



考虑需求响应负荷的微电网 两阶段鲁棒优化调度研究

石东山, 司起步, 易康, 王滔, 毛正江

(中车株洲电力机车研究所有限公司综合能源事业部, 湖南 株洲 412001)

摘要: 在微电网系统中, 优化调度是提高能源利用效率和经济运行性的重要手段。随着分布式电源和电动汽车等新型负荷的大量并网接入, 电力系统的平衡调节面临更大挑战。为此, 文章以包括光伏、储能、燃气轮机、电网、常规负荷及需求响应负荷的微电网为研究对象, 考虑可再生能源出力及负荷功率的不确定性, 构建了以运行成本最小为目标的微电网两阶段鲁棒优化模型, 采用列与约束生成 (column-and-constraint generation, C&CG) 算法对模型进行求解, 并对比分析了鲁棒优化与确定性优化方案, 以及考虑需求响应负荷前后方案的经济性。结果表明, 所提模型可有效优化微电网各设备的日前出力计划, 提升可再生能源消纳能力; 储能装置在电价引导下实现两充两放, 需求响应负荷对价格信号做出转移响应。鲁棒优化策略及需求响应的引入进一步实现了园区微电网的经济调度, 为后续园区微电网的经济优化运行提供了策略参考。

关键词: 微电网系统; 两阶段鲁棒优化; 需求响应; 经济调度

中图分类号: TM734

文献标志码: A

文章编号: 1000-128X(2025)06-0075-09

0 引言

微电网是由分布式电源、负荷、储能系统等构成的微型电力系统, 通常通过公共连接点 (point of common coupling, PCC) 与配电网相连, 可灵活运行于并网或孤岛模式, 是管理分布式能源的有效技术手段。微电网优化调度的核心在于满足系统运行约束和负荷需求的前提下, 协调优化各单元出力, 以实现微电网系统的运行经济性、能源利用效率及环境友好性目标。

本文以微电网经济调度为研究对象, 以运行成本最低为目标, 实现微电网系统能源的高效利用。该问题是当前微电网领域的研究热点之一, 目前已积累了丰富的研究成果。文献[1]构建了微电网在最恶劣场景下运行成本最低的调度模型, 仿真结果验证了模型和算法的有效性, 为微电网的运营优化提供了参考。文献[2]结合中国西南地区可再生能源资源丰富的特点,

提出了一种两阶段鲁棒优化经济调度模型, 得到了微电网在极端运行条件下经济最优的调度策略, 为微电网在该区域电网中的经济调度提供了方法支持。文献[3]提出“预测-调节-决策”一体化的策略框架, 建立了基于区间概率不确定集的自适应鲁棒优化调度模型, 并通过IEEE-37节点微电网系统验证了该模型在抑制光伏出力和负荷波动的同时实现较低运行成本的有效性。文献[4]基于数据驱动的优化调度框架, 构建了微电网两阶段自适应鲁棒优化调度模型, 仿真结果表明该方法不仅降低了设备运行成本, 还显著提升了可再生能源的利用率。上述研究表明, 相较于单阶段优化方法, 两阶段优化模型更有利于提升可再生能源的渗透率, 因此本文亦采用两阶段模型开展微电网经济调度的研究。

“双碳”目标的提出加速了以新能源为主体的新型电力系统的发展进程。然而, 随着分布式电源和电动汽车等新兴负荷的大规模接入, 电力系统供需双侧的不确定性显著增强, 维持实时功率平衡的难度不断加

通信作者: 司起步, 女, 硕士, 主要从事综合能源系统规划设计及优化调度研究; E-mail: siqb@csrzc.com

引用格式: 石东山, 司起步, 易康, 等. 考虑需求响应负荷的微电网两阶段鲁棒优化调度研究[J]. 机车电传动, 2025(6): 75-83. DOI:10.13890/j.issn.1000-128X.2025.06.300.

Citation: SHI Dongshan, SI Qibu, YI Kang, et al. Research on two-stage robust optimization for microgrid dispatching considering demand response loads[J]. Electric drive for locomotives, 2025(6): 75-83. DOI:10.13890/j.issn.1000-128X.2025.06.300.

大, 灵活调节资源不足的问题日益凸显。需求响应作为电力用户根据价格信号或激励机制主动调整用电行为的一种参与行为, 能够将传统“源随荷动”的运行模式转变为“源荷互动”的新型运行模式, 这不仅有助于缓解电网在负荷高峰时段的供电压力, 也能提升负荷低谷期对可再生能源的消纳能力, 是应对新型电力系统中源荷双侧不确定性的重要手段^[5]。

目前, 已有较多学者围绕考虑需求响应的微电网优化调度问题展开研究, 但存在一些不足。文献[6]针对微电网中源荷匹配性差及储能配置利用不充分的问题, 对源、荷、储进行协同优化, 仿真结果表明需求侧管理可利用储能有效改善源荷匹配程度, 但未能分析其对微电网综合成本等目标函数的影响。文献[7]在考虑需求侧响应的基础上, 构建了多能互补微电网源、荷协同调度模型, 并分析了不确定性调节参数对运行成本与碳排放的影响, 但缺乏对引入需求响应前后系统运行成本的对比分析。文献[8]提出一种基于负荷转移的激励型需求响应模型, 建立微电网最优经济运行模型, 并采用改进人工蜂群算法进行求解, 对比分析了需求响应前后发电端成本的变化, 但未进一步考虑光伏、风电及负荷不确定性因素对调度结果的影响。

基于上述研究背景, 本文综合考虑需求响应负荷、可再生能源出力及负荷需求不确定性, 构建了两阶段鲁棒优化模型, 并采用列与约束生成 (column-and-constraint generation, C&CG) 算法^[9-11]对模型进行求解。为验证模型有效性, 本文对比分析了鲁棒优化和确定性优化两种方案的调度结果, 并进一步考察了是否考虑需求响应负荷对系统运行成本的影响。通过对典型园区开展算例分析, 结果表明所提模型可有效优化微电网系统中各设备的日前出力计划, 同时验证了鲁棒优化方法及引入需求响应负荷的调度策略有助于降低系统运行成本, 为园区微电网的经济优化调度提供可行参考。

