数修改为

$$\min C_{mg,i} + \sum_{t=1}^T \omega_i(t) \left[\overline{P_{dn,i}^{pcc}}(t) - P_{mg,i}^{pcc}(t) \right] + \sum_{t=1}^T \gamma_i(t) \left[\overline{P_{dn,i}^{pcc}}(t) - P_{mg,i}^{pcc}(t) \right]^2 \quad (41)$$

主动配电网的目标函数修改为

$$\min C_{dn} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{mg}} \omega_i(t) \left[P_{dn,i}^{pcc}(t) - \overline{P_{mg,i}^{pcc}}(t) \right] + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{mg}} \gamma_i(t) \left[P_{dn,i}^{pcc}(t) - \overline{P_{mg,i}^{pcc}}(t) \right]^2 \quad (42)$$

式中： ω_i 、 γ_i 分别为拉格朗日罚函数乘子； $\overline{P_{mg,i}^{pcc}}(t)$ 和 $\overline{P_{dn,i}^{pcc}}(t)$ 分别为从对方系统获知的耦合变量。通过引入罚函数，使耦合变量在迭代过程中不断靠近对方系统交互反馈的边界功率值，最终使耦合变量与边界值达到一致^[22]。

3.2 机会约束处理

由式(38)一式(40)可知，风光及冷热电负荷的预测误差等随机变量使模型不能求解。因此，本文将式(38)一式(40)转化为式(43)一式(45)等价确定形式。经转换后的确定模型不含随机变量可以直接求解^[23]。

$$\sum_{n=1}^{N_{mv}} P_{mv,n}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{fc}} P_{fc,n}^{max} + P_i^{pcc}(t) - P_{ec}(t) + P_{pv}(t) + P_{wind}(t) + \sum_{n=1}^{N_{dre}} P_{e,n}^{dr}(t) + \sum_{n=1}^{N_{ev}} [P_n^{evd}(t) - P_n^{evc}(t)] \geq P_{e,load}^{mg,i}(t) + R_{e,load}^{mg,i}(t) + F^{-1}(\alpha_1) \quad (43)$$

$$T_{ex,out}(t) + T_{gb}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{dr}} P_{h,n}^{dr}(t) \geq P_{h,load}^{mg,i}(t) + R_{h,load}^{mg,i}(t) + F^{-1}(\alpha_2) \quad (44)$$

$$P_{ac,out}(t) + \eta_{ec} P_{ec}^{max} + \sum_{n=1}^{N_{dr}} P_{c,n}^{dr}(t) \geq P_{c,load}^{mg,i}(t) + R_{c,load}^{mg,i}(t) + F^{-1}(\alpha_3) \quad (45)$$

式中， $F^{-1}(\alpha_1)$ 、 $F^{-1}(\alpha_2)$ 、 $F^{-1}(\alpha_3)$ 分别表示风光出力及电、热、冷负荷的随机分布函数的反函数。

3.3 求解算法流程

基于ATC的含CCHP微网的主动配电网优化调度模型算法流程具体步骤如下：

1) ATC 迭代数据初始化，设置罚函数乘子初值，置迭代次数 $k=1$ 。

2) 各 CCHP 微网根据式(23)一式(37)、式(41)和式(43)一式(45)进行自身优化调度问题求解，将计算出的虚拟发电值 $\overline{P_{mg,i}^{pcc}}(t)$ 传递至主动配电网。

3) 主动配电网接收到微网传递的数据后，根据式(14)一式(21)、式(42)进行自身优化问题求解，将计算出的虚拟负荷值 $\overline{P_{dn,i}^{pcc}}(t)$ 传递至 CCHP 微网。

4) 利用式(46)判断是否满足收敛准则，若满足则输出最优调度结果，若不满足则根据式(47)更新罚函数乘子，返回步骤 2)，迭代次数 $k = k + 1$ 。

$$\begin{cases} |P_{dn,i}^{pcc,k}(t) - P_{mg,i}^{pcc,k}(t)| \leq \varepsilon_1 \\ \left| \frac{f_a^{(k)}(t) - f_a^{(k-1)}(t)}{f_a^{(k)}(t)} \right| \leq \varepsilon_2 \quad \forall a \in DN \cup MG \end{cases} \quad (46)$$

$$\begin{cases} \omega_i^k(t) = \omega_i^{k-1}(t) + 2\gamma_i^{k-1}(t)^2 [P_{dn,i}^{pcc,k-1}(t) - P_{mg,i}^{pcc,k-1}(t)] \\ \gamma_i^k(t) = \beta \gamma_i^{k-1}(t) \end{cases} \quad (47)$$

