

# 考虑自建共享储能电站的冷热电区域多微网系统鲁棒优化

余建武<sup>1</sup>, 包诗媛<sup>1,2</sup>, 李 山<sup>1,2</sup>, 吴泓林<sup>1</sup>, 李海啸<sup>1,2</sup>

(1. 重庆理工大学电气与电子工程学院, 重庆 400054; 2. 重庆市能源互联网工程技术研究中心, 重庆 400054)

**摘 要:** 在配电网局部区域, 多个冷热电联供微网共同接入, 表现出源荷不确定性和储能调度的无序性与互补性。采用鲁棒优化和共享储能模式, 有助于提升系统抗风险能力并提高储能容量利用效率。为此, 针对冷热电联供的区域多微网系统, 提出考虑源荷不确定性和多微网自建共享储能电站协同调度的鲁棒优化模型。该鲁棒优化调度模型包含两阶段运行决策, 旨在计及源荷不确定性和区域内微网间功率交互交换的影响下, 给出自建共享储能电站容量配置和多微网系统运行的最优调度方案, 以实现区域多微网系统整体运营成本和自建共享储能电站初始投资成本的最小化。仿真结果验证所提模型的有效性。

**关键词:** 微电网; 储能; 鲁棒性; 冷热电联供; 功率交互

**中图分类号:** TM734

**文献标志码:** A

## 0 引 言

在全球环境污染日益严重、气候变化问题不断恶化和能源需求不断增长的背景下, 中国在 2020 年提出“双碳”战略目标, 以开发利用可再生能源(renewable energy source, RES)为主体的能源系统成为未来能源利用设计发展的主流<sup>[1]</sup>。同时随着电力市场的改革, 独立的利益相关者可以参与电力交易, 大量包含 RES 的微网将并入配电网<sup>[2]</sup>。然而, 由于 RES 在短时间内呈现出出力不确定性和在长时间尺度上会表现出季节性发电差异性, 会对配电网的调度平衡和安全运行产生巨大影响<sup>[3]</sup>。因此, 在 RES 高比例接入的背景下, 如何在实现 RES 的就地生产和就地消纳的同时, 保障微网与配电网之间形成稳定的能量交互关系, 是亟需解决的关键难题<sup>[4]</sup>。

目前, 针对如何应对微网运行调控中 RES 随机性与间歇性影响的问题, 国内外学者已开展了大量研究工作<sup>[5]</sup>。文献[6]建立了实时能源管理系统来解决各种不确定性对能源平衡的影响问题, 以提高能源交易回报率; 文献[7-8]采用控制管理策略与储能装置相配合的优化模型, 有效地抑制了光伏功率的波动性, 提升了系统效率; 文献[9]考虑微网之间的功率传输限制与 RES 出力不确定性因素, 提出一种计及条件风险价值下基于合作博弈的多能源微网协同运行优化模型; 文献[10]考虑微网的源荷双重不确定性以及时间序列的时

间自相关特性, 采用多变量核密度估计, 建立了不确定性概率模型。

相较于传统的单体微网, 多微网系统含有的 RES 数量更多, 总体出力随机性更强, 且在多微网系统全局考虑的视角下, 每个微网的能量产出和消耗以及储能充放电行为具有无序性和互补性<sup>[11]</sup>。倘若多微网系统仅依靠单纯的随机优化调度模型会造成能量和储能容量的浪费<sup>[12]</sup>, 从而影响 RES 的就地消纳率和配电网的稳定调度<sup>[13]</sup>。因此, 多微网系统需要配置共享储能系统, 与随机优化调度模型共同“合力”提高 RES 的消纳率以及与配电网形成稳定的电能交互关系。已有学者对储能装置的共享策略进行了研究, 以进一步开发其潜力<sup>[14]</sup>。文献[15]考虑了共享储能设备, 提出能源容量交易和运营博弈以及在分配的容量下的微网最小化运营成本; 文献[16]基于合作博弈理论, 提出考虑共享储能设备的区域综合能源多微网系统日前调度模型。然而, 文献[15-16]主要关注于储能电站与多微网系统之间的优化调度和能量交易问题, 并未涉及储能容量规划配置问题; 文献[17]涉及了区域内多微网共享储能电站的容量配置, 但未考虑区域内多微网协同运行、电能交互的情况。此外, 文献[15-17]考虑的共享储能系统与多微网系统的交互行为均基于确定性场景, 未考虑 RES 不确定性的影响。鉴于此, 文献[18-19]采用风光出力和负荷需求的历史数据, 生成了大量样本集合, 并利用条件生成或抽样技术削减样本集合得到典型场景, 进而考虑

收稿日期: 2023-09-06

基金项目: 重庆市自然科学基金面上项目(CSTB2022NSCQ-MSX0997); 重庆市教委青年研究项目(KJQN202201153); 重庆理工大学科研启动基金(2021ZDZ013)

通信作者: 李海啸(1993—), 男, 博士、讲师, 主要从事可再生能源系统运行优化与控制方面的研究。lihaixiao@cqut.edu.cn

源荷不确定性对储能容量配置以及系统运行优化的影响。然而,在长时间的实际运行中,需要应对突发情况和恶劣场景的出现,仅依靠典型场景法处理不确定性对储能容量规划配置的影响可能导致冗余容量不足的情况。此外,在生成典型场景时,往往存在主观先验知识和不同系数比重的调节,导致所得到的模型与真实实际运行情况存在一定差别。

综上,现有文献分别从随机优化调度、共享储能等不同角度对微网进行了研究。然而,在考虑冷热电联供(combined cooling heating and power, CCHP)区域多微网系统中源荷不确定性因素的影响,鲜有对微网间电功率交互和多微网系统内自建共享储能电站的情况进行深入探讨。因此,本文考虑在 CCHP 区域多微网系统中自建共享储能电站,并计及 RES 出力和可调性负荷的波动性对自建共享储能电站和 CCHP 多微网系统运行的影响,建立基于两阶段鲁棒优化的 CCHP 多微网自建共享储能电站的协同优化调度模型。本文的主要贡献如下:

1)考虑 CCHP 多微网中自建共享储能电站,建立储能电站的容量规划,从而降低初始投资成本,并综合考虑每个微网的储能充放电行为的差异性,使得储能容量得到最大限度的利用。

2)考虑微网间的交互功率以及 CCHP 多微网内部不同能源的响应特性,建立基于多种形式能源协同互补的多微网系统运行调度模型,从而提高 CCHP 多微网整体的 RES 消纳率和优化微网内部微源出力,达到进一步减少 CCHP 多微网整体运营成本的目标。

3)计及 CCHP 多微网中的源荷不确定性,构建对应的两阶段鲁棒优化调度模型:第 1 阶段为固定源荷场景值,根据 CCHP 多微网系统优化模型,探究自建共享储能电站的所需容量配置;第 2 阶段为固定储能电站状态值,在源荷不确定集向最恶劣场景变化时最小化调度成本,校正第 1 阶段场景值;然后采用列和约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法对其进行迭代求解,从而使所得优化决策结果可应对 RES 出力和可调负荷需求的不确定性。

## 1 含自建共享储能电站的 CCHP 区域多微网系统结构

本文阐述了含自建共享储能电站的 CCHP 区域多微网的系统结构,如图 1 所示。在 CCHP 区域多微网系统中,配电网与系统互相连接,当系统负荷较高时,配电网可提供额外的电能来保证系统的稳定运行。系统内部,各独立微网之间互相连接,形成一个弹性可靠的电能交互系统,从而使得多微网系统整体运行时能够更加灵活地响应负荷需求。此外,CCHP 区域多微网系统还设有自建共享储能电站,不同类

型微网的储能调度行为之间可进行差异性互补,实现系统整体运营成本最优化。区域多微网系统的共享储能电站是由区域内所有成员或同一上层公司投资构建的,使用时无需向储能电站缴纳费用。图 1 中单个 CCHP 微网的结构如图 2 所示,主要涉及冷、热、电和气 4 种能源形式,主要设备包括风力机(wind turbine, WT)、太阳能电池(photovoltaic, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(heat recovery boiler, RB)、换热装置(heat exchanger, HE)、燃气锅炉(gas boiler, GB)、吸收式制冷机(absorption cooler, AC)、电制冷机(electric cooler, EC)。