1 微电网常见设备数学模型

典型的微电网结构图如图1所示。该系统通常由可再生分布式电源 (如光伏、风电)、可控分布式电源 (如微型燃气轮机、柴油发电机)、储能装置以及本地负荷 (包括常规负荷与需求响应负荷) 共同构成。需求响应能将传统的“源随荷动”模式转变为“源荷互动”模式, 有效缓解高峰时段的供电压力, 近年来受到广泛关注。为此, 本文在微电网常规负荷基础上进一步考虑需求响应负荷的用电特性, 以下对各组成设备分别建立数学模型。

1.1 光伏发电

光伏电池的输出功率主要取决于实际光照强度和

环境温度^[12], 其函数关系可表示如下:

$$P_{PV}(t) = P_{STC} \alpha_{PV} \frac{L_t}{L_{STC}} \left[1 + k_{PV} (T_t - T_{STC}) \right] \quad (1)$$

式中: $P_{PV}(t)$ 为光伏电池在 t 时刻的输出功率; P_{STC} 、 L_{STC} 、 T_{STC} 分别为标准测试环境 ($1\,000\text{ W/m}^2$, $25\text{ }^{\circ}\text{C}$) 下光伏电池的最大输出功率、光照强度和电池温度; α_{PV} 为光伏电池的降额系数, 一般首年为 2%; L_t 、 T_t 分别为光伏电池在 t 时刻的实际光照强度和电池温度; k_{PV} 为光伏电池的额定峰值功率温度系数。

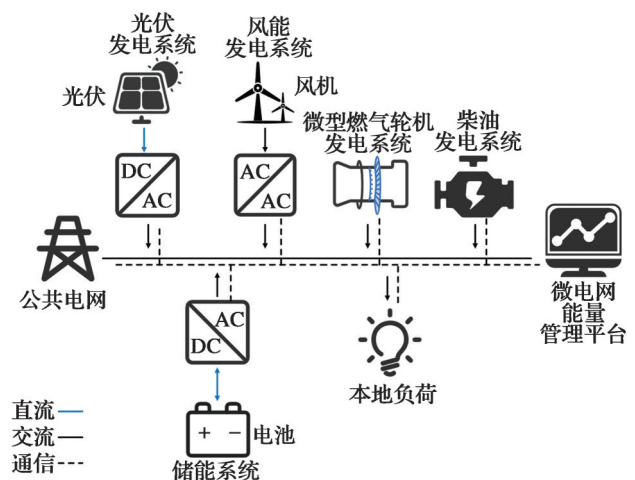


图1 微电网结构

Fig. 1 Microgrid structure

1.2 风力发电

风力发电机的出力特性主要取决于实时风速。当风速低于切入风速或高于切出风速时, 风机处于停机状态, 输出功率为零; 当风速介于额定风速和切出风速之间时, 风机通过控制系统调节叶片气动捕获的风能, 使输出功率稳定维持在额定值; 当风速介于切入风速和额定风速之间时, 风机输出功率随风速变化, 本文采用常用的三次出力模型进行描述^[12]。综上, 风机在不同风速区间内的输出功率可表示如下:

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0, & v_i < v_i, v_i > v_o \\ m_1 v_i^3 + m_2 v_i^2 + m_3 v_i + m_4, & v_i \leq v_i < v_r \\ P_r, & v_r \leq v_i \leq v_o \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{WT}(t)$ 为风机在 t 时刻的输出功率; v_i 为 t 时刻风机所处高度的风速; v_i 、 v_o 、 v_r 分别为风机的切入风速、切出风速和额定风速; m_1 、 m_2 、 m_3 、 m_4 分别为风机三次出力模型的功率特性拟合参数; P_r 为风机的额定输出功率。

1.3 微型燃气轮机

微型燃气轮机是一种功率等级通常在数百千瓦以内的小型发电设备, 具有响应速度快, 可实现快速启停等技术特点, 广泛应用于热电联产系统, 特别适用于对蒸汽或热量有持续需求的区域用户。其发电成本^[13]可表示如下:

$$C_{MT, fuel}(t) = \frac{c_{gas}}{Q_{LHVgas}} \cdot \frac{P_{MT}(t)\Delta t}{\phi_{MT}} \quad (3)$$

式中: $C_{MT, fuel}(t)$ 为微型燃气轮机在 Δt 时段的燃料成本; c_{gas} 为天然气的单位价格, 元/ m^3 ; Q_{LHVgas} 为天然气的低位发热量, 一般取 $10.81 \text{ kWh}/m^3$ ^[14]; $P_{MT}(t)$ 为 t 时刻微型燃气轮机的实际输出功率; ϕ_{MT} 为微型燃气轮机的运行效率; Δt 为调度步长, 取值为 1 h 。

1.4 柴油发电机

柴油发电机作为一种常用的应急电源, 是大多数园区中不可或缺的设备, 其燃料成本主要与有功功率输出有关^[13], 通常可用二次多项式表示如下:

$$C_{DE, fuel}(t) = (\beta_1 (P_{DE}(t))^2 + \beta_2 P_{DE}(t) + \beta_3) \Delta t \quad (4)$$

式中: $C_{DE, fuel}(t)$ 为柴油发电机在 Δt 时段的燃料成本; $P_{DE}(t)$ 为 t 时刻柴油发电机的实际输出功率; β_1 、 β_2 、 β_3 分别为柴油发电机燃料成本函数的二次项系数、一次项系数和常数项。

1.5 储能

储能系统在微电网中既可充当电源又可作为负荷运行, 对系统的优化控制具有重要影响。目前, 微电网中广泛应用的储能装置主要包括能量型和功率型两大类, 其中以蓄电池为代表的能量型储能技术最为成熟。荷电状态(State of charge, SOC)是表征蓄电池运行状态的关键参数, 其数学模型如下:

$$S(t) = S(t-1) + \frac{\left[\beta \delta^+ P_{ch}(t) \Delta t + (1-\beta) \frac{1}{\delta^-} P_{dis}(t) \Delta t \right]}{E_{ESS}} \quad (5)$$

式中: $S(t)$ 为蓄电池储能在 t 时段的荷电状态; $S(t-1)$ 为上一时段的荷电状态; δ^+ 、 δ^- 分别为储能的充电效率和放电效率; $P_{ch}(t)$ 、 $P_{dis}(t)$ 分别为 t 时段的充电功率和放电功率; β 为储能的充放电状态变量, 取值为 0 或 1 , 用于约束充放电过程不能同时进行, 其中充电为 1 , 放电为 0 ; E_{ESS} 为储能的额定容量。