式中： ε_1 、 ε_2 表示收敛精度； $f_a(t)$ 表示区域 a 的目标函数； DN 和 MG 分别表示主动配电网和CCHP微网集合； β 为常数，一般取值为 $2 < \beta < 3$ ； ω_i 和 γ_i 的初值一般取较小的常数。

4 算例分析

本文对改进的IEEE33节点配电网进行算例仿真分析，具体结构图如图3所示。每个微网包含1台风电机组、1台光电机组、2台燃气轮机、2台燃料电池、20台电动汽车，CCHP微网数据参考文献[24]。主动配电网中分布式电源机组参数引用文献[13]。动态经济调度周期为1天，日前市场交易电价采用实时电价，参考文献[24]，如图4所示。罚函数乘子 ω_i 、 γ_i 初值都设为1，收敛精度 ε_1 、 ε_2 都设置为0.001。本文在Matlab R2018b运行环境下

调用 YALMIP 工具箱以及商业求解器 CLPEX 来求解所提出的模型。

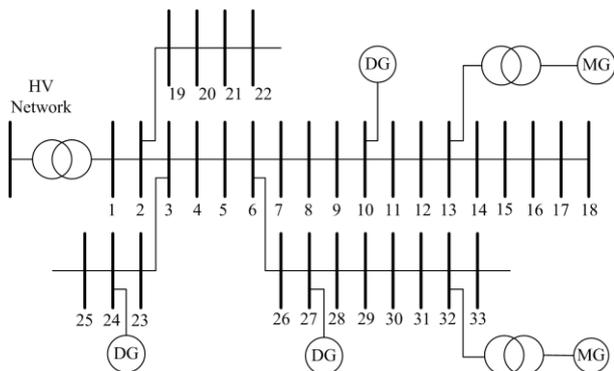


图 3 改进的 IEEE33 节点结构图

Fig. 3 Diagram of the improved IEEE33 bus

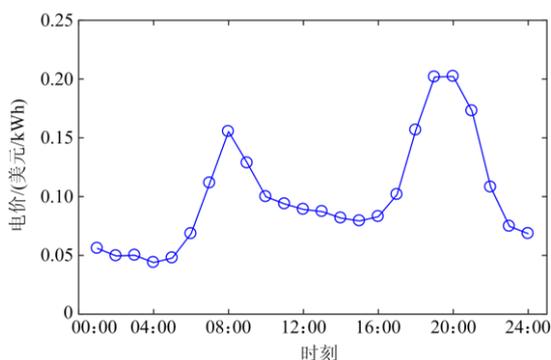


图 4 日前市场交易电价

Fig. 4 Day-ahead market trading electricity price

4.1 考虑 IDR 的系统调度结果分析

假设在运用 ATC 求解双层模型时, 置信度 $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 80\%$, 配网虚拟负荷初值选取为 0。

4.1.1 考虑 IDR 的系统运行成本分析

为验证 CCHP 微网侧综合需求响应策略的有效性, 对比分析以下三种模式下系统的运行成本。

- 1) 模式 1. 用户侧不参与需求响应。
- 2) 模式 2. 用户侧仅电负荷参与需求响应
- 3) 模式 3. 用户侧冷、热、电负荷和电动汽车均参与需求响应

表 1 为三种模式下系统的运行成本。由表 1 可知, 当仅有电负荷参与需求响应时, 系统总成本由 74 014.07 元下降至 72 124.67 元, 当冷、热负荷与电动汽车也参与后, 系统运行成本进一步降低至 71 439.62 元。因此, 在 CCHP 微网的用户侧引入综合需求响应能有效降低系统运行成本。