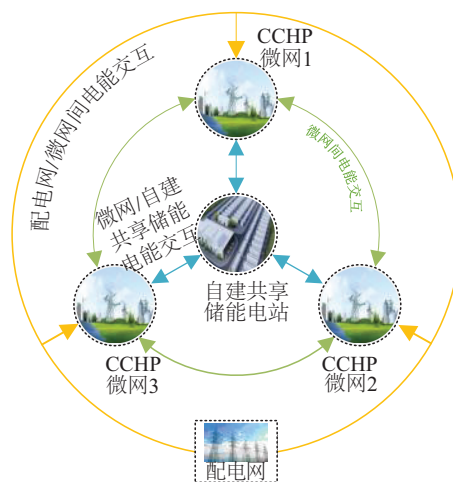


图 1 含自建共享储能电站的 CCHP 区域多微网结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of CCHP regional multi microgrid structure with self built shared energy storage power station

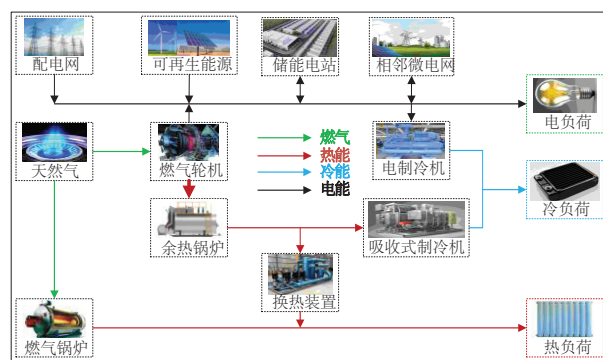


图 2 CCHP 微网结构示意图

Fig. 2 Schematic diagram of CCHP microgrid structure

结合图 1 和图 2,整个 CCHP 区域多微网系统的运行逻辑为:1)在 CCHP 微网运行时,应优先利用内部 RES 出力。2)CCHP 微网的热负荷由 HE 和 GB 联合供应,而冷负荷由 EC 和 AC 联合供应。GT 在输出电功率的同时,其产生的余热和废热可传递至 RB 进行处理,再传递至 HE 和 AC 进一步处理,以供给系统热负荷和冷负荷。3)内部微网缺少或者剩

余电能时,应优先与其他微网进行电功率交互。如果仍存在电负荷不足或者剩余电能,可再与自建共享储能电站进行交互。最后,如果还存在电负荷不足,可向配电网购电。4)此外,因区域多微网所属同一利益主体,为实现整体利益最大化,微电网之间的功率交互不会纳入运行成本中,从而可达到 RES 出力被优先调度的效果,同时为更好地探究共享储能模式的容量配置问题和提高本地 RES 的消纳率,多微网系统不将电力售出给配电网<sup>[20]</sup>。

## 2 两阶段鲁棒优化调度模型

本文所建立的两阶段鲁棒优化调度模型,通过考虑 RES 的波动性和电负荷变化,分析 CCHP 区域微网系统运营调度和自建共享储能电站容量配置的影响。第 1 阶段:将源荷预测值固定,即整个多微网系统在确定性优化下进行,从而根据多微网系统优化模型,确定每个微网与其他微网、配电网、储能电站的交互功率,继而规划自建共享储能电站的容量配置。第 2 阶段:固定储能电站的状态值,在其约束下源荷场景值向对多微网系统优化模型最不利的方向变化的同时最小化运营成本;最后校正第 1 阶段场景值。

### 2.1 自建共享储能电站优化配置模型

#### 2.1.1 目标函数

自建共享储能电站以最小化运行、维护和投资总成本  $C_{\text{ESS}}$  为目标函数,其表达式为:

$$\min C_{\text{ESS}} = C_{\text{ESS,inv}} + C_{\text{ESS,deg}} + C_{\text{ESS,mc}} \quad (1)$$

式中: $C_{\text{ESS,inv}}$ 、 $C_{\text{ESS,deg}}$ 、 $C_{\text{ESS,mc}}$ ——自建共享储能电站的日平均投资成本、使用功率成本、维护成本,元。

##### 1) 自建共享储能电站的日平均初始投资成本

$$C_{\text{ESS,inv}} = \frac{I_p P_{\text{ESS}}^{\max} + I_s E_{\text{ESS}}^{\max}}{T_{\text{pre}}} \quad (2)$$

式中: $I_p$ 、 $I_s$ ——储能电站的功率成本、容量成本,元/kW;  $P_{\text{ESS}}^{\max}$ 、 $E_{\text{ESS}}^{\max}$ ——储能电站的最大充放电功率、最大容量,kW;  $T_{\text{pre}}$ ——储能电站预期的使用时间,d。

##### 2) 自建共享储能电站使用功率成本

$$C_{\text{ESS,deg}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{sc}}} [C_{\text{PESS}} (P_{\text{ESS,c}}(t) + P_{\text{ESS,d}}(t))] \quad (3)$$

式中: $P_{\text{ESS,c}}(t)$ 、 $P_{\text{ESS,d}}(t)$ —— $t$ 时段的储能电站的平均充放电功率,kW;  $C_{\text{PESS}}$ ——使用功率成本系数,元/kW;  $T_{\text{sc}}$ ——调度周期时段数,h。

##### 3) 自建共享储能电站日维护成本

$$C_{\text{ESS,mc}} = \varepsilon_{\text{ESS}} E_{\text{ESS}}^{\max} \quad (4)$$

式中: $\varepsilon_{\text{ESS}}$ ——自建共享储能电站的日维护成本系数,元/kW。

#### 2.1.2 约束条件

自建共享储能电站荷电状态和充放电功率约束如下:

$$\begin{cases} E_{\text{ESS}}(t) = E_{\text{ESS}}(t-1) + \left[ P_{\text{ESS,c}}(t) \eta_{\text{ESS,c}} - \frac{P_{\text{ESS,d}}(t)}{\eta_{\text{ESS,d}}} \right] \\ E_{\text{ESS}}(0) = 30\% E_{\text{ESS}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{ESS,c}}(t) \leq U_s(t) P_{\text{ESS}}^{\max} \\ 0 \leq P_{\text{ESS,d}}(t) \leq [1 - U_s(t)] P_{\text{ESS}}^{\max} \\ 10\% E_{\text{ESS}}^{\max} \leq E_{\text{ESS}}(t) \leq 90\% E_{\text{ESS}}^{\max} \\ E_{\text{ESS}}^{\max} = \beta P_{\text{ESS}}^{\max} \\ U_s(t) \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $E_{\text{ESS}}(t)$ ——自建共享储能电站在  $t$  时段存储的能量,kW;  $\eta_{\text{ESS,c}}$ 、 $\eta_{\text{ESS,d}}$ ——自建共享储能电站的充、放电效率;  $E_{\text{ESS}}(0)$ ——自建共享储能电站初始存储的能量,kW;  $\beta$ ——自建共享储能电站能量倍率;  $U_s(t)$ ——自建共享储能电站在  $t$  时段的充放电状态,取值为 1 表示充电,取值为 0 表示放电。

### 2.2 CCHP 区域多微网系统调度模型

#### 2.2.1 目标函数

CCHP 区域多微网系统以最小化调度周期  $T_{\text{sc}}$  内区域内  $N_{\text{MG}}$  个微网的总运行成本  $C_{\text{OC}}$  为目标函数,其表达式为:

$$\min C_{\text{OC}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MG}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{sc}}} [C_{\text{grid},i}(t) + C_{\text{MG,mc},i}(t) + C_{\text{gas},i}(t)] \quad (6)$$

式中: $C_{\text{grid},i}(t)$ 、 $C_{\text{MG,mc},i}(t)$ 、 $C_{\text{gas},i}(t)$ —— $t$ 时段第  $i$  个微网的购电成本、内部设备维护成本、内部燃气成本,元。