1.6 需求响应负荷

本文所考虑的需求响应负荷为可转移负荷, 即允许在一定时段内调整用电时间, 但总用电量保持不变的负荷类型。其负荷特性^[1]可表示如下:

$$\sum_{t=1}^N P_{DR}(t) \Delta t = D_{DR} \quad (6)$$

式中: $P_{DR}(t)$ 为微电网在 t 时刻的实际需求响应功率; D_{DR} 为调度周期内微电网需求响应负荷的总用电需求; N 为调度周期, 取值为 24 h 。

2 两阶段鲁棒优化模型

本文从优化模型的目标函数和约束条件两方面进

行阐述, 在此基础上引入不确定性处理方法, 最终得到两阶段鲁棒优化模型。

2.1 目标函数

本文以微电网系统总运行成本最小化为优化目标函数。该运行成本主要由3部分构成: 各发电设备的运行维护成本、消耗化石燃料设备的燃料成本, 以及微电网与配电网进行功率交互产生的净成本, 具体可表示如下:

$$C_{sum} = C_{PV} + C_{WT} + C_{MT} + C_{DE} + C_{ESS} + C_{grid} + C_{DR} \quad (7)$$

式中: C_{PV} 、 C_{WT} 、 C_{MT} 、 C_{DE} 、 C_{ESS} 分别为光伏、风机、微型燃气轮机、柴油发电机和储能的运行成本; C_{grid} 为微电网与配电网进行功率交互的净成本 (购电为正, 售电为负); C_{DR} 为需求响应的调度成本, 用于补偿因调整用电计划对用户舒适度造成的影响。

式(7)中的微型燃气轮机和柴油发电机的运行成本均由燃料成本和运行维护成本两部分构成。各设备的运行成本及微电网与配电网的净购电成本具体表达式如下:

$$C_{PV} = \sum_{t=1}^N c_{PV}(t) P_{PV}(t) \Delta t \quad (8)$$

$$C_{WT} = \sum_{t=1}^N c_{WT}(t) P_{WT}(t) \Delta t \quad (9)$$

$$C_{MT} = \sum_{t=1}^N [C_{MT, fuel}(t) + c_{MT}(t) P_{MT}(t) \Delta t] \quad (10)$$

$$C_{DE} = \sum_{t=1}^N [C_{DE, fuel}(t) + c_{DE}(t) P_{DE}(t) \Delta t] \quad (11)$$

$$C_{ESS} = \sum_{t=1}^N c_{ESS}(t) (P_{ch}(t) + P_{dis}(t)) \Delta t \quad (12)$$

$$C_{grid} = \sum_{t=1}^N [\theta c_{buy}(t) P_{grid}(t) + (1-\theta) c_{sell}(t) P_{grid}(t)] \Delta t \quad (13)$$

式中: c_{PV} 、 c_{WT} 、 c_{MT} 、 c_{DE} 、 c_{ESS} 分别为光伏、风机、微型燃气轮机、柴油发电机及储能的单位运行维护成本; c_{buy} 、 c_{sell} 分别为微电网向配电网购电的单位成本和售电的单位成本; P_{grid} 为微电网与配电网的交互功率, 其中购电为正, 售电为负; 为避免购售电状态同时发生, 引入布尔型变量 θ 表示微电网的购电/售电状态, 其中购电状态为 1 、售电状态为 0 。

微电网需求响应的调度成本 C_{DR} ^[1]可表示如下:

$$C_{DR} = \sum_{t=1}^N K_{DR}(t) |P_{DR}(t) - P_{DR}^*(t)| \Delta t \quad (14)$$

式中: $K_{DR}(t)$ 为 t 时刻需求响应负荷的单位调度成本系数; $P_{DR}^*(t)$ 为 t 时刻需求响应负荷的目标响应功率。

2.2 约束条件

两阶段鲁棒优化模型的约束条件由等式约束和不等式约束共同构成, 根据系统运行特性其可划分为6类, 以下进行详细分析。

①电功率平衡约束如式(15)。

$$P_{load}(t) = P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + P_{MT}(t) + P_{DE}(t) + P_{dis}(t) - P_{ch}(t) + P_{grid}(t) - P_{DR}(t) \quad (15)$$

式中: P_{load} 为 t 时刻的常规电负荷。

④燃气轮机出力约束和爬坡约束分别如式(16)、式(17)。

$$P_{\text{MT}}^{\min} \leq P_{\text{MT}} \leq P_{\text{MT}}^{\max} \quad (16)$$

$$|P_{\text{MT}}(t) - P_{\text{MT}}(t-1)| \leq R_{\text{MT}} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{MT}}^{\min}$ 、 $P_{\text{MT}}^{\max}$ 分别为燃气轮机出力的下限值与上限值; R_{MT} 为燃气轮机爬坡功率的限制常数。

⑤柴油发电机出力约束和爬坡约束分别如式(18)、式(19)。

$$P_{\text{DE}}^{\min} \leq P_{\text{DE}} \leq P_{\text{DE}}^{\max} \quad (18)$$

$$|P_{\text{DE}}(t) - P_{\text{DE}}(t-1)| \leq R_{\text{DE}} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{DE}}^{\min}$ 、 $P_{\text{DE}}^{\max}$ 分别为柴油发电机出力的下限值与上限值; R_{DE} 为柴油发电机爬坡功率的限制常数。

⑥储能荷电状态功率约束、SOC 约束和循环周期始末电量相等约束如式(20)~式(23)。

$$0 \leq P_{\text{ch}}(t) \leq \beta P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{\text{dis}}(t) \leq (1-\beta) P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (21)$$

$$S^{\min} \leq S(t) \leq S^{\max} \quad (22)$$

$$\delta^+ \sum_{t=1}^N P_{\text{ch}}(t) \Delta t - \frac{1}{\delta^-} \sum_{t=1}^N P_{\text{dis}}(t) \Delta t = 0 \quad (23)$$

式中: $S^{\min}$ 、 $S^{\max}$ 分别为储能荷电状态的下限值与上限值; $P_{\text{ESS}}^{\max}$ 为储能系统的最大充放电功率。

式(22)为储能系统的 SOC 约束, 用于限制其在充电过程中过度充电或过度放电; 式(23)为储能系统的周期始末电量平衡约束, 要求其在调度周期始末时刻的荷电状态相等, 有利于储能参与连续调度的可持续性。