4.1.2 考虑 IDR 的系统优化结果分析

1) CCHP 微网层优化调度结果

本文以 CCHP 微网 1 为例分析考虑 IDR 的冷、

表 1 三种模式下的运行成本

Table 1 Operating costs under three modes

模式	配网成本/元	多微网成本/元	总成本/元
模式 1	40 172.48	33 841.59	74 014.07
模式 2	40 172.48	31 952.19	72 124.67
模式 3	40 172.48	31 264.14	71 439.62

热、电负荷日前优化调度结果, 其优化调度结果如图 5—图 7 所示。由图 5 可知, CCHP 微网 1 中的电负荷和电制冷机的耗电功率由燃气轮机、燃料电池、风光联合出力、从配网购电、电动汽车放电提供。电动汽车在负荷高峰期放电, 在低谷期充电, 起到削峰填谷的作用。在 23:00 时用户参与激励性电需求响应, 削减部分负荷。由图 6 可知, CCHP 微网 1 中的热负荷由热交换器和燃气锅炉提供, 热交换器收集燃气轮机和燃料电池的余热和蓄热槽的蓄热供给用户, 当热交换器无法满足需求时, 燃气锅炉补充供给。由图 7 可知, CCHP 微网 1 中的电制冷机和吸收式制冷剂供给用户的冷负荷, 二者无法满足全部用户的需求。因此, 在冷负荷高峰期, 部分用户参与了激励性冷需求响应。

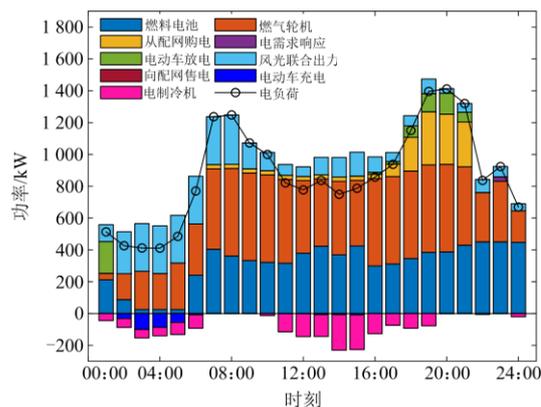


图 5 CCHP 微网 1 电负荷平衡曲线

Fig. 5 Power balance curve of CCHP microgrid 1

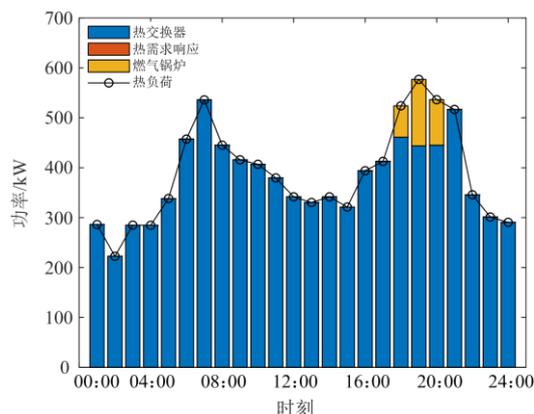


图 6 CCHP 微网 1 热负荷平衡曲线

Fig. 6 Heating balance curve of CCHP microgrid 1

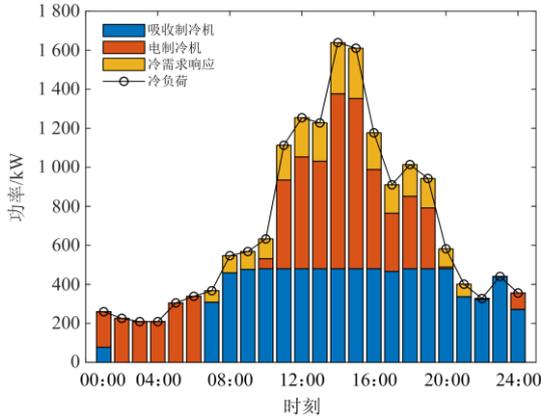


图7 CCHP微网1冷负荷平衡曲线

Fig. 7 Cooling balance curve of CCHP microgrid 1

本文采用实时电价机制来对负荷进行时序上的调整。图8表示的是CCHP微网1在需求响应前后负荷曲线对比图，由图8可知，在价格需求响应引导下，用户根据电价改变其用电量，将部分高电价时段负荷转移到低电价时段，不会改变用户负荷的总量，在实现经济性同时也达到了削峰填谷的目的。