##### 1) CCHP 微网的购电成本

$$C_{\text{grid},i}(t) = B_{\text{grid}}(t) P_{\text{grid,buy},i}(t) \quad (7)$$

式中: $B_{\text{grid}}(t)$ —— $t$ 时段微网的购电电价,元/kW;  $P_{\text{grid,buy},i}(t)$ —— $t$ 时段第  $i$  个微网与配电网交互的购电功率,kW。

##### 2) CCHP 微网内部设备维护成本

$$\begin{aligned} C_{\text{MG,mc},i}(t) = & \varepsilon_{\text{GT}} P_{\text{GT},i}(t) + \varepsilon_{\text{WT}} P_{\text{WT},i}(t) + \\ & \varepsilon_{\text{PV}} P_{\text{PV},i}(t) + \varepsilon_{\text{EC}} P_{\text{EC},i}(t) + \varepsilon_{\text{RB}} Q_{\text{RB},i}(t) + \\ & \varepsilon_{\text{HE}} Q_{\text{HE},i}(t) + \varepsilon_{\text{GB}} Q_{\text{GB},i}(t) + \varepsilon_{\text{AC}} Q_{\text{AC},i}(t) \end{aligned} \quad (8)$$

式中: $\varepsilon_{\text{GT}}$ 、 $\varepsilon_{\text{WT}}$ 、 $\varepsilon_{\text{PV}}$ 、 $\varepsilon_{\text{EC}}$ 、 $\varepsilon_{\text{RB}}$ 、 $\varepsilon_{\text{HE}}$ 、 $\varepsilon_{\text{GB}}$ 、 $\varepsilon_{\text{AC}}$ ——GT、WT、PV、EC、RB、HE、GB、AC 的维护成本系数,元/kW;  $P_{\text{GT},i}(t)$ 、 $P_{\text{WT},i}(t)$ 、 $P_{\text{PV},i}(t)$ 、 $P_{\text{EC},i}(t)$ —— $t$ 时段第  $i$  个微网的 GT、WT、PV 发电功率与 EC 输入电功率,kW;  $Q_{\text{RB},i}(t)$ 、 $Q_{\text{HE},i}(t)$ 、 $Q_{\text{GB},i}(t)$ 、 $Q_{\text{AC},i}(t)$ —— $t$ 时段第  $i$  个微网的 RB、HE、GB 输出热功率与 AC 输出冷功率,kW。

##### 3) CCHP 微网内部燃气成本

$$C_{\text{gas},i}(t) = B_{\text{gas}} \left( \frac{P_{\text{GT},i}(t)}{\eta_{\text{GT}} L_{\text{NG}}} + \frac{Q_{\text{GB},i}(t)}{\eta_{\text{GB}} L_{\text{NG}}} \right) \quad (9)$$

式中: $B_{\text{gas}}$ ——燃气的单位体积价格,元/m<sup>3</sup>;  $\eta_{\text{GT}}$ ——GT 的额定发电效率;  $L_{\text{NG}}$ ——燃气热值,kW/m<sup>3</sup>;  $\eta_{\text{GB}}$ ——GB 的热转换效率。



## 2.2.2 约束条件

## 1) 电功率平衡约束

$$P_{GT,i}(t) + P_{WT,i}(t) + P_{PV,i}(t) + P_{grid,buy,i}(t) + P_{MG,ESS,i}(t) - P_{EC,i}(t) - P_{load,i}(t) + P_{inter,ij}(t) = 0 \quad (10)$$

式中:  $P_{MG,ESS,i}(t)$ —— $t$  时段第  $i$  个微网和储能电站的交互电功率, kW;  $P_{load,i}(t)$ —— $t$  时段第  $i$  个微网的电负荷功率, kW;  $P_{inter,ij}(t)$ —— $t$  时段第  $i$  个微网与第  $j$  个微网的交互电功率, kW。

## 2) 热功率平衡约束

$$Q_{GB,i}(t) + Q_{HE,i}(t) - Q_{heat,i}(t) = 0 \quad (11)$$

式中:  $Q_{heat,i}(t)$ —— $t$  时段第  $i$  个微网的热负荷功率, kW。

## 3) 余热平衡约束

$$Q_{RB,i}(t) = P_{GT,i}(t) \lambda_{GT} \eta_{RB} = \frac{Q_{HE,i}(t)}{\eta_{HE}} + \frac{Q_{AC,i}(t)}{\eta_{AC}} \quad (12)$$

式中:  $\lambda_{GT}$ 、 $\eta_{RB}$ 、 $\eta_{HE}$ 、 $\eta_{AC}$ ——GT 热电比、RB 收集余热效率、HE 制热效率、AC 制冷效率。

## 4) 冷功率平衡约束

$$Q_{EC,i}(t) + Q_{AC,i}(t) - Q_{cold,i}(t) = 0 \quad (13)$$

式中:  $Q_{cold,i}(t)$ —— $t$  时段第  $i$  个微网的冷负荷功率, kW。

## 5) CCHP 微网内部设备出力上下限

$$\begin{cases} P_{GT}^{\min} \leq P_{GT,i}(t) \leq P_{GT}^{\max} \\ Q_{GB}^{\min} \leq Q_{GB,i}(t) \leq Q_{GB}^{\max} \\ Q_{HE}^{\min} \leq Q_{HE,i}(t) \leq Q_{HE}^{\max} \\ Q_{AC}^{\min} \leq Q_{AC,i}(t) \leq Q_{AC}^{\max} \\ P_{EC}^{\min} \leq P_{EC,i}(t) \leq P_{EC}^{\max} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $P_{GT}^{\max}$ 、 $P_{GT}^{\min}$ 、 $P_{EC}^{\max}$ 、 $P_{EC}^{\min}$ ——GT、EC 的电功率上下限值, kW;  $Q_{GB}^{\max}$ 、 $Q_{GB}^{\min}$ 、 $Q_{HE}^{\max}$ 、 $Q_{HE}^{\min}$ ——GB、HE 的热功率上下限值, kW;  $Q_{AC}^{\max}$ 、 $Q_{AC}^{\min}$ ——AC 的冷功率上下限值, kW。

## 6) CCHP 微网与配电网、储能电站与其余微网间的交互电功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{grid,buy,i}(t) \leq P_{grid}^{\max} \\ -P_{MG,ESS}^{\max} \leq P_{MG,ESS,i}(t) \leq P_{MG,ESS}^{\max} \\ -P_{inter,ij}^{\max} \leq P_{inter,ij}(t) \leq P_{inter,ij}^{\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $P_{grid}^{\max}$ 、 $P_{MG,ESS}^{\max}$ ——微网与配电网、共享储能电站交互功率的上限值, kW;  $P_{inter,ij}^{\max}$ ——第  $i$  个微网与第  $j$  个微网的交互功率的上限值, kW。

## 7) 自建共享储能电站平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_{MG}} P_{MG,ESS,i}(t) = P_{ESS,d}(t) - P_{ESS,c}(t) \quad (16)$$

## 8) 不确定性集合

引入  $\Gamma_{PV}$ 、 $\Gamma_{WT}$  和  $\Gamma_L$  作为表示 PV、WT 出力和电负荷功率的不确定性调节参数, 取值范围为  $[0, T_{sc}]$  的整数。该参数的含义为微网调度周期内最恶劣场景的时段总数, 调节参数数值越大, CCHP 微网运营策略越保守; 调节参数越小, 微网运营策略越冒险。考虑 CCHP 微网内部 PV、WT 出力和电负