⑦需求响应负荷约束分析。

式(14)中包含绝对值项, 用于表述需求响应实际功率和目标响应功率之间的偏差。由于绝对值项的存在使得该式为非线性项, 为便于求解, 本文引入两个非负辅助变量 P_{DR1} 和 P_{DR2} , 将其转化为等价的线性形式, 具体如下:

$$C_{\text{DR}}(t) = K_{\text{DR}}(t) [P_{\text{DR1}}(t) + P_{\text{DR2}}(t)] \Delta t \quad (24)$$

$$P_{\text{DR}}(t) - P_{\text{DR}}^*(t) - [P_{\text{DR1}}(t) - P_{\text{DR2}}(t)] = 0 \quad (25)$$

$$P_{\text{DR1}}(t) \geq 0 \quad (26)$$

$$P_{\text{DR2}}(t) \geq 0 \quad (27)$$

⑧电网联络线传输功率约束如式(28)。

$$P_{\text{grid}}^{\min} \leq |P_{\text{grid}}| \leq P_{\text{grid}}^{\max} \quad (28)$$

式中: $P_{\text{grid}}^{\min}$ 、 $P_{\text{grid}}^{\max}$ 分别为联络线传输功率的下、上限值。

2.3 不确定性处理

2.1 节与 2.2 节所构建的模型为混合整数线性规划模型, 直接求解可得到确定性优化结果。然而, 在实际运行中, 微电网面临多种随机因素影响, 导致基于确定性模型的优化结果与实际运行状态之间存在较大偏差。为此, 本文在确定性模型的基础上, 进一步考虑可再生能源出力和负荷功率的不确定性, 并采用箱式不确定集 U 对其波动范围进行描述, 见式(29)。

$$U = \begin{cases} u = (P_{\text{PV},t}, P_{\text{WT},t}, P_{\text{load},t})^T \\ P_{\text{PV},t} \in [\hat{P}_{\text{PV},t} - \Delta P_{\text{PV},t}^{\max}, \hat{P}_{\text{PV},t} + \Delta P_{\text{PV},t}^{\max}] \\ P_{\text{WT},t} \in [\hat{P}_{\text{WT},t} - \Delta P_{\text{WT},t}^{\max}, \hat{P}_{\text{WT},t} + \Delta P_{\text{WT},t}^{\max}] \\ P_{\text{load},t} \in [\hat{P}_{\text{load},t} - \Delta P_{\text{load},t}^{\max}, \hat{P}_{\text{load},t} + \Delta P_{\text{load},t}^{\max}] \end{cases} \quad (29)$$

式中: u 为不确定性变量, 包括光伏、风电出力以及负荷功率变量; $P_{\text{PV},t}$ 、 $P_{\text{WT},t}$ 和 $P_{\text{load},t}$ 分别为考虑不确定性后的光伏出力、风电出力和负荷功率的实际值; $\hat{P}_{\text{PV},t}$ 、 $\hat{P}_{\text{WT},t}$ 和 $\hat{P}_{\text{load},t}$ 分别为光伏、风电和负荷在 t 时刻的预测功率; $\Delta P_{\text{PV},t}^{\max}$ 、 $\Delta P_{\text{WT},t}^{\max}$ 和 $\Delta P_{\text{load},t}^{\max}$ 分别为光伏、风电和负荷允许波动的最大偏差量。

2.4 两阶段鲁棒优化模型

综合 2.1 和 2.2 节所描述的目标函数和约束条件, 以及 2.3 节对可再生能源出力及负荷不确定性的描述, 微电网两阶段鲁棒优化模型的紧凑矩阵形式可表示为式(30)。

$$\begin{cases} \min_x \left\{ \max_{u \in U} \min_{y \in \Omega(x,u)} c^T y \right\} \\ \text{s.t. } Dy \geq d \\ Ky = k \\ Fx + Gy \geq h \\ J_u y = u \end{cases} \quad (30)$$

式中: c 为对应式(7)的目标函数系数列向量; D 、 K 、 F 、 G 、 J_u 分别为对应上述约束条件的系数矩阵; d 、 k 、 h 为常数列向量; $\Omega(x,u)$ 为变量 y 的可行域; x 、 y 为模型的优化变量, 其具体构成如式(31)。

$$\begin{cases} x = [u_{\text{ESS},t}, u_{\text{grid},t}]^T \\ y = [P_{\text{MT},t}, P_{\text{DE},t}, P_{\text{WT},t}, P_{\text{PV},t}, P_{\text{ch},t}, P_{\text{dis},t}, P_{\text{grid},t}, P_{\text{load},t}, P_{\text{DR},t}]^T \end{cases} \quad (31)$$

式中: $u_{\text{ESS},t}$ 为由式(5)中储能系统在各时段充放电状态 β 构成的行向量; $u_{\text{grid},t}$ 为由式(13)中微电网在各时段购电/售电状态 θ 构成的行向量; $P_{\text{MT},t}$ 、 $P_{\text{DE},t}$ 、 $P_{\text{WT},t}$ 、 $P_{\text{PV},t}$ 、 $P_{\text{ch},t}$ 、 $P_{\text{dis},t}$ 、 $P_{\text{grid},t}$ 、 $P_{\text{load},t}$ 、 $P_{\text{DR},t}$ 分别为 t 时刻微型燃气轮机、柴油发电机、风电、光伏、储能充电、储能放电、配电网交互、常规电负荷以及需求响应负荷的实际功率值。

由式(30)所示的目标函数可知, 该模型具有两阶段决策结构。第一阶段以 x 为优化变量, 目标为最小化系统运行成本; 第二阶段为最大最小化问题, 旨在求解微电网在最恶劣场景下运行成本最低的调度方案, 其优化变量为 u 和 y 。

3 求解方法及流程

针对上述两阶段鲁棒优化模型, 本文采用列与约束生成 (C&CG) 算法对其进行求解。该算法将原问题

分解为主问题和子问题^[15], 通过二者交替迭代求解实现收敛: 在主问题求解的基础上, 将子问题生成的约束引入主问题, 直至满足迭代终止条件。基于此, 对式(30)所示目标函数进行分解, 得到分解后的主问题可表示如下:

$$\left. \begin{array}{l} \min_x \alpha \\ \text{s.t. } \alpha \geq c^T y_n \\ Dy_n \geq d \\ Ky_n = k \\ Fx + Gy_n \geq h \\ J_u y_n = u_n^* \\ \forall n \leq l \end{array} \right\} \quad (32)$$

