

计及共享储能与柔性负荷的微电网 鲁棒优化调度

周步祥, 黄 伟, 臧天磊

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘 要: 光伏及风力发电等间歇性新能源的快速发展增加了微电网对储能的需求。共享储能及柔性负荷参与调度可以优化负荷曲线以及降低储能成本。为此, 提出一种考虑共享储能与柔性负荷的两阶段鲁棒微电网优化调度方法。首先, 在日前调度阶段, 基于需求响应提前调度柔性负荷; 其次, 为了补偿日前阶段的决策, 日间通过云平台每小时修改共享储能的充放电状态。考虑不确定性的预测信息大部分情况下处于期望值附近, 为了寻求微电网运行的经济性和鲁棒性之间的平衡, 采用基于期望场景的两阶段鲁棒模型, 使用 C&CG 算法求解鲁棒可行解。仿真结果表明, 柔性负荷和共享储能能够有效协调, 以适应可再生能源和负荷需求的不确定性, 同时实现微电网效益的最大化, 从而有效平衡鲁棒性和经济性。

关键词: 共享储能; 微电网; 两阶段鲁棒优化; 柔性负荷; 不确定性

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.02.006 中图分类号: TM734 文章编号: 1673-9140(2023)02-0048-10

Robust optimal scheduling of microgrid considering shared energy storage and flexible load

ZHOU Buxiang, HUANG Wei, ZANG Tianlei

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The rapid development of intermittent new energy sources such as photovoltaics and wind power has increased the demand for energy storage in microgrids. Shared energy storage and flexible load scheduling can optimize load curves and reduce energy storage costs. To this end, a two-stage robust dispatching optimization method for microgrid considering shared energy storage and flexible load is proposed. Firstly, flexible loads are scheduled in advance based on demand response in the day-ahead scheduling stage. Then, in order to compensate for the decision-making in the day-ahead stage, the charging and discharging status of the shared energy storage is modified hourly through the cloud platform during the day. In most cases, the prediction information considering the uncertainty is near the expected value. In order to seek the balance between the economy and robustness of the microgrid operation, a two-stage robust model based on the expected scenario is adopted, and the column-and-constraint generation (C&CG) algorithm is used to obtain the robust and feasible solution. Simulation results show that the flexible load and shared energy storage can be effectively coordinated to adapt to the uncertainty of renewable energy and load demand, while maximizing the benefits of the microgrid, thus effectively balancing robustness and economy.

Keywords: shared energy storage; microgrid; two-stage robust optimization; flexible load; uncertainty

收稿日期: 2021-12-10; 修回日期: 2022-04-13

基金项目: 国家自然科学基金(51907097); 四川省科技计划项目(2020JDR0049)

通信作者: 臧天磊(1986—), 男, 博士, 特聘副研究员, 主要从事能源互联网(多能流系统)能量管理与安全分析; E-mail: zangtianlei@126.com

微电网可消纳清洁能源,其靠近用户侧,造成的能源浪费少,是实现新型电力系统低碳转型的有效方案。然而,风光出力的波动性和间歇性以及多变的负荷需求给微电网运行带来了巨大挑战,这可能导致运行成本增加或违反运行约束^[1-3]。

为了促进微电网能源管理,柔性负荷提供了一种提高可再生能源利用效率的有效手段,在高峰期转移或减少负荷需求^[4]。文献[5-6]中指出适当比例的柔性负荷可以提高系统的灵活性,并更好地适应可再生分布式电源的日益普及。此外,文献中指出柔性负荷可通过响应不同的电价来激励客户改变电力消费。所有这些工作表明,通过柔性负荷转移微电网中的负荷需求,从而匹配可再生能源发电,提高可再生能源的利用效率。

然而,转移负荷需求的能力有限,无法在短时间内跟踪不确定性。因此,仅依靠柔性负荷并不能保证微电网在不确定性下的可靠优化运行。储能的应用被认为是一种有效解决方案^[7],不过当前储能成本较高,用户并不具备建设储能设施的能力,限制了分布式储能的广泛应用。基于分布式储能成本较高,近年来,有学者提出了共享储能的新概念^[1]。共享储能可以改善分布式储能投资规模大、投资成本高的缺点,在共享储能中,通过共享未充分利用的储能能源,运营成本可以进一步降低^[8]。文献[9]提出在工业园区内配置共享储能,可以较低的成本向住宅和小型商业消费者等用户提供储能服务;文献[10]指出在发电侧使用“共享储能”模式,既能降低发电侧对新建储能的需求,又能降低投资成本。但以上文献均未考虑共享储能运行成本的问题。

要解决不确定性下的微电网运行优化,有2种主要方法:一是基于传统的随机规划技术,需要场景生成技术,如蒙特卡罗模拟,以获得大量的场景来逼近不确定性^[11-12]。然而,随机优化只能为约束满足提供概率保证;此外,通常难以准确表征不确定变量的概率分布,并且由于需要大量的场景,随机优化的计算负担总是很重。二是鲁棒优化技术在电力系统规划和调度中得到了越来越多的关注。鲁棒优化首先在预先定义的不确定性集合中搜索最差情况,然后在这些最差情况下优化目标。由于

鲁棒优化是在最坏的情况下获得的,因此,这些解对于任何不确定性的实现都是鲁棒的^[13-14]。尽管鲁棒优化在处理不确定性问题方面具有明显的优势,但上述研究中采用的鲁棒优化方法都是基于最差情景来优化系统的经济运行。更保守的操作稳健性将伴随着更高的系统成本。最坏的情况在实际中很少发生,且预测值大多数情况下均处于期望值附近,因此,实施期望场景下的微电网调度更符合工程实际。

基于上述背景,本文构建一种包含共享储能和柔性负荷的微电网架构。在微电网中通过云平台进行储能共享,共享储能服务中心在云平台上运营,为用户提供储能服务;以微电网运行成本最低为目标,考虑共享储能和柔性负荷,构建一种基于期望场景的微电网调度鲁棒优化模型;采用列和约束生成(column and constraint generation, C&CG)算法对模型进行求解,并验证所提出的期望场景鲁棒方法能够在不确定性条件下降低微电网的总运行成本,共享储能与柔性负荷参与调度可以实现削峰填谷,减小微电网的波动。