荷功率波动范围位于箱式不确定集合  $U$  内:

$$U = \begin{cases} \mathbf{u} = [u_{PV}(t), u_{WT}(t), u_L(t)]^T \\ t = 1, 2, \dots, T_{sc} \\ u_{PV}(t) = \hat{u}_{PV}(t) - Z_{PV}(t) \Delta u_{PV}^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{T_{sc}} Z_{PV}(t) \leq \Gamma_{PV} \\ u_{WT}(t) = \hat{u}_{WT}(t) - Z_{WT}(t) \Delta u_{WT}^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{T_{sc}} Z_{WT}(t) \leq \Gamma_{WT} \\ u_L(t) = \hat{u}_L(t) + Z_L(t) \Delta u_L^{\max}(t) \\ \sum_{t=1}^{T_{sc}} Z_L(t) \leq \Gamma_L \\ \mathbf{Z} = [Z_{PV}(t), Z_{WT}(t), Z_L(t)]^T, Z \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $u_{PV}(t)$ 、 $u_{WT}(t)$ 、 $u_L(t)$ —— $t$  时段 PV、WT 出力与电负荷功率的不确定变量, kW;  $\hat{u}_{PV}(t)$ 、 $\hat{u}_{WT}(t)$ 、 $\hat{u}_L(t)$ —— $t$  时段 PV、WT 出力与电负荷功率的预测值, kW;  $Z_{PV}(t)$ 、 $Z_{WT}(t)$ 、 $Z_L(t)$ —— $t$  时段 PV、WT 出力与电负荷功率的场景值, 取值为 0 表示为取其预测值, 取值为 1 表示为取其最恶劣场景值;  $\Delta u_{PV}^{\max}(t)$ 、 $\Delta u_{WT}^{\max}(t)$  和  $\Delta u_L^{\max}(t)$ —— $t$  时段 PV、WT 出力与电负荷功率的最大波动偏差, kW。

## 3 模型求解

本文所构建的两阶段鲁棒优化调度模型为两阶段非线性规划问题, 该模型直接求解较为困难, 需对模型进行解耦, 将只含整数变量的自建共享储能电站容量配置规划问题视为主问题, 优化恶劣场景的 CCHP 区域多微网系统调度问题视为含不确定参数的子问题, 然后可采用 C&CG 算法进行迭代求解。其模型的第 1 阶段向量  $\mathbf{y}$  由储能电站决策变量构成; 第 2 阶段向量  $\mathbf{x}$  由区域多微网调度模型决策变量构成。  $\mathbf{x}$  和  $\mathbf{y}$  可表示为:

$$\begin{cases} \mathbf{y} = [E_{ESS}^{\max}, P_{ESS}^{\max}, E_{ESS}(t), P_{ESS,c}(t), P_{ESS,d}(t), U_s(t)] \\ \mathbf{x} = [P_{WT,i}(t), P_{PV,i}(t), P_{GT,i}(t), P_{grid,buy,i}(t), P_{MG,ESS,i}(t), P_{EC,i}(t), P_{load,i}(t), P_{inter,ij}(t), Q_{EC,i}(t), Q_{GB,i}(t), Q_{HE,i}(t), Q_{AC,i}(t)] \end{cases} \quad (18)$$

为方便叙述, 将模型等效为通用矩阵的形式表示:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{y}} \{ \mathbf{c}^T \mathbf{y} + \max_{\mathbf{u} \in U} \min_{\mathbf{x} \in S(\mathbf{y}, \mathbf{u})} \mathbf{q}^T \mathbf{x} \} \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{y} = \mathbf{0} \\ \mathbf{B}\mathbf{y} \leq \mathbf{d} \\ \mathbf{E}\mathbf{x} = \mathbf{F}\mathbf{u} \\ \mathbf{G}\mathbf{x} = \mathbf{0} \\ \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{I}\mathbf{y} = \mathbf{0} \\ \mathbf{R}\mathbf{x} + \mathbf{W}\mathbf{y} \leq \mathbf{r} \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $\mathbf{c}^T$ 、 $\mathbf{q}^T$ ——目标函数式(1)、式(6)的系数矩阵;  $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ ——式(5)的系数矩阵;  $\mathbf{d}$ ——式(5)的常数矩阵;  $\mathbf{E}$ 、 $\mathbf{F}$ 、 $\mathbf{G}$ 、 $\mathbf{H}$ 、 $\mathbf{I}$ 、 $\mathbf{R}$ ——式(10)~式(16)约束的系数矩阵;  $\mathbf{r}$ ——式(15)、式(16)的常数矩阵。

划分出的主问题为:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{y}} (\mathbf{c}^T \mathbf{y} + \xi) \\ \text{s.t. } \xi \geq \mathbf{q}^T \mathbf{x}_k \\ \mathbf{A}\mathbf{y} = 0 \\ \mathbf{B}\mathbf{y} \leq 0 \\ \mathbf{E}\mathbf{x}_k = \mathbf{F}\mathbf{u}_k^* \\ \mathbf{G}\mathbf{x}_k = 0 \\ \mathbf{H}\mathbf{x}_k + \mathbf{I}\mathbf{y} = 0 \\ \mathbf{R}\mathbf{x}_k + \mathbf{W}\mathbf{y} \leq \mathbf{r} \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $\xi$ ——辅助变量;  $k$ ——当前迭代次数;  $\mathbf{u}_k^*$ ——第  $k$  次迭代后的最恶劣场景下  $\mathbf{u}$  的取值。

划分出的子问题为:

$$\begin{cases} \max_{\mathbf{u} \in U} \min_{\mathbf{x} \in S(\mathbf{y}, \mathbf{u})} \mathbf{q}^T \mathbf{x} \\ \text{s.t. } \mathbf{E}\mathbf{x}_k = \mathbf{F}\mathbf{u}_k \rightarrow \mathbf{v} \\ \mathbf{G}\mathbf{x}_k = 0 \rightarrow \mathbf{\psi} \\ \mathbf{H}\mathbf{x}_k + \mathbf{I}\mathbf{y}^* = 0 \rightarrow \mathbf{\omega} \\ \mathbf{R}\mathbf{x}_k + \mathbf{W}\mathbf{y}^* \leq \mathbf{r} \rightarrow \mathbf{\gamma} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $\mathbf{y}^*$ ——主问题式(20)的传递值;  $\mathbf{v}$ 、 $\mathbf{\psi}$ 、 $\mathbf{\omega}$ 、 $\mathbf{\gamma}$ ——对偶变量。

划分后的子问题式(21)为“max-min”形式,可经过数学推导后转换为“max”形式的单层优化问题。根据对偶定理,若一个问题为凸问题,则该问题具有强对偶性,即该问题的对偶问题和原问题最优值目标函数相等。易证,在给定  $\mathbf{y}$  和  $\mathbf{u}$  值后,式(21)的内层“min”原问题为线性规划问题,即为凸问题。由此可根据拉格朗日对偶原理,将式(21)的内层“min”原问题转化为“max”对偶问题,并与外层的“max”问题进行合并,经处理后的“max”问题如下:

$$\begin{cases} \max (\mathbf{F}\mathbf{u}_k)^T \mathbf{v} + (\mathbf{I}\mathbf{y}^*)^T \mathbf{\omega} + (\mathbf{W}\mathbf{y}^*)^T \mathbf{\gamma} - \mathbf{r}^T \mathbf{\gamma} \\ \text{s.t. } \mathbf{q} - \mathbf{E}^T \mathbf{v} + \mathbf{G}^T \mathbf{\psi} + \mathbf{H}^T \mathbf{\omega} + \mathbf{R}^T \mathbf{\gamma} = 0 \\ \mathbf{\gamma} \geq 0 \end{cases} \quad (22)$$