式中: α 为辅助变量, 表示在最恶劣不确定性场景下, 系统运行成本的最小上界; y_n 为 n 次迭代后子问题的解; u_n^* 为不确定变量 u 在 n 次迭代后所对应的最恶劣场景取值; l 为当前迭代次数。

分解后的子问题可表示如下:

$$\max_{u \in U} \min_{y \in Q(x, u)} c^T y \quad (33)$$

由式(33)可知, 分解后的子问题呈现为最大最小化的双层优化形式, 无法直接使用常规的求解器进行求解。为此, 本文基于强对偶理论, 引入拉格朗日乘子 γ 、 ρ 、 μ 、 π 将内层最小化问题转化成等价的 $\max$ 问题, 并与外层最大化问题进行合并, 从而将原双层子问题转化为如下单层优化形式:

$$\left. \begin{array}{l} \max_{u \in U} d^T \gamma + (h - Fx)^T \mu + u^T \pi \\ \text{s.t. } D^T \gamma + K^T \rho + G^T \mu + J_u^T \pi \leq c \\ \gamma \geq 0 \\ \mu \geq 0 \end{array} \right\} \quad (34)$$

式中: $u^T \pi$ 为双线性项。

根据线性规划极点原理, 当式(34)取得最大值时, u 所对应的取值 u^* 在不确定集 U 的极点处取得, 即不确定变量 u^* 将取其波动区间的边界值。对于本文所研究的微电网优化问题, 最恶劣场景通常对应于可再生能源出力取最小值、负荷功率取最大值的情形。为进一步控制优化方案的保守度, 本文引入不确定性调节参数, 对不确定集 U 进行改进, 具体形式如下:

$$U = \left\{ \begin{array}{l} u = (P_{PV,t}, P_{WT,t}, P_{load,t})^T \\ P_{PV,t} = \hat{P}_{PV,t} - B_{PV,t} \Delta P_{PV,t}^{\max} \\ P_{WT,t} = \hat{P}_{WT,t} - B_{WT,t} \Delta P_{WT,t}^{\max} \\ P_{load,t} = \hat{P}_{load,t} + B_{load,t} \Delta P_{load,t}^{\max} \\ \sum_{t=1}^N B_{PV,t} \leq \sigma_{PV} \\ \sum_{t=1}^N B_{WT,t} \leq \sigma_{WT} \\ \sum_{t=1}^N B_{load,t} \leq \sigma_{load} \end{array} \right. \quad (35)$$

式中: $B_{PV,t}$ 、 $B_{WT,t}$ 和 $B_{load,t}$ 为二进制变量, 分别表示光

伏、风电和负荷的不确定变量在 t 时刻是否取其波动区间的边界值, 取 1 表示该时刻取边界值, 取 0 表示未取边界值; σ_{PV} 、 σ_{WT} 和 σ_{load} 为引入的不确定性调节参数, 其取值范围为 $0 \sim M$ 间的整数, 用于控制鲁棒优化的保守程度。

基于上述定义, 引入二进制变量向量 $B = [B_{PV,t}, B_{WT,t}, B_{load,t}]^T$ 和辅助变量 $B' = [B'_{PV,t}, B'_{WT,t}, B'_{load,t}]^T$, 将式(35)问题转化为如下形式:

$$\left. \begin{array}{l} \max_{u \in U} d^T \gamma + (h - Fx)^T \mu + \hat{u}^T \pi + \Delta u^T B' \\ \text{s.t. } D^T \gamma + K^T \rho + G^T \mu + J_u^T \pi \leq c \\ 0 \leq B' \leq \bar{\pi} B \\ \pi - \bar{\pi}(1 - B) \leq B' \leq \pi \\ \sum_{t=1}^N B_{PV,t} \leq \sigma_{PV} \\ \sum_{t=1}^N B_{WT,t} \leq \sigma_{WT} \\ \sum_{t=1}^N B_{load,t} \leq \sigma_{load} \end{array} \right\} \quad (36)$$

式中: $\hat{u} = [\hat{P}_{PV,t}, \hat{P}_{WT,t}, \hat{P}_{load,t}]^T$; $\bar{\pi}$ 为对偶变量的上界, 可取极大正实数; $\Delta u = [\Delta P_{PV,t}^{\max}, \Delta P_{WT,t}^{\max}, \Delta P_{load,t}^{\max}]^T$ 。

通过上述推导与转换, 两阶段鲁棒优化模型最终被分解为主问题式(32)和子问题式(36)。采用列与约束生成 (C&CG) 算法对二者进行迭代求解, 具体求解流程如图 2 所示。

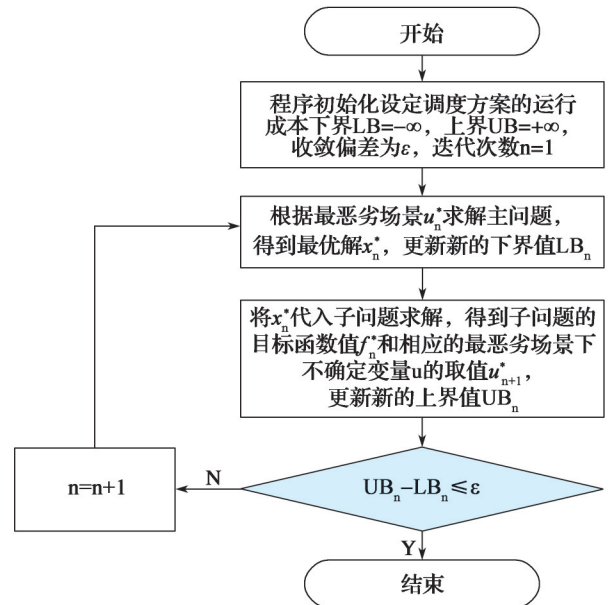


图2 两阶段鲁棒模型求解流程图

Fig. 2 Flowchart for solving the two-stage robust optimization model

4 园区微电网优化调度算例

4.1 系统配置与基本参数

为验证所提模型与算法的有效性, 本文选取湖南

省株洲市某园区微电网为研究对象进行优化调度分析。该微电网系统主要由城市配电网、分布式光伏、微型燃气轮机及电储能装置构成，各设备的具体参数如表 1 所示。系统采用的分时电价参考湖南省 2024 年 4 月份 1~10 kV 两部制工商业用电价格政策^[16]，其分时电价曲线如图 3 所示。