1 计及柔性负荷和共享储能的微电网

微电网主要包括风力发电机、光伏机组、共享储能及用户,如图1所示。对比传统微电网,储能被放置在能量共享云平台上^[15],云平台中的物理设施由第三方集中构建和运营。云平台需要根据利润、所需容量大小、运行折旧和存储闲置惩罚等经济和安全因素设定合理的共享储能服务价格。

对于用户来说,云平台提供的能源服务类似于信息计算和存储的云服务。一方面,用户对储能设施没有所有权,但有权在一定时期内使用;另一方面,用户只需向云平台发送调度指令,即可获得相应的能源服务。此外,微电网还可以与云平台和主电网进行双向电力交换。对比分布式储能,共享储能优势:①用户只需在相应的时间内支付订阅的能源服务,并可以根据实际需求定期调整共享储能的容量;②共享储能模式的利润来源于规模经济效应、互补特性、设备集中管理和资源充分利用。

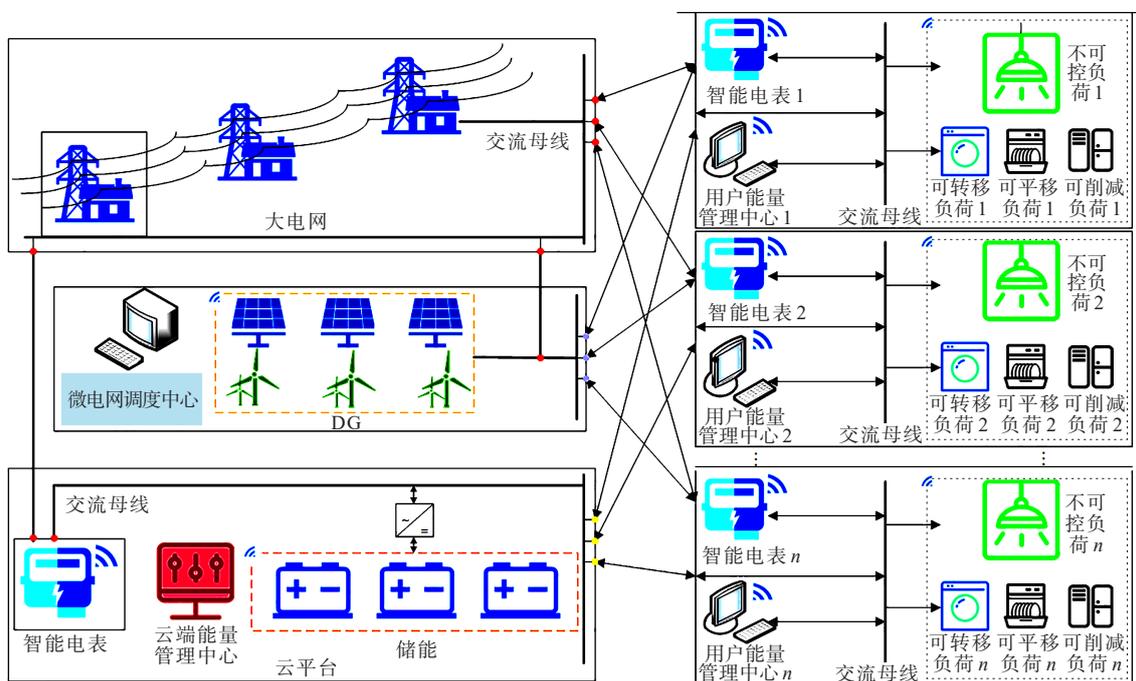


图1 含柔性负荷与共享储能的电网系统

Figure 1 Power grid system with flexible load and shared energy storage

1.1 柔性负荷

对比激励型负荷,价格型需求侧响应的负荷以中断型负荷为主,种类很多,调度资源更多,能更好地达到削峰填谷的目的。用户可以参与基于电价的需求响应,根据负荷参与电力调度的程度不同,一般分为不可调度负荷、柔性负荷2类^[4]。所有用户消耗的总功率为

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{load,fl}}(t) + P_{\text{load,un}}(t) \quad (1)$$

式中, $P_{\text{load,un}}(t)$ 为不可调度负荷的总功率; $P_{\text{load,fl}}(t)$ 为柔性负荷的总功率。

不可调度负荷主要包括电视、计算机、照明和冰箱等负载,这些负载不参与优化调度;柔性负荷是指可以转移到其他时间参与调度的负荷,通常以额定功率运行。

$$\sum_{t=\alpha_a}^{\beta_a} a_j(t) = d_a, \forall a \in J \quad (2)$$

$$a_j(t) = \begin{cases} 0, & \text{if } t \notin [\alpha_a, \beta_a], \\ \{0, 1\}, & \text{if } t \in [\alpha_a, \beta_a], \end{cases} \forall a \in J \quad (3)$$

$$P_{\text{load,fl}}(t) = \sum_{n=1}^J a_j(t) P_{j,\text{fl}}(t) \quad (4)$$

式(2)~(4)中, d_a 为柔性负荷总体工作时间间隔,允许的工作范围 $[\alpha_a, \beta_a]$ 限制了柔性负荷的工作时间间隔; J 为柔性负荷的数量; a_j 为柔性负荷的状态,0

为空闲状态,1为工作状态。

柔性负荷可分为可转移负荷、可平移负荷以及可削减负荷3种。

1) 可转移负荷。在3种柔性负荷当中,可转移负荷灵活度较高,可以改变负荷运行时间,在使用过程中可中断^[16]。典型的可转移负荷包括洗碗机、烘干机等生活清洁负荷。

$$\begin{cases} L_t^{\text{tr}} = L_{\text{ra}}^{\text{tr}} E_t^{\text{tr}}, \\ \sum_{\alpha_a}^{\beta_a} a_j^{\text{tr}} = d_a^{\text{tr}}, \quad t \in [\alpha_{\text{tr}}, \beta_{\text{tr}}] \end{cases} \quad (5)$$

式中, L_t^{tr} 为 t 时段可转移负荷的功率; $L_{\text{ra}}^{\text{tr}}$ 为用户可转移负荷的比例; E_t^{tr} 为 t 时段的可转移负荷总功率; a_j^{tr} 为可转移负荷的状态,1代表转移状态,0代表未转移状态; d_a^{tr} 为可转移负荷总的工作时间间隔;可转移负荷可以被转移的区间为 $[\alpha_{\text{tr}}, \beta_{\text{tr}}]$ 。