在经过上述转换后,具备双层“max-min”形式的子问题(式(21))最终可转换为具备单层“max”形式的子问题(式(22))。但式(22)中由于存在双线性项  $(\mathbf{F}\mathbf{u}_k)^T \mathbf{v}$ , 所以对此引入辅助变量,并采用大  $M$  法对其进行线性化处理<sup>[21]</sup>, 可得到标准的线性规划问题子问题:

$$\begin{cases} \max [(\mathbf{F}\hat{\mathbf{u}})^T \boldsymbol{\alpha}_1 + (\mathbf{F}\hat{\mathbf{u}} \pm \mathbf{F}\Delta\mathbf{u}^{\max})^T \boldsymbol{\alpha}_2 + (\mathbf{I}\mathbf{y}^*)^T \mathbf{\omega} + (\mathbf{W}\mathbf{y}^*)^T \mathbf{\gamma} - \mathbf{r}^T \mathbf{\gamma}] \\ \text{s.t. } \mathbf{q} - \mathbf{E}^T \mathbf{v} + \mathbf{G}^T \mathbf{\psi} + \mathbf{H}^T \mathbf{\omega} + \mathbf{R}^T \mathbf{\gamma} = 0 \\ \boldsymbol{\varphi}_1 + \boldsymbol{\varphi}_2 = \mathbf{v} \\ \boldsymbol{\alpha}_1 + \boldsymbol{\alpha}_2 = \mathbf{1} \\ -\boldsymbol{\alpha}_1 M \leq \boldsymbol{\varphi}_1 \leq \boldsymbol{\alpha}_1 M \\ -\boldsymbol{\alpha}_2 M \leq \boldsymbol{\varphi}_2 \leq \boldsymbol{\alpha}_2 M \\ \sum_{i=1}^{T_{sc}} \boldsymbol{\alpha}_2 \leq \mathbf{F} \\ \mathbf{\gamma} \geq 0, \boldsymbol{\alpha}_1 \in \{0,1\}, \boldsymbol{\alpha}_2 \in \{0,1\} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $\mathbf{F} = [\mathbf{F}_{PV}, \mathbf{F}_{WT}, \mathbf{F}_L]$ ;  $\hat{\mathbf{u}} = [\hat{u}_{PV}, \hat{u}_{WT}, \hat{u}_L]^T$ ;  $\Delta\mathbf{u}^{\max} = [\Delta u_{PV}^{\max}, \Delta u_{WT}^{\max}, \Delta u_L^{\max}]^T$ ;  $\boldsymbol{\varphi}_1$ 、 $\boldsymbol{\varphi}_2$ ——引入的辅助连续变量;  $\boldsymbol{\alpha}_1$ 、 $\boldsymbol{\alpha}_2$ ——引入的辅助二进制向量;  $M$ ——足够大的正实数。

随后,可采用 C&CG 算法对主问题(式(20))和子问题(式(23))进行交替迭代求解,其流程如下:

#### C&CG 算法

1: **Initialization**:  $B^L = -\infty$ ;  $B^u = +\infty$ ;  $k = 1$ ;  $\mathbf{u}_1^* = \hat{\mathbf{u}}$ ;

2: **While** ( $|B^u - B^L| \geq \theta$ )

3: 求解主问题式(20), 获得最优解  $\mathbf{y}^*$ , 并更新下界  $B^L = \mathbf{c}^T \mathbf{y}^* + \xi$ ;

4: 将  $\mathbf{y}^*$  代入子问题式(23), 然后求解子问题, 得到最恶劣场景  $\mathbf{u}_{k+1}^*$  取值, 并更新上界  $B^u = \min\{\mathbf{c}^T \mathbf{y}^* + \mathbf{q}^T \mathbf{x}_k, B^u\}$ ;

5: **If**(子问题有解)

增加新的变量  $\mathbf{x}_{k+1}$  和新的约束

$$\begin{cases} \text{s.t. } \xi \geq \mathbf{q}^T \mathbf{x}_{k+1} \\ \mathbf{E}\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{F}\mathbf{u}_{k+1}^* \\ \mathbf{G}\mathbf{x}_{k+1} = 0 \\ \mathbf{H}\mathbf{x}_{k+1} + \mathbf{I}\mathbf{y} = 0 \\ \mathbf{R}\mathbf{x}_{k+1} + \mathbf{W}\mathbf{y} \leq \mathbf{r} \end{cases}$$

6: **Else**(子问题无解)

$$\begin{cases} \text{s.t. } \mathbf{E}\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{F}\mathbf{u}_{k+1}^* \\ \mathbf{G}\mathbf{x}_{k+1} = 0 \\ \mathbf{H}\mathbf{x}_{k+1} + \mathbf{I}\mathbf{y} = 0 \\ \mathbf{R}\mathbf{x}_{k+1} + \mathbf{W}\mathbf{y} \leq \mathbf{r} \end{cases}$$

End If

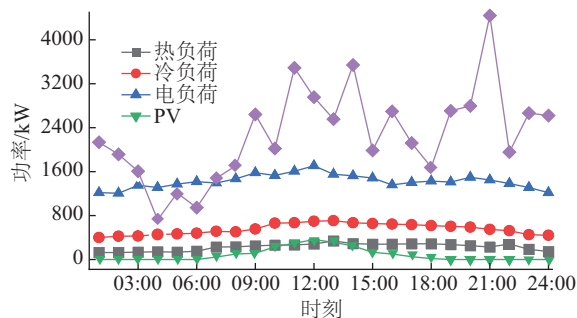
7:  $k \leftarrow k + 1$ ;

8: **End While**

## 4 算例分析

### 4.1 算例基础数据

冷热电联区域多微网系统算例包含 3 个 CCHP 微网, 各微网与自建共享储能电站、配电网直接相连, 微网间可通过联络线进行电能交互, 其系统结构已在图 1 中展示。区域内微网通过 Frank-Copula 函数得到典型日出力场景值, 结果如图 3 所示<sup>[22]</sup>。其中 MG1 为风光出力富裕型微网; MG2 为风光型微网, 不含风电; MG3 为风光出力不足型微网。相关设备参数参考文献[11], 天然气价格为 2.2 元/m<sup>3</sup>, 微网购电采用分时电价模式, 微网与配电网间购电价格如表 1 所示。



a. MG1

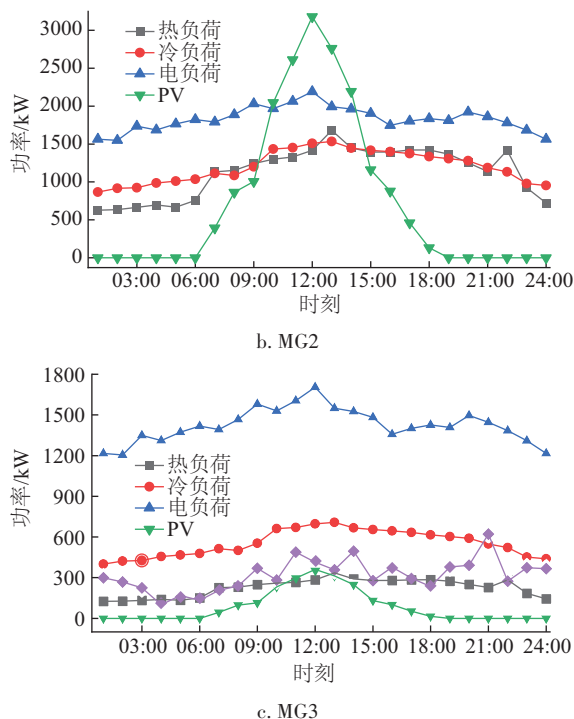


图3 MG1、MG2和MG3典型日功率和负荷曲线  
Fig. 3 Typical daily power and load curves for MG1, MG2, and MG3

表1 购电价格

Table 1 Power purchase price

时段			购电价格/ (元/kWh)
峰	08:00—12:00	17:00—21:00	1.36
平	12:00—17:00	21:00—24:00	0.82
谷	00:00—08:00		0.37

自建共享储能电站充电和放电效率均为 95%,荷电状态工作范围设定为 10%~90%;容量成本为 1897 元/kWh,功率成本为 1000 元/kW,日运维成本为 0.15 元/(d·kW),运行寿命周期为 8 a。

## 4.2 典型算例设置

设置 4 种策略方案进行仿真结果对比分析,以体现本文所提调度策略的特点及其有效性:

方案 1:在区域各微网独立运行策略基础上,不考虑源荷不确定性,采用确定性优化方法进行系统功率调度。

方案 2:在区域各微网独立运行策略基础上,考虑源荷不确定性,采用两阶段鲁棒优化方法进行系统功率调度。

方案 3:在区域多微网协调运行策略基础上,不考虑源荷不确定性,采用确定性优化方法进行系统功率调度。

方案 4:在区域多微网协调运行策略基础上,考虑源荷不确定性,采用两阶段鲁棒优化方法进行系统功率调度。

上述中,各微网独立运行策略与多微网协调运行策略特

指代如下。

1) 各微网独立运行策略:CCHP 区域内的各微网只与配电网进行电能交互,微网间不存在电能交互,且独立配备储能装置。微网内部设备运行模式不变,当微网内部缺少电能或剩余电能时,优先与本地储能进行电功率交互,再与配电网进行电功率交互。