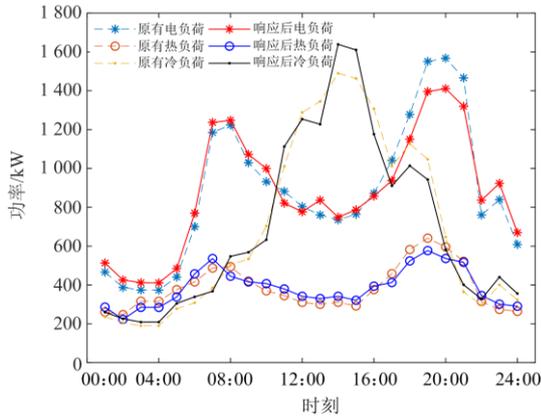


图8 CCHP微网1需求响应前后负荷曲线对比图

Fig. 8 Comparison of load curve of CCHP microgrid 1 before and after IDR

2) 主动配电网层优化调度结果

主动配电网层电负荷平衡曲线如图9所示。主动配电网层的电负荷平衡由从大电网购电、3台DG出力、与微网间交互功率这三部分构成。DG出力随负荷的变化而变化，在07:00—21:00时段，主动配电网向CCHP微网售电。

4.2 考虑预测误差的影响分析

当考虑预测误差时，假设风光发电波动方差为0.1 p.u.，冷热电负荷波动方差取值为0.01 p.u.。置信水平 α_1 、 α_2 、 α_3 取值不同也会影响系统运行成本。表2表示不同置信水平下考虑综合需求响应下系统运行的总成本。

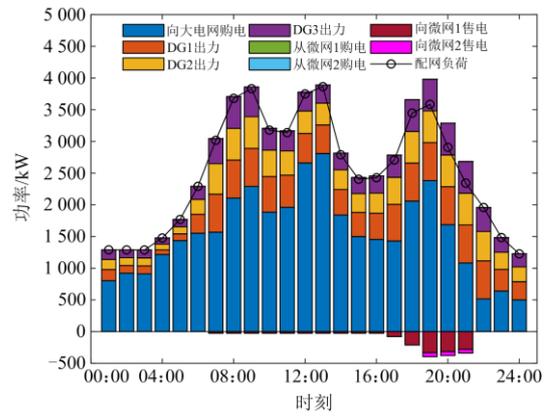


图9 主动配电网电负荷平衡曲线

Fig. 9 Power balance curve of active distribution network

表2 不同置信水平下的运行成本

Table 2 Operating costs under different confidence levels

置信度	配网成本/元	多微网成本/元	总成本/元
无误差	40 172.48	30 544.56	70 717.04
$\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=60\%$	40 172.48	30 662.37	70 834.85
$\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=70\%$	40 172.48	30 784.88	70 957.36
$\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=80\%$	40 172.48	30 909.48	71 078.96
$\alpha_1=\alpha_2=\alpha_3=90\%$	40 172.48	31 201.16	71 373.64

从表2可以看出，在考虑误差时，配网成本保持不变，这是由于配网并未接入风光机组。在仅考虑CCHP微网的风光机组预测误差和冷热电负荷误差条件下，多微网的运行成本是增加的，并且随置信度的不断提高，系统运行成本也随之不断增加。

4.3 不同建模方法结果对比分析

为体现本文所提出的分布式建模方法的优越性，采用集中式和分布式两种方法分别计算系统的总运行成本进行对比。集中式建模方法是将CCHP微网和主动配电网看成一个整体，对其进行优化，但这种方法所需的通信交互信息多，且无法显现配网和微网作为不同主体各自的利益需求。分布式建模方法是将配网和微网看成两个不同主体分别建模，分析自身区域的优化调度问题，运用ATC求解，通过不断交替迭代计算，最终求解出各自系统的经济调度结果。