可转移负荷的经济补偿费用为

$$C_{\text{tr}} = \frac{1}{2} C_{\text{pr}}^{\text{tr}} \sum_{\alpha_a}^{\beta_a} |L_t^{\text{tr}} - P_t^{\text{tr}}| \quad (6)$$

式中, $C_{\text{pr}}^{\text{tr}}$ 为可转移负荷单位功率的补偿价格,设定为0.07元/kW; P_t^{tr} 为 t 时段转移前的可转移负荷功率。

2) 可平移负荷。可平移负荷工作时段可随着用电计划改变调整用电时间,但在使用过程中不可中断^[17-18]。平移时负荷需要整体平移,不能分段平

移。典型的可平移负荷包括电动汽车的充电以及智能家居等负荷。

$$\begin{cases} L_t^{\text{sh}} = L_{\text{ra}}^{\text{sh}} E_t^{\text{sh}}, \\ \sum_{\alpha_{\text{sh}}}^{\beta_{\text{sh}}} a_j^{\text{sh}} = d_a^{\text{sh}}, \quad t \in [\alpha_{\text{sh}}, \beta_{\text{sh}}] \end{cases} \quad (7)$$

式中, L_t^{sh} 为 t 时段用户同意平移的可平移负荷的功率; $L_{\text{ra}}^{\text{sh}}$ 为用户同意平移的可平移负荷比例; E_t^{sh} 为 t 时段的可平移负荷总功率; a_j^{sh} 为可平移负荷的状态, 1 代表平移状态, 0 代表未平移状态; d_a^{sh} 为可平移负荷总的工作时间间隔; 可平移负荷可以被平移的区间为 $[\alpha_{\text{sh}}, \beta_{\text{sh}}]$ 。

可平移负荷的经济补偿费用为

$$C_{\text{sh}} = \frac{1}{2} C_{\text{pr}}^{\text{sh}} \sum_{\alpha_{\text{sh}}}^{\beta_{\text{sh}}} |L_t^{\text{sh}} - P_t^{\text{sh}}| \quad (8)$$

式中, $C_{\text{pr}}^{\text{sh}}$ 为可平移负荷单位功率的补偿价格, 设定为 0.03 元/kW; P_t^{sh} 为 t 时段平移前的可平移负荷功率。

3) 可削减负荷。在满足用户需求的前提下, 可削减负荷可随着用电计划进行部分削减。典型的可削减负荷包括部分照明灯的使用数量及强度等负荷。

削减后的负荷功率为

$$L_t^{\text{re}} = (1 - \partial a_j^{\text{re}}) E_t^{\text{re}} \quad (9)$$

式中, L_t^{re} 为被削减后该时段的负荷功率; ∂ 为可削减负荷的削减比例, a_j^{re} 为可削减负荷的状态; 1 代表削减状态, 0 代表未削减状态; E_t^{re} 为被削减前该时段的负荷功率。

可削减负荷的经济补偿费用为

$$C_{\text{re}} = C_{\text{pr}}^{\text{re}} \sum_{t=1}^T \partial E_t^{\text{re}} \Delta t \quad (10)$$

式中, $C_{\text{pr}}^{\text{re}}$ 为可削减负荷单位功率的补偿价格, 设定为 0.26 元/kW。

1.2 共享储能运行成本

共享储能运行成本由两部分组成: 日常服务成本和对共享储能闲置的惩罚。本文采用能量通过量来衡量共享储能的运行成本。假设共享储能具有能量通过量, 并且在其工作寿命期间可以达到总量。能量通过量受云平台充电状态 (cloud state of charge, CSOC) 影响, $C_{\text{SOC}}(t)$ 表示当前容量 $E_{\text{CES, cur}}$ 与用户订阅的额定容量 $E_{\text{CES, ra}}$ 的比率。充电和放电操作之间始终存在动态能量守恒。

$$\begin{cases} C_{\text{SOC}} = \frac{E_{\text{CES, cur}}}{E_{\text{CES, ra}}} \\ C_{\text{SOC}}(t) = (1 - \delta_{\text{CES}}) C_{\text{SOC}}(t-1) + \frac{\Delta t P_{\text{CES}}^{\text{ch}}(t) \lambda_{\text{CES}}^{\text{ch}}}{E_{\text{CES, u}}} - \frac{\Delta t P_{\text{CES}}^{\text{dch}}(t)}{\lambda_{\text{CES}}^{\text{dch}} E_{\text{CES, ra}}} \end{cases} \quad (11)$$

式中, δ_{CES} 为共享储能的自放电效率; $P_{\text{CES}}^{\text{ch}}(t)$ 、 $P_{\text{CES}}^{\text{dch}}(t)$ 分别为共享储能充、放电功率; $\lambda_{\text{CES}}^{\text{ch}}$ 、 $\lambda_{\text{CES}}^{\text{dch}}$ 分别为共享储能充、放电效率。

与 CSOC 相关的寿命加权因子、共享储能的日能量通过量以及共享储能的总寿命周期成本分别为

$$W_{\text{CSOC}}(t) = \begin{cases} b_1, & \text{if } 0 \leq C_{\text{SOC}}(t) \leq 0.5 \\ b_2 \cdot C_{\text{SOC}}(t) + b_3, & \text{if } 0.5 < C_{\text{SOC}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (12)$$

$$L_{\text{CES, day}} = \sum_{t=1}^T \{ W_{\text{CSOC}}(t) \cdot [P_{\text{CES}}^{\text{ch}}(t) + P_{\text{CES}}^{\text{dch}}(t)] \} \quad (13)$$

$$C_{\text{TL, CES}} = \sum_{y=1}^{Y_{\text{CES}}} \frac{C_{\text{OM, y, CES}} \cdot (1 - R_{\text{tax}})}{(1 + R_{\text{tax}})^y} + C_{\text{ini, CES}} - \frac{C_{\text{RV, CES}}}{(1 + R_{\text{tax}})^{Y_i}} \quad (14)$$

式(14)中, $C_{\text{ini, CES}}$ 为初始投资成本; $C_{\text{OM, y, CES}}$ 为年运行和维护成本; $C_{\text{RV, CES}}$ 为系统剩余价值。