表 1 微电网系统各设备参数表

Table1 Parameters of microgrid system components

类型	装机容量/ 量/MW	功率上 限/MW	功率下 限/MW	爬坡功率上限/ (MW·min ⁻¹)	运维单价/ (元·(kWh) ⁻¹)
与城市电网交互	10.00	10.00	-10.00	-	0
光伏	2.10	2.10	0	-	0
微型燃气轮机	3.00	3.00	0	1	0.670
储能设备	1.25	1.25	-1.25	-	0.026

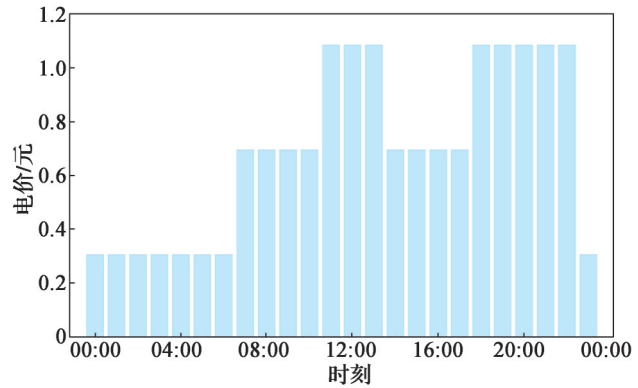


图 3 湖南省 4 月份 1~10 kV 分时电价图

Fig. 3 Time-of-use tariff for 1~10 kV supply in Hunan province (April)

4.2 结果分析

两阶段鲁棒优化模型的迭代收敛过程如图 4 所示。本文设定收敛偏差为 5，由图 4 可知，算法在第 5 次迭代时满足收敛条件，此时上界（UB）与下界（LB）之差为 2.027 5，小于收敛容差，表明算法已达到收敛性。

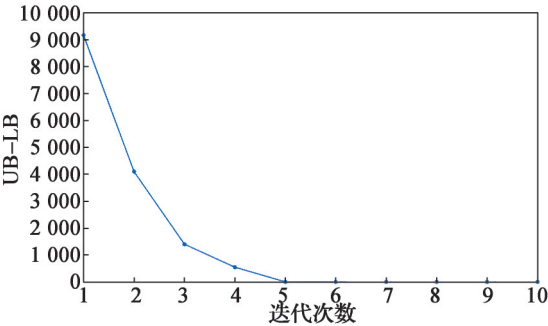


图 4 两阶段鲁棒优化模型的算法收敛曲线图

Fig. 4 Algorithm convergence curve of the two-stage robust optimization model

图 5 和图 6 分别为负荷功率和光伏出力曲线图，阴影部分表示本文所考虑的不确定集，其中负荷的波动

偏差取其预测值的 10%，光伏出力的波动偏差取其预测值的 15%。实际负荷和光伏实际出力曲线为考虑不确定性调节参数后的模型优化调度结果。

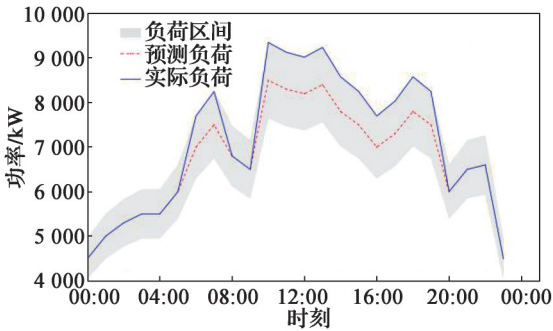


图 5 负荷功率曲线图

Fig. 5 Load power curve

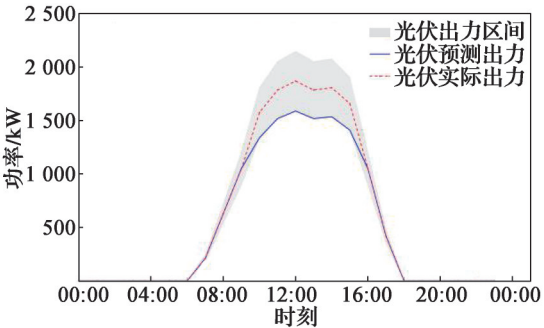


图 6 光伏出力曲线图

Fig. 6 PV output curve

图 7、图 8 分别为储能充放电功率曲线、储能荷电状态随电价变化曲线图。由图 7 可知，储能系统呈现“两充两放”的调度策略，结合图 8 可更清晰地观察储能能在峰、平、谷电价引导下的运行状态。为延长储能系统使用寿命，设定其最小剩余容量为额定容量的 5%，最大允许容量为额定容量。具体运行过程如下：在 23:00 至次日 7:00 的电价低谷时段，储能由最小剩余容量充电至最大允许容量；进入第一个平时段后，储能保持该荷电状态不变；在第一个高峰时段，储能基本放电至接近最小剩余容量，完成第一个充放电循环；随后，在第二个平时段，储能再次充电至最大允许容量，在第二个高峰时段，储能再次放电至最小剩余容量，完成第二个充放电循环。

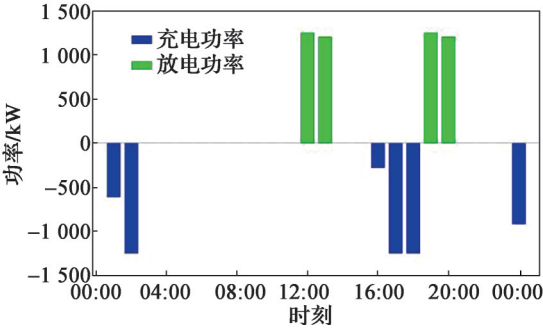


图 7 储能充放电功率

Fig. 7 ESS charge and discharge power

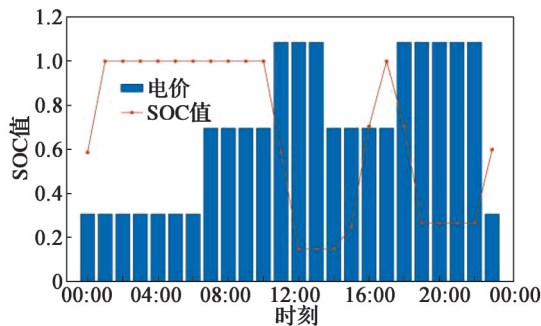


图8 储能SOC值变化曲线
Fig. 8 ESS SOC curve

需求响应负荷的实际用电计划与期望用电计划的对比情况如图9所示。本文考虑的需求响应负荷为可转移负荷，从图9可以看出，在满足总用电需求及各时段运行约束前提下，微电网将11:00—13:00和18:00—22:00的用电需求转移至23:00及次日01:00—06:00时段。这一调度策略将电价高峰时段的负荷转移至电价低谷时段，减少了微电网在高电价时段的购电量，从而有效降低了微电网的整体运行成本。