2) 多微网协调运行策略:CCHP 区域内的各微网不仅与配电网进行电功率交互,而且各微网之间、微网与共享储能电站之间均能进行电功率交互。

## 4.3 不同策略方案下的系统效益对比分析

对 4 种策略方案下的系统效益进行分析,主要对各微网的运行成本和储能容量配置进行对比,结果分别如表 2、表 3 所示。特别地,对于方案 2、方案 4 中所采用的两阶段鲁棒优化方法,其不确定量的波动偏差值设置为预测值的 10%,不确定性调节参数分别设置为  $\Gamma_{PV}=06$ 、 $\Gamma_{WT}=12$ 、 $\Gamma_L=12$ 。方案 4 中的 C&CG 算法收敛结果如表 4 所示。

表2 不同方案运行成本对比

Table 2 Comparison of operating costs of different schemes

方案	运行成本/元			总成本/元
	MG1	MG2	MG3	
1	6950	22024	15147	44121
2	7163	23237	16736	47136
3	3560	18429	6876	29403
4	4576	19283	9649	34502

表3 不同方案储能容量配置对比

Table 3 Comparison of energy storage capacity configuration of different schemes

方案	储能容量/kWh			总容量/kWh
	MG1	MG2	MG3	
1	24870	4721	6782	36373
2	25036	5962	9619	40617
3				7212
4				13316

方案 2 与方案 1 的对比分析表明:由于 MG1 是风光出力富裕型微网,为实现 RES 的本地消纳,大量 RES 电能储存于本地储能装置中,导致储能容量规划偏高。同时在经过鲁棒优化调度后,MG1 的运行成本和储能容量也只有轻微增加。考虑到源荷不确定性对系统的影响,对比确定性优化,MG2 和 MG3 均需要增加 1000 kW 以上的储能容量规划以提高系统稳定性。尽管 MG2 和 MG3 的储能容量大幅增加,但其运行成本增加并不明显。这是因为在电价低谷时,储能装置进

行充电,在电价高峰时进行放电,实现了削峰填谷的效应,从而有效降低了多微网系统的运行成本。方案4与方案3的对比分析表明:在考虑源荷不确定性因素后,方案4对比方案3,自建共享储能电站,增加了近一倍的储能容量,表明在确定性优化的前提下,RES和负荷已达到一个平衡边界。而在面临恶劣场景时,为确保系统的经济性和稳定性,需将自建共享储能电站的容量扩大近一倍。多方案对比分析表明:在多个微网进行电能交互后,多微网系统的运行成本和储能容量都大幅降低,表明不同类型的微网之间可有效互补,从而实现RES的本地消纳。此外,采用两阶段鲁棒优化方法,可实现多微网系统的经济性和可靠性双向受益。

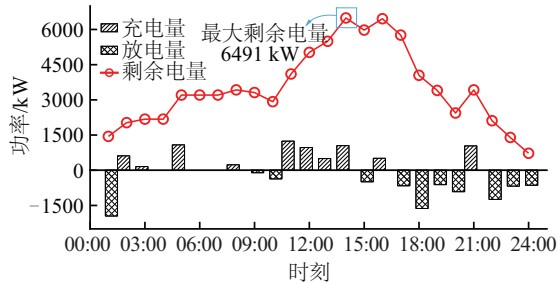
表4 算法收敛结果

Table 4 Algorithm convergence results

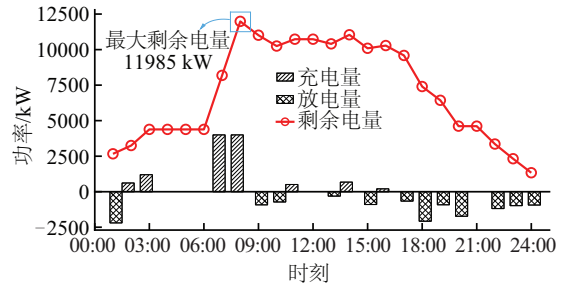
迭代次数	上界( $B^u$ )	下界( $B^l$ )
1	无穷	00137.8866
2	34604.4076	29178.6806
3	34581.1799	34491.4510
4	34501.6596	34501.6597
5	34501.6596	34501.6597
6	34501.6596	34501.6597

4.4 自建共享储能电站优化结果

方案3和方案4中自建共享储能电站的运行优化结果如图4所示,其一天内最大剩余电量分别为6491 kW和11985 kW,因荷电状态一般为额定容量的90%,所以其规划容量分别为7212 kW和13316 kW。分析图4a可知,自建共享储能电站在01:00时段具有一定的初始存储能量,并且此时RES出力小于用电负荷,因此会向区域内微网输送电能。在02:00—08:00时段,在电价分时机制的激励下,系统将购买电能并进行储存;而在11:00—16:00时段,由于RES出力大于用电负荷,电站将继续进行充电储存。在17:00后,电价处于峰时段和平时段,且RES出力小于用电负荷(21:00时段除外,此时MG1的WT出力达到峰值,储能电站开始充电储存能量),因此开始向区域内微网输送电能,从而保证系统调度的经济性和稳定运行。



a. 未考虑源荷不确定性



b. 考虑源荷不确定性

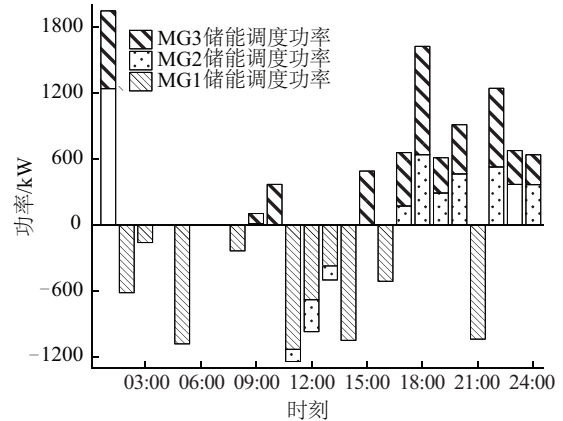
图4 考虑源荷不确定性考虑不虑源荷不确定性时储能电站优化结果

Fig. 4 Optimization results of energy storage power plants with or without considering source load uncertainty

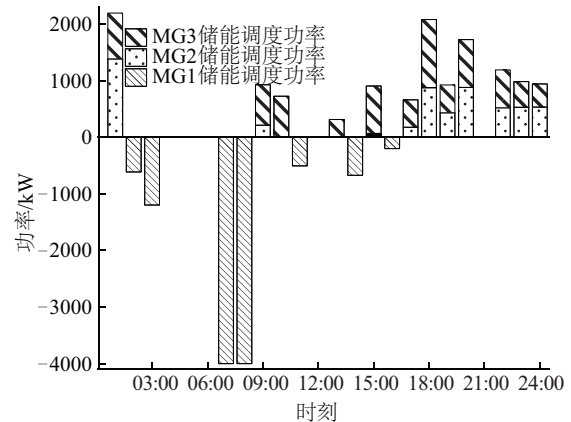
分析图4可知,考虑源荷不确定性后,自建共享储能电站在01:00—08:00和17:00—24:00时段的充放电行为与图4a基本一致。而在11:00—16:00的RES出力峰值时段,则会出现更多小功率的充放电行为。这从侧面验证了在确定性优化的情况下,RES和储能电站的出力 and 负荷达到平衡边界。

4.5 协调运行模式下微网间交互功率和储能调度结果

协调运行模式下,两种优化方式下微网间交互功率以及储能调度结果如图5所示。在确定性优化场景下的01:00时段,MG1的RES出力超过本地电负荷,因此MG1和MG2、MG3之间存在功率交互。