共享储能的日常服务成本、单位能量通过量的价格分别为

$$C_{\text{CES, day}} = L_{\text{CES, day}} \cdot V_{\text{CES, pr}} \quad (15)$$

$$V_{\text{CES, pr}} = \frac{C_{\text{TL, CES}}}{L_{\text{TL, CES}}} \quad (16)$$

式(15)取决于单位能量通过量的价格和共享储能的日能量通过量; 式(16)可定义为共享储能的总寿命周期成本除以总能量通过量。

当储能资源不能被充分利用时, 需要一个惩罚条款来避免存储闲置。

$$C_{\text{CES, pen}} = \gamma \cdot E_{\text{CES, u}} \cdot (C_{\text{SOC, max}} - C_{\text{SOC, min}}) \cdot \left(1 - \frac{\max \{ C_{\text{SOC}}(t) \} - \min \{ C_{\text{SOC}}(t) \}}{C_{\text{SOC, max}} - C_{\text{SOC, min}}} \right) \quad (17)$$

式中, $C_{\text{CES, pen}}$ 为一天内共享储能闲置的罚款, 一般来说, 该值是非负值, 并且小于单位能量通过量的成本; γ 为云平台给出的惩罚系数, 适当的惩罚系数可以提高储能系统的利用率。

共享储能运行成本为

$$C_{\text{CES}} = C_{\text{CES, day}} + C_{\text{CES, pen}} \quad (18)$$

2 目标函数及约束条件

2.1 目标函数

本文以微电网运行成本最小为目标,建立期望场景下考虑风光出力和负荷不确定性的微电网两阶段优化鲁棒调度模型。第1阶段提前一天基于电价对柔性负荷进行调度;第2阶段基于共享储能每小时调度一次,以跟踪不确定性并补偿第1阶段的决策。这种协调方法旨在最大限度地降低运行成本,提高风力发电机、光伏机组和负载不确定性下的运行可靠性。目标函数如下:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f = C_{\text{CES}} + C_{\text{WT}} + C_{\text{PV}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{fl}} \\ C_{\text{fl}} = C_{\text{tr}} + C_{\text{sh}} + C_{\text{re}} \\ C_{\text{WT}} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N_{\text{WT}}} C_{\text{WT,OM}} P_{\text{WT},n,t}(t) \\ C_{\text{PV}} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N_{\text{PV}}} C_{\text{PV,OM}} P_{\text{PV},n,t}(t) \\ C_{\text{grid}} = \sum_{t \in T} V_{\text{buy}}^{\text{grid}} P_{\text{buy}}^{\text{grid}}(t) \end{array} \right. \quad (19)$$

式中, C_{fl} 、 C_{WT} 、 C_{PV} 、 C_{grid} 分别为柔性负荷响应成本、风力发电机运行成本、光伏机组运行成本及微电网与大电网的购电费用; $C_{\text{WT,OM}}$ 、 $C_{\text{PV,OM}}$ 分别为风力发电机和光伏机组单位功率运行成本系数; $V_{\text{buy}}^{\text{grid}}$ 为从大电网购电的电价。

2.2 约束条件

1) 电功率平衡约束。

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{buy}}^{\text{grid}}(t) + P_{\text{CES}}^{\text{dch}}(t) - P_{\text{CES}}^{\text{ch}}(t) + P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{loss}}(t), t \in [1, T] \quad (20)$$

式中, $P_{\text{loss}}(t)$ 为微电网的网损。

2) 购售电功率约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{\text{buy}}^{\text{grid}}(t) \leq P_{\text{buy,max}}^{\text{grid}}(t) \cdot u_{\text{grid}}(t) \\ u_{\text{grid}}(t) \in \{0, 1\} \end{array} \right. \quad (21)$$

式中, $u_{\text{grid}}(t)$ 为微电网向大电网购电的状态,0表示未向大电网购电,1表示向大电网购电。

3) 柔性负荷功率约束。对柔性负荷进行转移或者平移时需保持功率平衡。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{\alpha_{\text{tr}}} \beta_{\text{tr}}(L_{\text{tr}}) = \sum_{\alpha_{\text{tr}}} \beta_{\text{tr}}(P_{\text{tr}}) \\ \sum_{\alpha_{\text{sh}}} \beta_{\text{sh}}(L_{\text{sh}}) = \sum_{\alpha_{\text{sh}}} \beta_{\text{sh}}(P_{\text{sh}}) \end{array} \right. \quad (22)$$

4) 充电状态约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{SOC,min}} \leq C_{\text{SOC}}(t) \leq C_{\text{SOC,max}} \\ C_{\text{SOC}}(t) = C_{\text{SOC,ini}}, \text{ if } t = 0 \end{array} \right. \quad (23)$$

式中, $C_{\text{SOC,min}}$ 、 $C_{\text{SOC,max}}$ 分别为充电状态的最小、最大值; $C_{\text{SOC,ini}}$ 为最初的充电状态。

5) 储能状态约束。共享储能的最大允许充、放电功率和共享储能容量之间的关系为

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{\text{CES}}^{\text{ch}}(t) \leq P_{\text{CES}}^{\text{ch,max}} \cdot u_{\text{CES}}(t) \\ 0 \leq P_{\text{CES}}^{\text{dch}}(t) \leq P_{\text{CES}}^{\text{dch,max}} \cdot [1 - u_{\text{CES}}(t)] \\ u_{\text{CES}}(t) \in \{0, 1\} \\ P_{\text{CES}}^{\text{ch,max}} = P_{\text{CES}}^{\text{dch,max}} = \theta \cdot E_{\text{CES},u} \end{array} \right. \quad (24)$$

式中, $P_{\text{CES}}^{\text{ch,max}}$ 、 $P_{\text{CES}}^{\text{dch,max}}$ 分别为共享储能允许的最大充、放电功率; $u_{\text{CES}}(t)$ 为共享储能的状态,0为放电状态,1为充电状态; θ 是功率容量转换系数。

6) 可再生能源出力约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{WT},n,t}^{\text{min}} \leq P_{\text{WT},n,t} \leq P_{\text{WT},n,t}^{\text{max}}, \forall n, t \\ P_{\text{PV},n,t}^{\text{min}} \leq P_{\text{PV},n,t} \leq P_{\text{PV},n,t}^{\text{max}}, \forall n, t \end{array} \right. \quad (25)$$