在分布式优化时，配网和微网只需通过传递配网虚拟负荷值与微网虚拟电源值即可得到最优解，保护了微网与配网的隐私。而集中式优化时，配网和微网需要传递各自区域的隐私数据，传递数据较多。集中式和分布式建模方法所需传递的数据量如表3所示。由表3可知，采用集中式建模时，配网和微网间传递数据数量为4776，而分布式建模时，配网和微网间传递的数据量仅为96，约为集中式建

模的 1/50。由此可见, 采用分布式建模方法不需要传递各自区域的隐私数据, 保护了微网与配网各自区域的隐私。

表 3 不同建模方法传递数据量

Table 3 Amount of data with different modeling methods

方法类别	配网和微网间传递数据量
集中式	4 776
分布式	96

集中式和分布式建模计算的系统运行成本如表4所示。由表4可知, 通过ATC求解模型时, 系统运行成本几乎接近于集中式。同时, 分布式建模所需的交互信息少, 能在保护各自区域隐私的基础上使主动配电网和冷热电联供微网群能够同时达到各自的经济最优。随着智能小区理念的推广, 越来越多售电主体进入市场, 本文所提分布式建模方法有较好的适用性。

表 4 集中式与 ATC 计算结果对比

Table 4 Calculation results comparison of centralized method and ATC method

方法类别	配网成本/元	多微网成本/元	总成本/元
集中式	40 173.04	28 758.20	68 931.24
ATC	40 173.16	28 784.72	68 957.88

5 结论

本文提出了一种含考虑 IDR 的 CCHP 微网的主动配电网经济优化调度模型, 采用目标级联法求取各自区域的最优调度结果。通过算例分析, 主要得出以下结论:

1) 在 CCHP 微网的用户侧引入综合需求响应, 考虑冷热电负荷和电动汽车作为柔性负荷参与需求响应, 可有效降低系统的运行成本。

2) 针对 CCHP 微网群中新能源及冷热电负荷的随机性, 运用机会约束规划处理, 仿真表明置信度越高, 系统运行成本越高。

3) 通过目标级联法求解模型时, 能够在保护各自区域隐私的同时使主动配电网和 CCHP 微网达到各自经济最优, 为日后不同售电主体进入电力市场后的能量管理提供了新思路。

参考文献

- [1] 刘涤尘, 彭思成, 廖清芬, 等. 面向能源互联网的未來合配電系統形態展望[J]. 電網技術, 2015, 39(11): 3023-3034.
LIU Dichen, PENG Sicheng, LIAO Qingfen, et al. Outlook of future integrated distribution system morphology orienting to energy internet[J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3023-3034.
- [2] 胡榮, 馬杰, 李振坤, 等. 分布式冷热电联供系統優化配置与适用性分析[J]. 電網技術, 2017, 41(2): 418-425.
HU Rong, MA Jie, LI Zhenkun, et al. Optimal allocation and applicability analysis of distributed combined cooling heating power system[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 418-425.
- [3] 何黎君, 程杉, 陳梓銘, 等. 考虑交互功率控制和双边竞价交易的多微電網双层优化调度[J]. 電力系統保护与控制, 2020, 48(11): 10-17.
HE Lijun, CHENG Shan, CHEN Ziming, et al. Two-layer optimal dispatching of multi-micro grid considering interactive power control and bilateral bidding transaction[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 10-17.
- [4] YANG Xiaohui, LENG Zhengyang, XU Xiaoping, et al. Multi-objective optimal scheduling for CCHP microgrids considering peak-load reduction by augmented ϵ -constraint method[J]. Renewable Energy, 2021, 172: 408-423.
- [5] 吕天光, 艾芊, 孙树敏, 等. 含多微网的主动配電系統综合优化运行行为分析与建模[J]. 中國電機工程學報, 2016, 36(1): 122-132.
LÜ Tianguang, AI Qian, SUN Shumin, et al. Behavioural analysis and optimal operation of active distribution system with multi-microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 122-132.
- [6] 叶亮, 吕智林, 王蒙, 等. 基于最优潮流的含多微网的主动配電網双层优化调度[J]. 電力系統保护与控制, 2020, 48(18): 27-37.
YE Liang, LÜ Zhilin, WANG Meng, et al. Bi-level programming optimal scheduling of ADN with a multi-microgrid based on optimal power flow[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 27-37.
- [7] JAMALI S, BAHMANYAR A, RANJBAR S. Hybrid classifier for fault location in active distribution networks[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 174-182.
- [8] 崔鹏程, 史俊祎, 文福拴, 等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 電力自动化設備, 2017, 37(6): 101-109.
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.
- [9] RAKIPOU D, BARATI H. Probabilistic optimization in operation of energy hub with participation of renewable energy resources and demand response[J]. Energy, 2019, 173: 384-399.
- [10] 江岳春, 曾誠玉, 鄒嘉嘉, 等. 计及人体舒适度和柔性负荷的综合能源协同优化调度[J]. 電力自动化設備,