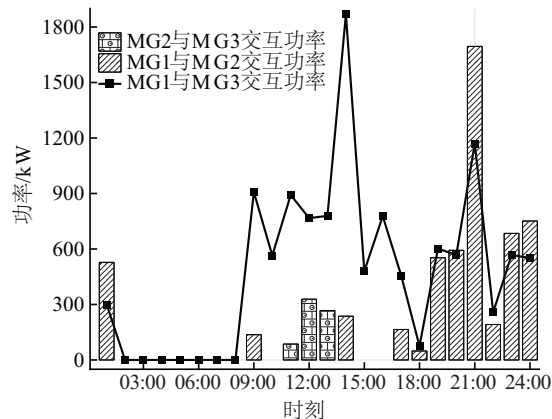


a. 确定优化场景下的储能调度功率

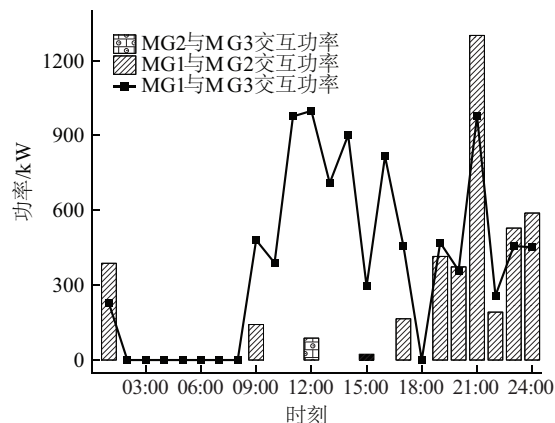


b. 考虑源荷不确定性场景下的储能调度功率





c. 确定优化场景下的微网交互功率



d. 考虑源荷不确定场景下的微网交互功率

图5 微网间交互功率曲线与微网储能调度功率曲线图

Fig. 5 Interactive power curve between microgrids and power curve of microgrid energy storage scheduling

此外,储能电站的初始存储能量被释放,向 MG2 和 MG3 放电。在 02:00—08:00 时段,区域内微网的 RES 出力小于其本地电负荷,同时在电价分时机制的激励下,多微网系统向配电网购买电力。此时,自建共享储能电站开始进行充电。在 09:00—24:00 时段,MG1 的 RES 出力首先满足本地负荷,然后开始承担 MG2 和 MG3 部分电负荷,并为自建共享储能电站进行储能。在 11:00—13:00 时段,MG2 的 RES 出力满足本地负荷之后,也开始承担 MG3 的一部分电负荷,以及自建共享储能电站的储能任务。除此之外的时间段内,MG2 与 MG3 的 RES 出力均小于其本地电负荷,因此 MG2 与 MG3 的一部分缺额电负荷由 MG1 和自建共享储能电站承担。

在考虑源荷不确定性的情况下,微网间交互功率曲线以及自建共享储能电站的整体出力曲线与确定性优化结果基本一致。然而,与确定性优化的不同之处在于,在优先满足微网本地负荷所需后,微网间交互功率整体减小。此外,自建共享储能电站更倾向于在电价处于谷时段进行储能操作,以便在电价峰时段对用电负荷进行供应。

#### 4.6 不确定性对比分析

针对方案 4 为探究设置不同的不确定性调节参数( $\Gamma_{PV}$ 、

$\Gamma_{WT}$ 、 $\Gamma_L$ )对于含自建共享储能电站 CCHP 区域多微网系统的影响,参数设置及其优化结果如表 5 所示。

表5 不同调节参数方案的优化结果

Table 5 Optimization results of different adjustment parameter schemes

调节参数	运行费用/ 元	最优容量/ kW
A: $\Gamma_{PV}=00, \Gamma_{WT}=00, \Gamma_L=00$	29403	7212
B: $\Gamma_{PV}=05, \Gamma_{WT}=07, \Gamma_L=09$	33232	10442
C: $\Gamma_{PV}=07, \Gamma_{WT}=10, \Gamma_L=12$	34443	13101
D: $\Gamma_{PV}=10, \Gamma_{WT}=14, \Gamma_L=16$	35803	16011
E: $\Gamma_{PV}=24, \Gamma_{WT}=24, \Gamma_L=24$	37843	18288

分析表 5 可知:CCHP 区域多微电网系统在不确定性调节参数从方案 A~方案 E 逐渐增大的情况下,自建共享储能电站备用容量呈两倍以上增长趋势,而日运行费用则增加约 20%。具体来说,不确定性调节参数的增大更多地影响到 CCHP 区域多微电网系统的备用容量增加,即初始投资成本增加,而系统的运行费用的增幅相对较小。因此,在进行鲁棒优化时,应根据具体情况合理选择适当的不确定性调节参数,从而提高系统对风险的稳定抵抗能力,同时提高经济效益。

为评估两阶段鲁棒优化和其他不确定性优化方法的性能,采用 K-均值生成典型出力场景,对不确定性进行处理,其主要通过处理大量历史数据进行聚类,划分不同场景集,再通过一定的指标对所获得的场景集进行削减,得到典型场景<sup>[23]</sup>,对比结果如表 6 所示。根据表 6 可知:两种优化方法在日运行总成本或各微网日运行成本方面呈现出细微的差异,然而在储能容量方面却存在显著出入,相差达 3000 kW 以上。更具体地说,与典型场景法相比,采取两阶段鲁棒优化的方法,不仅能有效降低运行费用,而且还能够提高多微网系统的鲁棒性,保障经济效益的同时增强系统应对风险的能力。

表6 不同不确定性优化方法性能比较

Table 6 Performance comparison of different uncertainty optimization Methods

经济指标	方案4	K-均值场景法
储能容量/kW	13316	10113
各微网	MG1	4576
日运行	MG2	19283
成本/元	MG3	9649
日运行总成本/元	34502	33361

为讨论两阶段鲁棒优化和确定性优化的性能差异,本文



通过设置不确定量的不同波动偏差值,在多个方案下进行优化结果的对比分析。采取以下3种优化方案进行比较:1)构造正常情况下的确定性优化方案。2)固定源荷场景值和自建共享储能电站的充放电状态值,采用方案4的状态固定值进行确定性优化。3)构造理论最恶劣场景的确定性优化方案,即静态鲁棒优化。鲁棒优化的不确定性调节参数仍设置为 $\Gamma_{pv}=06$ 、 $\Gamma_{wt}=12$ 、 $\Gamma_L=12$ 。从而对比确定性优化和两阶段鲁棒优化的结果,对比结果如表7所示。

表7 不同预测误差下不同优化方法性能比较

Table 7 Performance comparison of different optimization methods under different prediction errors

预测 误差/%	日运行成本/元			
	确定性优化		鲁棒优化	
	正常 方案	固定状态 值(方案4)	静态	两阶段
0	29403	无可行解	29403	29403
15		37221	37933	37219
25		42752	43941	42740
35		48671	50126	48425

由表7可知:正常情况下的确定性优化方案,其运行成本最小,但未考虑风光和可调性负荷的不确定性因素。当采取方案4的状态固定值时,确定性优化在不同预测误差范围内的成本略高于两阶段鲁棒优化,失去了一部分经济性。相对而言,静态鲁棒优化与两阶段鲁棒优化相比过于保守,在不同预测误差范围内的运行成本均高于两阶段鲁棒优化。从上述内容可看出,两阶段鲁棒优化方案的实质与之前的确定性优化方案存在较大差异。具体来说,在数学式的对偶化过程中,原问题的对偶变量被转化为每个场景值的比重系数,即所有场景值的比重系数由原问题的对偶变量决定。在实际情况中,场景值均在最恶劣情况的概率较小,而两阶段鲁棒优化在经济性和鲁棒性上较为平衡,且不会出现过于保守的情况,在工程应用上更具实际意义。

## 5 结论

本文针对CCHP区域多微网系统,建立了一个考虑源荷不确定性和多微网自建共享储能电站协同调度的鲁棒优化模型。通过考虑微网内部RES出力和用电负荷的不确定性,对比在独立运行方式和协调运行方式下的系统优化结果,得到如下结论:

1)相比于微网独立配置储能装置,整体储能容量,方案3比方案1下降80.17%,方案4比方案2下降67.22%;即CCHP区域多微网系统自建共享储能电站,可显著降低储能配置容量。

2)相比独立运行方式,协调运行方式下,系统日运行成本方案3比方案1下降33.36%,方案4比方案2下降

26.81%。系统整体经济性成为了更为重要的考虑因素,所以当区域内微网的RES出力满足本地负荷后,将承担邻近微网的部分缺额电负荷和自建共享储能电站的充电负荷。尽管此举可能会提高区域内个别微网的运营成本,但却具有降低多微网系统运营调度成本的作用。