式中, $P_{\text{WT},n,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{WT},n,t}^{\text{min}}$ 分别为风力发电机的最大、最小出力; $P_{\text{PV},n,t}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{PV},n,t}^{\text{min}}$ 分别为光伏机组的最大、最小出力。

3 两阶段改进鲁棒优化模型及算法

3.1 期望场景下两阶段鲁棒优化模型

由于最恶劣的情况发生概率极小,且大多数不确定预测值均处于期望值附近,为了改善传统两阶段鲁棒的保守性,本文采用基于期望场景的两阶段鲁棒模型,求解期望场景下的微电网调度最优解以及最优解可以适应最差条件下的不确定性。该模型可以用以下紧凑矩阵形式表示:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{x,y} (c^T x + d^T y + e) \\ \text{s.t. } Ax \geq b \\ Fx + Gy + Hu \leq v \\ Ix + Jy + Ku = w \\ u \in U \end{array} \right. \quad (26)$$

式中, c 、 d 、 e 、 A 、 F 、 G 、 H 、 I 、 J 、 K 为目标函数或约束条件的系数矩阵; b 、 v 、 w 为约束条件的常数列向量; x 为一组决策变量,这些变量可以在第1阶段进行优化,并被认为是“此时此地”的决策,此决策在

第2阶段是不可修改和固定的, x 为柔性负荷的二元变量,即 a_i ; y 为第2阶段共享储能调度的集合,包括 $P_{CES}^{ch}(t)$ 、 $P_{CES}^{dch}(t)$; u 为不确定性变量,即风电与光伏的输出。

对于预测的风力发电机和光伏机组出力,不确定性变量在不确定性集合中变化,可以支持鲁棒优化过程中的最坏情况^[18]。不确定性集合由允许的不确定性范围组成,其限制了不确定性,使优化问题变得实际。基于此,计及不确定性的风电与光伏输出分别为

$$U_{WT} = \{P_{WT,n,t} \in \mathbf{R}^{n_w} : \mu_{WT,L} \leq \frac{1}{n_n n_t} \sum_{n \in N_w} \sum_{t \in T} \frac{P_{WT,n,t}}{P_{WT,n,t}^{fc}} \leq \mu_{WT,U}, P_{WT,n,t}^{\min} \leq P_{WT,n,t} \leq P_{WT,n,t}^{\max}, \forall n, t\} \quad (27)$$

$$U_{PV} = \{P_{PV,n,t} \in \mathbf{R}^{n_{pv}} : \mu_{PV,L} \leq \frac{1}{n_n n_t} \sum_{n \in N_{pv}} \sum_{t \in T} \frac{P_{PV,n,t}}{P_{PV,n,t}^{fc}} \leq \mu_{PV,U}, P_{PV,n,t}^{\min} \leq P_{PV,n,t} \leq P_{PV,n,t}^{\max}, \forall n, t\} \quad (28)$$

因此,这些界限表明了每个小时不同不确定性的可能区间。此外,对于每组不确定性变量,以 μ_L 、 μ_U 为一对定义了的不确定性上、下限,表示全天不同不确定性的可能区间。式(28)中的第2行表示全天的实际风机总输出被假定在一个区间中,该区间的下限和上限分别是预测总输出的下限和上限。若 $\mu_{WT,L}$ 、 $\mu_{WT,U}$ 分别设置为90%和110%,则实际风力发电机输出在全天预测总输出的90%~110%之间变化。当 μ_L 降低和 μ_U 上升时,不确定性集的大小会增大,最终的优化解决方案更加保守。

3.2 C&CG 求解算法

在两阶段鲁棒优化求解中,C&CG算法因收敛速度快而被广泛使用^[19-20]。在C&CG算法中,两阶段鲁棒问题分为一个主问题和一个子问题。在日前阶段,主问题的简洁形式为

$$\begin{cases} \min_x c^T x + \lambda \\ \text{s.t. } Ax \geq b \\ \lambda \geq d^T y_l + e^T u_l^* \\ Fx + Gy_l + Hu_l^* \leq v \\ Ix + Jy_l + Ku_l^* = w, \forall u_l^* \in sl \end{cases} \quad (29)$$

在所提出的优化模型中,根据优化目标求出主

问题解(日前阶段的柔性负荷调度),利用子问题(日间阶段共享储能调度)产生一组固定的不确定变量 u_l^* ,最后得到一个最优解为 (x_l^*, λ^*) ;另一方面,一个子问题表示为

$$\begin{cases} S(u, x^*) = \max_u \min_y d^T y + e^T u \\ \text{s.t. } Fx^* + Gy + Hu \leq v \\ Ix^* + Jy + Ku = w \\ u \in U \end{cases} \quad (30)$$

因此,这个最恶劣子问题的最优解代表日间阶段不确定性的一种可能的最坏情况,它将传递给主问题。

C&CG算法求解流程如图2所示。

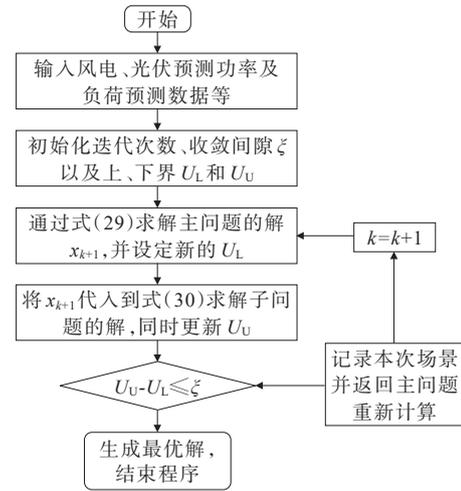


图2 算法求解流程

Figure 2 Algorithm solution flow

4 算例测试

本文采用改进后的IEEE 13节点微电网作为测试系统进行仿真分析,用户可使用共享储能服务。以24h为一个调度周期,单位调度时间为1h^[6]。从文献[21]中得到分时电价,分时电价参数如表1所示;共享储能参数如表2所示,自放电效率设定为2%, $C_{WT,OM}$ 设定为0.035元/kW, $C_{PV,OM}$ 设定为0.04元/kW。微电网系统结构如图3所示,24h负荷预测(占每日高峰负荷的百分比)如图4所示,风机出力预测如图5所示^[13],光伏出力预测如图6所示,算例仿真在Matlab上进行。

表1 分时电价

时段	电价/(元/(kW·h))
峰(08:00—12:00,17:00—21:00)	1.15
平(12:00—17:00,21:00—24:00)	0.68
谷(00:00—08:00)	0.35