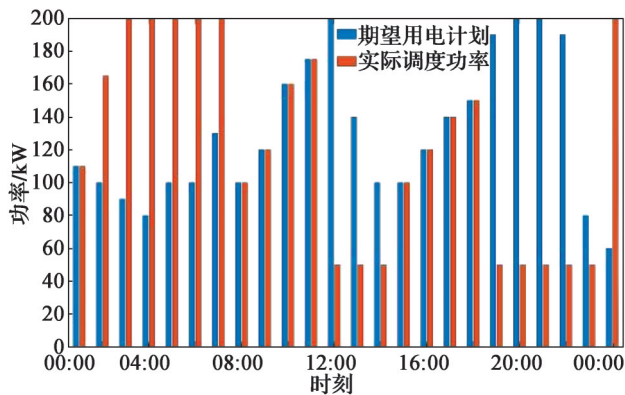


图9 需求响应负荷实际/期望用电计划
Fig. 9 Actual and expected electricity usage for demand response loads

各设备出力与负荷之间的分时电量平衡关系如图10所示。由图10可知，园区电力供应的主要来源为配电网，且微电网未向配电网输送电能，光伏所发电量全部由园区负荷就地消纳；微型燃气轮机出力相对稳定，仅在夜间负荷较低时段有下降；储能系统则呈现“两充两放”的调度策略，有效发挥了削峰填谷的作用。

鲁棒优化和确定性优化两种方案的成本构成如表2所示。由表2可知，虽然鲁棒优化的日前调度成本高于确定性优化，但并不能据此认为确定性优化方案更优。在实际运行中，天气变化和负荷波动不可避免，这将导致计划用电曲线与实际运行曲线之间产生不平衡量。为保障微电网的安全稳定运行，该不平衡量需在实时市场进行平衡。由于实时市场的购电/售电电价通常高于日前市场，确定性优化方案的日内调整成本将相应增加。本文设定实时市场的购电电价为日前市场的1.5

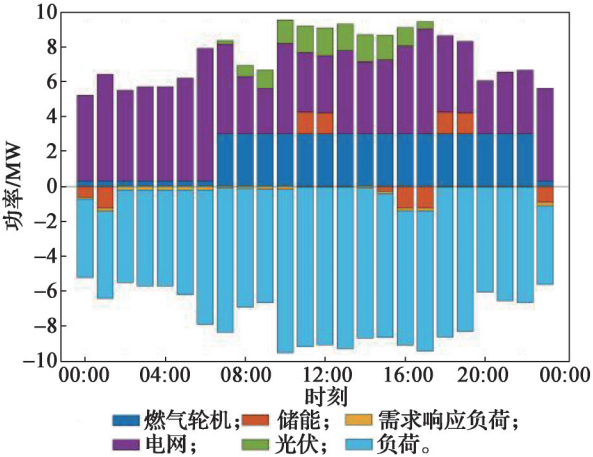


图10 分时电量平衡图
Fig. 10 Time-of-use power balance

倍，售电电价为日前市场的0.5倍^[2]，以鲁棒优化结果产生的不平衡量为基准，确定性优化方案需要在日内补偿11 630.95元的调整成本。综合来看，鲁棒优化方案的总调度成本低于确定性优化方案，表明鲁棒优化方案具有更强的鲁棒性，能更有效地应对实时市场电价波动的风险。

表2 鲁棒优化与确定性优化两种方案成本对比分析

Table2 Cost comparison between robust optimization and deterministic optimization 元		
成本/项目	鲁棒优化方案	确定性优化方案
日前调度成本	103 647.41	94 481.24
日内调整成本	—	11 630.95
总调度成本	103 647.41	106 112.19

考虑需求响应负荷和不考虑需求响应负荷的两种方案成本对比如表3所示，其中需求响应用户的补偿单价为0.32元/(kWh)^[2]。结果表明，虽然需求响应调度过程中需向用户支付补偿成本，但考虑需求响应的总调度成本仍低于不考虑需求响应的情况，这说明考虑需求响应负荷的调度策略有利于降低用户的用电成本。

表3 考虑需求响应负荷与不考虑需求响应负荷方案成本对比分析

Table 3 Comparison of costs with and without demand response loads 元		
成本项目	考虑需求响应负荷	不考虑需求响应负荷
总调度成本	103 647.41	103 895.32
其中：需求响应负荷成本	1 627.31	2 388.82
需求响应补偿成本	513.60	0

5 结论

本文构建了包括光伏、储能、燃气轮机、电网、

常规负荷及需求响应负荷的微电网系统,在考虑可再生能源出力和负荷功率不确定性的基础上,建立了以运行成本最低为目标的微电网两阶段鲁棒优化模型,并采用列与约束生成(C&CG)算法对模型进行求解,得到最恶劣场景下最低运行成本的调度方案,同时对不同优化方案进行了成本对比分析。主要结论如下:

① 所建模型能有效优化微电网各设备的日前出力计划,光伏发电被园区负荷全额消纳,储能能在峰、平、谷电价引导下实现两充两放,需求响应负荷对价格信号做出有效转移响应,促进微电网系统优化运行。

② 与确定性优化相比,鲁棒优化具有更强的鲁棒性及更强的抵御实时电价波动风险的能力,且考虑需求响应负荷的调度策略有利于降低用户的用电成本,验证了所提方法的有效性与经济性。

参考文献:

- [1] 刘一欣,郭力,王成山.微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法[J].中国电机工程学报,2018,38(14):4013-4022.
LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch of microgrid based on two stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022.
- [2] 魏明奎,周全,周泓,等.基于两阶段鲁棒优化的西南地区微电网经济调度[J].中国电力,2019,52(11):1-8.
WEI Mingkui, ZHOU Quan, ZHOU Hong, et al. Economic dispatch of microgrid in southwest China based on two-stage robust optimization[J]. Electric power, 2019, 52(11): 1-8.
- [3] 王灿,张雪菲,凌凯,等.基于区间概率不确定集的微电网两阶段自适应鲁棒优化调度[J].中国电机工程学报,2024,44(5):1750-1763.
WANG Can, ZHANG Xuefei, LING Kai, et al. Two-stage adaptive robust optimal scheduling based on the interval probability uncertainty set for microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1750-1763.
- [4] 张军,张中丹,王洲,等.基于数据驱动的微电网双层鲁棒优化调度[J].电气传动,2022,52(1):68-75.
ZHANG Jun, ZHANG Zhongdan, WANG Zhou, et al. Double layer robust optimal dispatching of micro-grid based on data-driven[J]. Electric drive, 2022, 52(1): 68-75.
- [5] 陈宋宋.电力需求响应技术现状与发展建议[EB/OL]. (2022-09-16) [2025-10-10]. <https://ricn.sjtu.edu.cn/Web/Show/568>.
CHEN Songsong. Technology current status and development suggestions of power demand response[EB/OL]. (2022-09-16) [2025-10-10]. <https://ricn.sjtu.edu.cn/Web/Show/568>.
- [6] 张程,匡宇,刘佳静,等.考虑需求侧管理的风光燃储微电网两阶段优化调度[J].电力系统保护与控制,2022,50(24):13-22.
ZHANG Cheng, KUANG Yu, LIU Jiajing, et al. Two-stage optimal scheduling of a wind, photovoltaic, gas turbine, fuel cell and storage energy microgrid considering demand-side management[J]. Power system protection and control, 2022, 50(24): 13-22.
- [7] 尚文强.考虑需求侧响应不确定性的多能互补微电网两阶段鲁棒优化协同调度方法[D].咸阳:西北农林科技大学,2023.
SHANG Wenqiang. Two-stage robust optimal cooperative scheduling method for multi-energy complementary microgrids considering demand-side response uncertainty[D]. Xianyang: Northwest A&F University, 2023.
- [8] 杨森,张寿明.考虑需求响应的微电网最优经济运行及改进人工蜂群算法[J].云南大学学报(自然科学版),2024,46(4):630-641.
YANG Sen, ZHANG Shouming. Optimal economic operation of microgrid considering demand response and improved artificial colony algorithm[J]. Journal of Yunnan university(natural sciences edition), 2024, 46(4): 630-641.
- [9] 周博,艾小猛,方家琨,等.计及超分辨率风电出力不确定性的连续时间鲁棒机组组合[J].电工技术学报,2021,36(7):1456-1467.
ZHOU Bo, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Continuous-time modeling based robust unit commitment considering beyond-the-resolution wind power uncertainty[J]. Transactions of China electrotechnical society, 2021, 36(7): 1456-1467.
- [10] 蔡瑶,卢志刚,孙可,等.计及源荷不确定性的独立型交直流混合微网多能源协调优化调度[J].电工技术学报,2021,36(19):4107-4120.
CAI Yao, LU Zhigang, SUN Ke, et al. Multi-energy coordinated optimal scheduling of isolated AC/DC hybrid microgrids considering generation and load uncertainties[J]. Transactions of China electrotechnical society, 2021, 36(19): 4107-4120.
- [11] 顾雪平,白岩松,李少岩,等.考虑风电不确定性的电力系统恢复全过程两阶段鲁棒优化方法[J].电工技术学报,2022,37(21):5462-5477.
GU Xueping, BAI Yansong, LI Shaoyan, et al. Two stage robust optimization method for the whole-process power system restoration considering wind power uncertainty[J]. Transactions of China electrotechnical society, 2022, 37(21): 5462-5477.
- [12] 周鹤宁.基于改进粒子群算法的微电网优化调度[D].沈阳:沈阳工程学院,2021.
ZHOU Hening. Optimal dispatch of microgrid based on improved particle swarm algorithm[D]. Shenyang: Shenyang Insitute of Engineering, 2021.
- [13] 黄敏.基于改进粒子群算法的微电网多目标优化运行研究[D].重庆:重庆大学,2014.
HUANG Min. Research of multi-objective optimal operation for a micro-grid based on improved particle swarm opti-

mization[D]. Chongqing: Chongqing University, 2014.

[14] 国家统计局. 2023 中国统计年鉴[M]. 北京: 中国统计出版社, 2023.

National Bureau of Statistics. China statistical yearbook[M]. Beijing: China Statistics Press, 2023.

[15] 随权, 林湘宁, 童宁, 等. 基于改进两阶段鲁棒优化的主动配电网经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2166-2179.

SUI Quan, LIN Xiangning, TONG Ning, et al. Economic dispatch of active distribution network based on improved two-stage robust optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2166-2179.

[16] 国网湖南省电力有限公司. 国网湖南省电力有限公司 2024 年 4 月代理购电价格公告[EB/OL]. (2024-03-28) [2025-10-10]. <https://csc-static.sgcc.com.cn:28888/omg-static/99303281741144232862101419741782.html>.

State grid Hunan electric power company limited. April 2024 proxy electricity purchase price announcement of state grid Hunan electric power company limited[EB/OL]. (2024-03-28) [2025-10-10]. <https://csc-static.sgcc.com.cn:28888/omg-static/99303281741144232862101419741782.html>.

Research on two-stage robust optimization for microgrid dispatching considering demand response loads

SHI Dongshan, SI Qibu, YI Kang, WANG Tao, MAO Zhengjiang

(Comprehensive Energy Business Unit of CRRC Zhuzhou Institute Co., Ltd., Zhuzhou, Hunan 412001, China)

Abstract: Optimal dispatching is key to improving energy utilization and the economic operation of microgrid systems. The growing integration of new elements such as distributed power sources and electric vehicles greatly challenges power system balancing. This paper focuses on microgrid systems that integrate photovoltaic (PV) generation, energy storage systems (ESS), gas turbine generation, power grids, conventional loads and demand response loads. A two-stage robust optimization model that minimized operating cost was developed for microgrids, accounting for uncertainties in renewable energy output and load power. The column-and-constraint generation (C&CG) algorithm was incorporated to solve the model. The paper presented a comparison between robust optimization and deterministic optimization, and analyzed economic performance with or without demand response loads. Results show that the model effectively optimizes day-ahead output plans for various microgrid components and improves the system’s ability to consume renewable energy; ESSs implement a two-charge and two-discharge mode under tariff guidance and demand response loads make transfer responses to price signals. The proposed robust optimization with demand response supports economic dispatching of microgrids in industrial parks and provide strategic reference for their optimal operation.

Keywords: microgrid system; two-stage robust optimization; demand response; economic dispatching