3)相较于确定性优化,两阶段鲁棒优化调度模型具备更强的鲁棒性,能够有效应对负荷波动和RES出力波动等恶劣场景。此外,该方案能够根据实际情况选择合适的预测误差和不确定性调节参数,以在经济效益和系统稳定性之间达到平衡。

## [参考文献]

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等.能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1893-1904,2205.  
ZHOU X X, CHEN S Y, LU Z X, et al. Technology features of the new generation power system in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38 (7): 1893-1904, 2205.
- [2] 杜锡力,李笑竹,陈来军,等.面向多场景调节需求的集中式共享储能鲁棒优化配置[J].电工技术学报,2022,37(23):5911-5921.  
DU X L, LI X Z, CHEN L J, et al. Robust and optimized configuration of centralized shared energy storage for multi-scenario regulation demand [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5911-5921.
- [3] 符杨,张智泉,李振坤,等.基于二阶段鲁棒博弈模型的微电网群及混合交直流配电系统协调能量管理策略研究[J].中国电机工程学报,2020,40(4):1226-1240.  
FU Y, ZHANG Z Q, LI Z K, et al. A two-stage robust game approach for coordinated energy management in hybrid AC/DC distribution system with microgrid clusters [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(4): 1226-1240.
- [4] 张靠社,冯培基,张刚,等.考虑机会约束的多能源微电网双层优化配置[J].太阳能学报,2021,42(8):41-48.  
ZHANG K S, FENG P J, ZHANG G, et al. Bi-level optimization configuration method for multienergy microgrid considering chance constraints [J]. Acta energiae solaris sinica, 2021, 42(8): 41-48.
- [5] 孙可,张全明,王蕾,等.考虑安全裕度的微电网两阶段鲁棒规划[J].电网技术,2020,44(12):4617-4626.  
SUN K, ZHANG Q M, WANG L, et al. Two-stage robust planning for microgrid considering security margin [J]. Power system technology, 2020, 44(12): 4617-4626.
- [6] WANG L Z, LIU J X, YUAN R F, et al. Adaptive bidding strategy for real-time energy management in multi-energy market enhanced by blockchain [J]. Applied energy, 2020, 279: 115866.

- [7] ZHANG D L, CHEN Y C, WANG L Z, et al. Control strategy and optimal configuration of energy storage system for smoothing short-term fluctuation of PV power [J]. Sustainable energy technologies and assessments, 2021, 45: 101166.
- [8] MUBAARAK S, ZHANG D L, WANG L Z, et al. Efficient photovoltaics-integrated hydrogen fuel cell-based hybrid system: energy management and optimal configuration[J]. 2021, 13(1): 013502.
- [9] 帅轩越, 王秀丽, 吴雄, 等. 计及条件风险价值下基于合作博弈的多微网协同优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 130-138.
- SHUAI X Y, WANG X L, WU X, et al. Cooperative optimal scheduling of multi-microgrids based on cooperative game considering conditional value at risk [J]. Power system technology, 2022, 46(1): 130-138.
- [10] YANG Y, JI Y F, GENG G C, et al. Probabilistic revenue analysis of microgrid considering source-load and forecast uncertainties[J]. IEEE access, 2022, 10: 2469-2479.
- [11] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能能的配电网博弈优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6611-6625.
- LI X S, FANG Z J, LI F, et al. Game-based optimal dispatching strategy for distribution network with multiple microgrids leasing shared energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6611-6625.
- [12] 吴盛军, 李群, 刘建坤, 等. 基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3822-3832.
- WU S J, LI Q, LIU J K, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service [J]. Power system technology, 2021, 45(10): 3822-3832.
- [13] 桑博, 张涛, 刘亚杰, 等. 期望场景下的并网型微电网两阶段鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6161-6173.
- SANG B, ZHANG T, LIU Y J, et al. Two-stage robust optimal scheduling of grid-connected microgrid under expected scenarios[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6161-6173.
- [14] DAI R, ESMAELBEIGI R, CHARKHGARD H. The utilization of shared energy storage in energy systems: a comprehensive review[J]. IEEE transactions on smart grid, 2021, 12(4): 3163-3174.
- [15] DOROUDCHI E, KHAJEH H, LAAKSONEN H. Increasing self-sufficiency of energy community by common thermal energy storage [J]. IEEE access, 2022, 10: 85106-85113.
- [16] JO J, PARK J. Demand-side management with shared energy storage system in smart grid [J]. IEEE transactions on smart grid, 2020, 11(5): 4466-4476.
- [17] 谢雨龙, 罗逸飏, 李智威, 等. 考虑微网新能源经济消纳的共享储能优化配置[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4403-4413.
- XIE Y L, LUO Y Y, LI Z W, et al. Optimal allocation of shared energy storage considering the economic consumption of microgrid new energy [J]. High voltage engineering, 2022, 48(11): 4403-4413.
- [18] JIANG S, WEN S L, ZHU M, et al. Scenario-transformation-based optimal sizing of hybrid hydrogen-battery storage for multi-timescale islanded microgrids [J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2023, 14(3): 1784-1795.
- [19] LIANG J K, TANG W Y. Sequence generative adversarial networks for wind power scenario generation [J]. IEEE journal on selected areas in communications, 2020, 38(1): 110-118.
- [20] QIU H F, GU W, XU Y L, et al. Robustly multi-microgrid scheduling: stakeholder-parallelizing distributed optimization [J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2020, 11(2): 988-1001.
- [21] 吴江, 王晶晶, 张强, 等. 考虑电转气消纳风电的电气综合能源系统两阶段鲁棒协同调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(2): 436-443.
- WU J, WANG J J, ZHANG Q, et al. Two-stage robust cooperative scheduling for electricity-gas integrated energy system considering power-to-gas for wind power accommodation [J]. Acta energiae solaris sinica, 2022, 43(2): 436-443.
- [22] 林顺富, 刘持涛, 李东东, 等. 考虑电能交互的冷热电区域多微网系统双层多场景协同优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(5): 1409-1421.
- LIN S F, LIU C T, LI D D, et al. Bi-level multiple scenarios collaborative optimization configuration of CCHP regional multi-microgrid system considering power interaction among microgrids [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(5): 1409-1421.
- [23] BAGHERI F, DAGDOUGUI H, GENDREAU M. Stochastic optimization and scenario generation for peak load shaving in smart district microgrid: sizing and operation [J]. Energy and buildings, 2022, 275: 112426.

## ROBUST OPTIMIZATION OF MULTI-MICROGRID SYSTEMS IN CCHP REGIONS CONSIDERING SELF-BUILT SHARED ENERGY STORAGE STATION

Yu Jianwu<sup>1</sup>, Bao Shiyuan<sup>1,2</sup>, Li Shan<sup>1,2</sup>, Wu Honglin<sup>1</sup>, Li Haixiao<sup>1,2</sup>

(1. *School of Electrical and Electronic Engineering, Chongqing University of Technology, Chongqing 400054, China;*

2. *Chongqing Engineering Research Center of Energy Internet, Chongqing 400054, China*)

**Abstract:** In a local distribution network area, multiple combined cooling, heating, and power (CCHP) microgrids are integrated, exhibiting uncertainties in generation and load, as well as the disorder and complementarity in energy storage scheduling. Adopting robust optimization and a shared energy storage model helps enhance the system's risk resistance and improve the utilization efficiency of storage capacity. Therefore, a robust optimization model considering source-load uncertainties and cooperative scheduling of self-built and shared energy storage plants in multiple microgrids is proposed for a regional multi-microgrid system with combined cooling, heating and power supply. This robust optimization scheduling model includes two-stage decision-making process, aiming to provide a optimal scheduling scheme for self-built shared energy storage power station capacity planning and multi-microgrid system operations, taking into account the impact of source-load uncertainties and power interaction exchange between regional microgrids. The goal is to minimize the overall operational costs of the regional multi-microgrid system and the initial investment costs of self-built shared energy storage stations. The simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed model.

**Keywords:** microgrid; energy storage; robustness; combined cooling, heating and power; interactive power