表2 共享储能参数设置

寿命周期/a	云平台总能量通 过量/(kW·h)	效率		充电状态	
		充电	放电	最小值	最大值
20	37 000	0.98	0.98	0.2	0.9
惩罚系数/ (元/(kW·h))	功率容量 转换系数	年利 率/%	年运行维护 成本/元	初始投资 成本/元	
0.28	0.2	6	652	8 423	

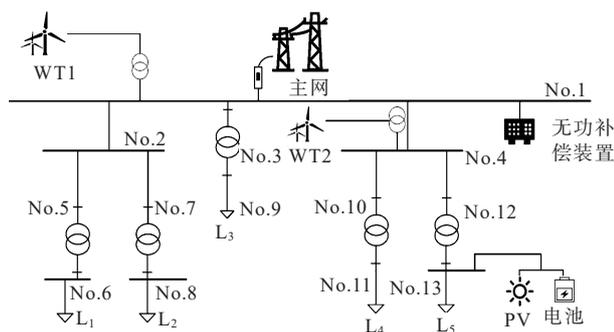


图3 IEEE 13微电网仿真系统

Figure 3 Topology of IEEE 13-bus microgrid system

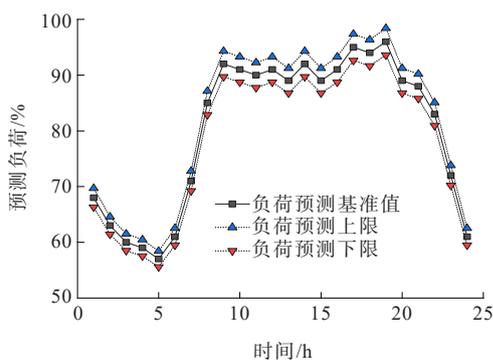


图4 负荷预测

Figure 4 Load forecasting

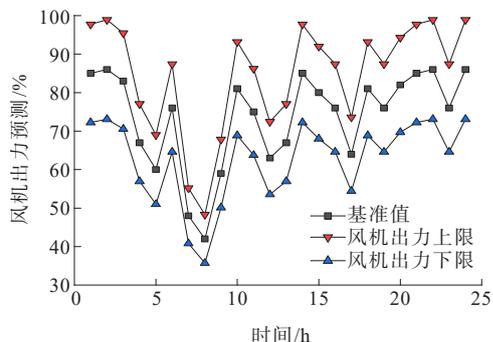


图5 风机出力预测

Figure 5 Wind power output prediction

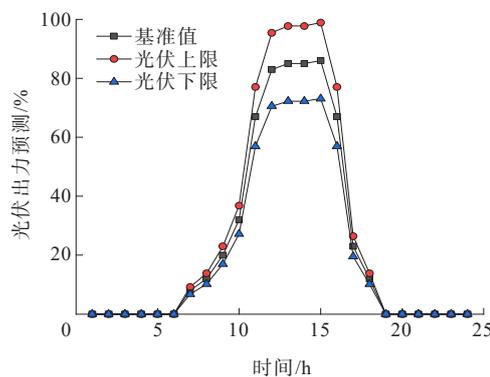


图6 光伏出力预测

Figure 6 Photovoltaic power output prediction

4.1 第1阶段优化

24 h柔性负荷调度结果如图7所示,即第1阶段决策。加入柔性负荷调度后在13:00—15:00时扩大用电量,将高峰时期的负荷进行转入及平移。此外,02:00—05:00用电量预计会更高,因为光伏和风电的出力是足够的。另一方面,17:00—20:00时光伏和风电功率不足,向大电网的购电价格较高,对负荷进行转移、平移及削减可以降低客户需求。

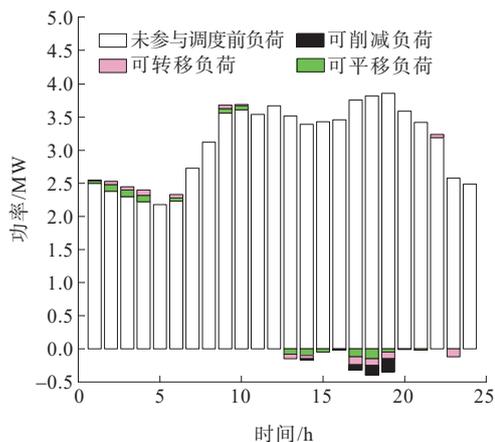


图7 第1阶段柔性负荷调度

Figure 7 Flexible load scheduling in first stage

4.2 第2阶段优化

第2阶段可以准确预测基于短时间水平的可再生能源发电输出和负荷需求,通过共享储能对第1阶段的决策进行补充。

云平台充、放电功率及CSOC如图8所示,共享储能在谷时段00:00—06:00充电、峰时段17:00—21:00放电。电价高峰期共享储能帮助用户大幅降低从大电网购电的需求,云平台在大部分时间内进行充电,可以有效避免闲置储能资源的浪费。不同

场景下微电网运行成本及峰谷差对比如表 3 所示。

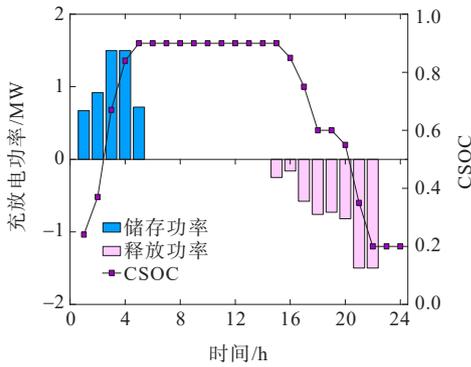


图 8 云平台充、放电功率及 CSOC

Figure 8 Charging and discharging power of cloud platform and CSOC

表 3 不同场景下微电网运行成本及峰谷差对比

Table 3 Comparison of microgrid operation cost in various scenarios

微电网	风力发电机运行成本/元	光伏发电机运行成本/元	向大电网购电成本/元
含有共享储能及柔性负荷	512	481	6 723
不含共享储能及柔性负荷	532	471	10 413

微电网	共享储能成本/元	柔性负荷响应成本/元	运行成本/元	峰谷差/MW
含有共享储能及柔性负荷	1 789	853	10 358	1.42
不含共享储能及柔性负荷	—	—	11 416	1.68