2019, 39(8): 254-260.

JIANG Yuechun, ZANG Chengyu, HUAN Jiajia, et al. Integrated energy collaborative optimal dispatch considering human comfort and flexible load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 254-260.

[11] WU Junfeng, YANG Tao, WU Di, et al. Distributed optimal dispatch of distributed energy resources over lossy communication networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 3125-3137.

[12] 艾欣, 许佳佳. 基于互动调度的微网与配电网协调运行模式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 143-149.

AI Xin, XU Jiajia. Study on the microgrid and distribution network co-operation model based on interactive scheduling[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 143-149.

[13] 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.

[14] 徐青山, 李淋, 盛业宏, 等. 冷热电联供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.

[15] ZHENG Shunlin, SUN Yi, LI Bin, et al. Incentive-based integrated demand response for multiple energy carriers considering behavioral coupling effect of consumers[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4): 3231-3245.

[16] YANG Zhao, HU Junjie, AI Xin, et al. Transactive energy supported economic operation for multi-energy complementary microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(1): 4-17.

[17] 袁桂丽, 董金凤, 魏更, 等. 基于需求响应和多能互补的冷热电联产微网优化调度[J]. 电力建设, 2019, 40(9): 64-72.

YUAN Guili, DONG Jinfeng, WEI Geng, et al. Optimal scheduling of combined cooling heating and power microgrid based on demand response and multi-energy coordination[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(9): 64-72.

[18] 程杉, 魏昭彬, 黄天力, 等. 基于多能互补的热电联供型微网优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(11): 160-168.

CHENG Shan, WEI Zhaobin, HUANG Tianli, et al. Multi-energy complementation based optimal operation of a microgrid with combined heat and power [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(11): 160-168.

[19] HOUWING M, NEGENBORN R R, DE S B. Demand response with micro-CHP systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2010, 99(1): 200-213.

[20] 朱建全, 段翩, 刘明波. 计及风险与源-网-荷双层协调的电力实时平衡调度[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13): 3239-3247.

ZHU Jianquan, DUAN Pian, LIU Mingbo. Electric real-time balance dispatch via bi-level coordination of source grid-load of power system with risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(13): 3239-3247.

[21] 周玮, 孙恺, 孙辉, 等. 基于机会约束规划的主动配电网最大供电能力双层优化[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 70-77.

ZHOU Wei, SUN Kai, SUN Hui, et al. Bi-level optimization model for load supplying capability in active distribution network based on chance-constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 70-77.

[22] 张旭, 王洪涛. 高比例可再生能源电力系统的输配协同优化调度方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 67-83, 115.

ZHANG Xu, WANG Hongtao. Optimal dispatch method of transmission and distribution coordination for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 67-83, 115.

[23] 庞碧君. 线性规划与随机线性规划[M]. 郑州: 郑州大学出版社, 2009.

[24] ALIREZA S, NEJAD F, SHAHRZAD H, et al. A novel stochastic energy management of a microgrid with various types of distributed energy resources in presence of demand response programs[J]. Energy, 2018, 160: 257-274.

收稿日期: 2021-04-16; 修回日期: 2021-08-20

作者简介:

杨晓辉(1978—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为智能控制, 新能源发电与微电网技术; E-mail: yangxiaohui@ncu.edu.cn

张柳芳(1995—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化运行调度。E-mail: 506610174@qq.com

(编辑 周金梅)