由图 8 和表 3 可知,相比于没有共享储能的传统微电网,当加入共享储能后,在高峰期的放电和低谷期的储电期间,通过共享储能可以有效减少微电网向大电网的购电量,从而达到降低微电网运行成本的目的。相比于没有共享储能的传统微电网,当加入共享储能及柔性负荷后,向大电网购电费用降低了 3 690 元(35.4%),增加了柔性负荷响应成本及共享储能成本,但整体运行成本从 11 416 元降低至 10 358 元,仍降低了 9.27%。在削峰填谷方面,相比于传统微电网,当加入共享储能及柔性负荷后,微电网负荷峰谷差值减少了 0.26 MW。因此,采用本文方法同时可有效减小微电网的波动性。

4.3 对比分析

对于含有共享储能的微电网,本文以 2 种场景对微电网调度进行对比分析:①传统鲁棒性场景优化微电网运行成本;②期望场景下的鲁棒方法优化微电网运行成本。2 种场景下微电网从大电网购电情况如图 9 所示。

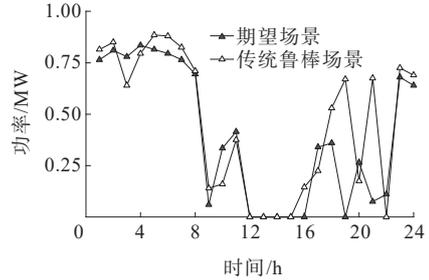


图 9 微电网从大电网购电的情况

Figure 9 Power purchase from large power grid

场景 1 中微电网每小时需要从大电网购买的平均电量为 0.456 MW;场景 2 中微电网每小时需要从大电网购买的平均电量为 0.396 MW。由于传统鲁棒性场景下对不确定性参数的估计过于保守,微电网需要从大电网购买更多的电,以保证微电网在最坏的场景下仍能安全稳定运行。与传统的鲁棒性场景相比,本文提出的优化调度模型有效降低了微电网需要从主电网购买的电量,兼顾了鲁棒性与微电网运行的经济性。

微电网的共享储能系统在传统鲁棒场景下的充、放电情况如图 10 所示。对比图 8、10,与传统的鲁棒性方案相比,期望场景下微电网的共享储能的充、放电次数更少,原因是在传统的鲁棒性场景下,对风电出力、光伏出力以及负荷需求等不确定参数的估计过于保守。因此,微电网的共享储能系统需要更频繁地充、放电,以确保微电网在最恶劣的环境下仍能稳定运行。

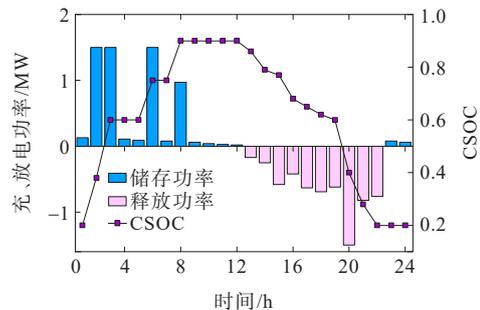


图 10 传统鲁棒场景云平台充、放电功率及 CSOC

Figure 10 Charging and discharging power of traditional robust scenario cloud platform and CSOC

本文通过蒙特卡洛仿真验证所提出方案的可行性,模拟中由蒙特卡罗采样生成的不同场景来实现,并将结果与传统的鲁棒性方案进行比较。在抽样标准差(σ_{WT} , σ_{PV} , σ_{Load})方面,3个不同的测试组基于蒙特卡洛的可行性检查结果生成不同的分布式场景。第1组: $\sigma_{WT}=5\%M_{WT}$ 、 $\sigma_{PV}=5\%M_{PV}$ 、 $\sigma_{load}=1\%M_{load}$;第2组: $\sigma_{WT}=10\%M_{WT}$ 、 $\sigma_{PV}=10\%M_{PV}$ 、 $\sigma_{load}=2\%M_{load}$;第3组: $\sigma_{WT}=15\%M_{WT}$ 、 $\sigma_{PV}=15\%M_{PV}$ 、 $\sigma_{load}=3\%M_{load}$ 。从第1组到第3组,标准差的增加意味着不确定性的增加。在正态分布下,每组随机生成1000个风电机组出力、光伏出力和负荷需求的小时预测情景,应用这些场景来检验所提出的期望场景和传统鲁棒场景策略的可行性对比。

微电网运行成本如表4所示,随着不确定性从第1组增加到第3组,期望场景和传统鲁棒性场景的成本都升高,但是,传统鲁棒场景运行成本始终高于期望场景运行成本。如第1组期望场景的运行成本比传统鲁棒场景下降了230元(2.18%),其他2组情况相同。结果表明:所提出的期望场景能够有效降低微电网运行成本,尤其是在不确定性较大的情况下。

表4 微电网运行成本

场景	传统鲁棒场景成本	期望场景成本
第1组	10 533	10 303
第2组	11 872	11 489
第3组	12 873	12 361

5 结语

本文提出了一种协同考虑风电、光伏、共享储能与柔性负荷的微电网鲁棒优化模型。以微电网运行成本最低为目标函数,为了确保优化结果兼顾鲁棒性与经济性,采用了基于期望场景的两阶段鲁棒模型,使用C&CG算法进行求解。算例结果表明,共享储能与柔性负荷调度可以减小微电网的运行成本,同时促进新能源消纳。当不确定性发生时,蒙特卡洛场景可以检验该模型而获得比传统鲁棒模型更低的运行成本。本文提出的优化调度模型既保证了微电网运行的经济性,减小了微电网的波动,又保证了电网运行的鲁棒性,更符合工程实际,具有较好的应用价值。

未来的研究将考虑微电网孤岛和多微电网情况,以及分析多用户之间的能耗差异对调度控制的影响。

参考文献:

- [1] 希望·阿不都瓦依提,吕海鹏,晁勤.基于非合作博弈的风—光—氢微电网容量优化配置[J].电力工程技术,2022,41(2):110-118.
XI WANG Abuduwayiti, LÜ Haipeng, CHAO Qin. Optimal capacity configuration of wind-photovoltaic-hydrogen microgrid based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 110-118.
- [2] 王书峰,钟明,许贤泽,等.计及需求侧管理的新能源微电网多目标优化调度方法[J].智慧电力,2022,50(12):55-62+69.
WANG Shufeng, ZHONG Ming, XU Xianze, et al. Multi-objective optimal scheduling method for renewable energy microgrid considering demand side management[J]. Smart Power, 2022, 50(12): 55-62+69.
- [3] 李世辉,王琪,贾晓卜,等.考虑热泵负荷和分布式光伏的配微网协调调度[J].中国电力,2022,55(9):29-37.
LI Shihui, WANG Qi, JIA Xiaobo, et al. Coordinated scheduling of distribution networks and microgrids considering heat pump load and distributed photovoltaic [J]. Electric Power, 2022, 55(9): 29-37.
- [4] 陈长青,阳同光.计及柔性负荷的电网储能和光伏协调规划研究[J].电力系统保护与控制,2021,49(4):169-177.
CHEN Changqing, YANG Tongguang. Research on grid energy storage and photovoltaic coordination planning with flexible load[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(4): 169-177.
- [5] 杨丽君,黄凯婷,孔晓磊,等.考虑柔性负荷的并网型微电网系统容量优化配置[J].太阳能学报,2021,42(2):309-316.
YANG Lijun, HUANG Kaiting, KONG Xiaolei, et al. Capacity optimization configuration of grid-connected microgrid system considering flexible load[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(2): 309-316.
- [6] 叶畅,曹侃,丁凯,等.基于广义储能的多能源系统不确定优化调度策略[J].电工技术学报,2021,36(17):3753-3764.
YE Chang, CAO Kan, DING Kai, et al. Uncertain optimal dispatch strategy based on generalized energy storage for multi-energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(17): 3753-3764.
- [7] QIU H F, GU W, XU Y L, et al. Tri-level mixed-integer optimization for two-stage microgrid dispatch with multi-uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3636-3647.

- [8] 王开艳,梁岩,贾嵘.考虑共享储能的冷热电联供型微网低碳经济调度[J].电网与清洁能源,2022,38(11):155-162.
WANG Kaiyan, LIANG Yan, JIA Rong. Low-carbon economical dispatch of the combined cooling, heating and power microgrid considering shared energy storage[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(11): 155-162.
- [9] 潘倩华,林健全,孙伟卿.考虑多主体电力负荷不确定性的工业园区共享储能配置与运行策略[J].软件,2020,41(7):260-263+296.
PAN Qianhua, LIN Jianquan, SUN Weiqing. Configuration and operation strategy of shared energy storage considering multi-body power load uncertainty in industrial parks[J]. Computer Engineering & Software, 2020, 41(7): 260-263+296.
- [10] 孙偲,陈来军,邱欣杰,等.基于合作博弈的发电侧共享储能规划模型[J].全球能源互联网,2019,2(4):360-366.
SUN Cai, CHEN Laijun, QIU Xinjie, et al. A generation-side shared energy storage planning model based on cooperative game[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(4): 360-366.
- [11] 史昭娣,王伟胜,黄越辉,等.考虑决策相关随机规划的光热电站容量配置[J].中国电机工程学报,2020,40(23):7511-7522.
SHI Zhaodi, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, et al. Capacity optimization of concentrating solar power plant based on decision-dependent stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(23): 7511-7522.
- [12] 柳璐,程浩忠,吴耀武,等.面向高比例可再生能源的输电规划方法研究进展与展望[J].电力系统自动化,2021,45(13):176-183.
LIU Lu, CHENG Haozhong, WU Yaowu, et al. Research progress and prospects of transmission expansion planning method for high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 176-183.
- [13] 张亚超,郑峰,乐健,等.考虑风电高阶不确定性的电气综合系统分布鲁棒协同优化调度[J].中国电机工程学报,2020,40(24):8012-8026+8238.
ZHANG Yachao, ZHENG Feng, LE Jian et al. A distributionally robust coordinated optimization scheduling of integrated electricity and natural gas systems considering higher-order uncertainty of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 8012-8026+8238.
- [14] 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 Ke, ZHANG Quanming, WANG Lei, et al. Two-stage robust planning for microgrid considering security margin, Power System Technology[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4617-4626.
- [15] 邵志芳,赵强,张玉琼.独立型微电网源荷协调配置优化[J].电网技术,2021,45(10):3935-3946.
SHAO Zhifang, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong. Source side and load side coordinated configuration optimization for stand-alone micro-grid[J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3935-3946.
- [16] 徐晨博,薛友,林紫菡,等.计及可转移负荷的电一气综合能源系统多目标优化[J].电力科学与技术学报,2019,34(3):13-23.
XU Chenbo, XUE You, LIN Zihan, et al. Multi-objective optimization of an integrated electricity-gas energy system considering transferable loads[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 13-23.
- [17] 李振坤,李一骄,宋德毅,等.独立型微电网日前与日内协调优化调度[J].电力科学与技术学报,2018,33(2):50-58.
LI Zhenkun, LI Yijiao, SONG Siyi, et al. Multi-time scale optimal dispatch of isolated microgrid based on model predictive control[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(2): 50-58.
- [18] 金强,杨卫红,王涛,等.考虑混合储能调频需求的独立微电网投资优化[J].电力科学与技术学报,2021,36(1):52-62.
JIN Qiang, YANG Weihong, WANG Tao, et al. Research on investment optimization of standalone microgrid considering frequency modulation with hybrid energy storage[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(1): 52-62.
- [19] 任建文,张青青.基于能源区块链的虚拟电厂两阶段鲁棒优化调度[J].电力自动化设备,2020,40(8):23-33.
REN Jianwen, ZHANG Qingqing. Two-stage robust optimal scheduling of virtual power plant based on energy blockchain[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(8): 23-33.
- [20] 包广清,周家武,马明,等.考虑风电波动不确定性的两阶段鲁棒优化分频调度方法[J].电网技术,2020,44(12):4530-4538.
BAO Guangqing, ZHOU Jiawu, MA Ming, et al. Two-stage frequency division robust optimal dispatching method considering wind power fluctuation uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4530-4538.
- [21] 郭亦宗,王楚通,施云辉,等.区域综合能源系统电/热云储能综合优化配置[J].电网技术,2020,44(5):1611-1623.
GUO Yizong, WANG Chutong, SHI Yunhui, et al. Comprehensive optimization configuration of electric and thermal cloud energy storage in regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1611-1623.